



Analyse des opportunités de microproduction d'électricité renouvelable en milieu agricole et forestier

Rapport final

Préparé pour :

Union des producteurs agricoles (UPA)
555, boul. Roland-Therrien, bureau 100
Longueuil (Québec), Canada, J4H 3Y9

24 octobre, 2008

Personnel impliqué et collaboration

Recherche et rédaction	Natalie Lambert, Analyste - Énergie Marjolaine Mondon, Assistante de recherche - Agroalimentaire Kathleen Vaillancourt, Directrice - Énergie
Révision du contenu	Jean-François Forest, Directeur - Agroalimentaire Dany Lemieux, Directeur adjoint – Énergie
Révision de texte et formatage	Sophie Zussy, Adjointe administrative
Comité de relecture :	Daniel Bernier, agronome Direction recherches et politiques agricole, UPA Isabelle Bouffard, agronome Direction recherches et politiques agricole, UPA Eric Chagnon, agronome Syndicat des producteurs en serre du Québec Marc-André Côté, Ing.f., Ph.D Direction recherches et politiques agricole, UPA Aïcha L. Coulibaly, M.B.A., M.Sc. Centre de développement du porc du Québec inc. Marc Trudelle, M. Sc., Agronome Fédération des producteurs de porcs du Québec

Cette étude a été réalisée pour l'UPA grâce à l'appui financier du Conseil pour le développement de l'agriculture du Québec (CDAQ)



Table des matières

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS.....	1
1.1. Contexte de l'étude.....	1
1.1.1. L'augmentation des coûts de l'énergie.....	1
1.1.2. La production décentralisée d'électricité au Québec.....	1
1.2. Problématique.....	2
1.3. Objectif et approche méthodologique.....	3
2. PRESENTATION GENERALE DES FILIERES ENERGETIQUES ET DEFINITION DES TERMES UTILISES	4
2.1. Présentation générale des filières énergétiques.....	4
2.1.1. Énergie éolienne.....	4
2.1.2. Énergie solaire photovoltaïque.....	4
2.1.3. Énergie produite à partir de biogaz.....	5
2.1.4. Énergie produite à partir de la biomasse agricole et forestière.....	5
2.2. Définition des dispositifs tarifaires.....	8
2.2.1. Le mesurage net.....	8
2.2.2. Les contrats d'offre standard.....	8
2.2.3. Les programmes de rachat à tarifs variables.....	8
2.2.4. Les appels d'offres.....	8
2.3. Historique de la mise en oeuvre des dispositifs tarifaires.....	9
3. OPPORTUNITÉS DE MICROPRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA.....	11
3.1. Les programmes de rachat d'électricité dans les provinces canadiennes.....	11
3.1.1. Ontario.....	12
3.1.2. Colombie-Britannique.....	16
3.1.3. L'Île-du-Prince-Édouard.....	18
3.1.4. Manitoba.....	18
3.1.5. Saskatchewan.....	19
3.1.6. La Nouvelle-Écosse.....	20
3.2. Tarifs offerts pour l'achat d'électricité renouvelable, frais et conditions d'achat.....	20
3.2.1. Tarifs de rachat.....	20
3.2.2. Frais d'interconnexion.....	22
3.3. Prix de revient et rentabilité de chaque filière énergétique.....	22
3.3.1. Études de cas de production d'énergie éolienne et solaire.....	23
3.3.2. Études de cas de production d'énergie à partir du biogaz.....	25
3.3.3. Études de cas de production d'énergie à partir de la biomasse.....	28
3.4. Tarifs d'électricité payés par les consommateurs.....	29
4. OPPORTUNITES DE MICROPRODUCTION D'ELECTRICITE AUX ÉTATS-UNIS.....	32
4.1. Les programmes de rachat d'électricité aux États-Unis.....	32
4.1.1. La proposition de loi du Député Inslee.....	33
4.1.2. Californie.....	34
4.1.3. Wisconsin.....	34
4.1.4. Michigan.....	35
4.1.5. Minnesota et Illinois.....	37
4.2. Tarifs offerts pour l'achat d'énergie renouvelable, frais et conditions d'achat.....	37
4.2.1. Tarifs de rachat.....	37
4.2.2. Frais d'interconnexion.....	38

4.3.	Prix de revient et rentabilité de chaque filière énergétique.....	39
4.3.1.	Études de cas de production d'énergie éolienne et solaire.....	39
4.3.2.	Études de cas de production d'énergie à partir du biogaz.....	40
4.3.3.	Études de cas de production d'énergie à partir de la biomasse.....	42
4.4.	Tarifs d'électricité payés par les consommateurs.....	42
5.	OPPORTUNITÉS DE MICROPRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE	44
5.1.	Les programmes de rachat d'électricité dans divers pays européens.....	44
5.1.1.	Allemagne.....	45
5.1.2.	France.....	48
5.1.3.	Espagne.....	49
5.1.4.	Autres pays européens.....	51
5.2.	Tarifs offerts pour l'achat d'énergie renouvelable, frais et conditions d'achat.....	53
5.2.1.	Tarifs de rachat.....	53
5.2.2.	Frais d'interconnexion.....	55
5.2.3.	Type de promoteurs et propriétaires des installations.....	56
5.3.	Prix de revient et rentabilité de chaque filière énergétique.....	57
5.3.1.	Études de cas de production d'énergie éolienne et solaire.....	57
5.3.2.	Études de cas de production d'énergie à partir du biogaz.....	59
5.3.3.	Études de cas de production d'énergie à partir de la biomasse.....	62
5.4.	Tarifs d'électricité payés par les consommateurs.....	63
6.	SYNTHESE SUR LES PROGRAMMES DE RACHAT ET LES PRIX DE REVIENT.....	64
6.1.	Contexte canadien.....	64
6.2.	Contexte américain.....	65
6.3.	Contexte européen.....	65
6.4.	Sommaire des facteurs affectant les prix de revient.....	68
7.	ANALYSE ET RECOMMANDATIONS.....	71
7.1.	Conditions de développement d'un programme de rachat d'électricité renouvelable au Québec.....	71
7.1.1.	Conditions politiques nécessaires.....	71
7.1.2.	L'obligation d'achat.....	73
7.1.3.	Durée des contrats pour un programme réussi.....	73
7.1.4.	Limite maximale pour un programme réussi.....	73
7.1.5.	Capacité maximale par installation.....	74
7.1.6.	Tarifs de rachat proposés.....	74
7.1.7.	Les frais d'interconnexion au réseau.....	76
7.1.8.	La simplicité et l'efficacité des processus administratifs du programme.....	77
7.1.9.	Soutien technique et financier.....	77
7.1.10.	Sommaire des recommandations.....	77
7.2.	Développement de la microproduction d'électricité : avantages pour les secteurs agricoles et forestiers..	79
8.	CONCLUSION	82
	RÉFÉRENCES	84
	ANNEXES.....	92

Liste des tableaux

TABLEAU 1 : AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS ACTUELS DE CHAQUE FILIÈRE ÉNERGÉTIQUE	6
TABLEAU 2 : DISPOSITIFS TARIFAIRES EXISTANTS POUR LE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE.....	10
TABLEAU 3 : RESOP EN ONTARIO : RECOMMANDATIONS ET EXÉCUTION	13
TABLEAU 4 : TARIFS DE BASE DU BC SOP SELON LA ZONE GÉOGRAPHIQUE.....	17
TABLEAU 5 : FACTEURS D'AJUSTEMENT DES TARIFS DE BASE DU BC SOP SELON LE MOIS	17
TABLEAU 6 : TARIFS OFFERTS POUR LE RACHAT D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA	21
TABLEAU 7 : FRAIS ET EXIGENCES LIÉS À L'INTERCONNEXION AU RÉSEAU.....	22
TABLEAU 8 : EXEMPLES DE COÛTS DE REVIENT DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES AU CANADA	24
TABLEAU 9 : EXEMPLES DE COÛTS DE REVIENT POUR LA VALORISATION DU BIOGAZ AU CANADA ¹	26
TABLEAU 10 : TARIFS D'ÉLECTRICITÉ À LA CONSOMMATION AU CANADA	30
TABLEAU 11 : TARIFS OFFERTS POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE AU WISCONSIN	35
TABLEAU 12 : TARIFS DE RACHAT PROPOSÉS AU MICHIGAN DANS LE PROJET DE LOI HB 5218.....	36
TABLEAU 13 : TARIFS OFFERTS POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN CALIFORNIE, AU WISCONSIN, AU MICHIGAN, AU MINNESOTA ET EN ILLINOIS.....	38
TABLEAU 14: EXEMPLES DE COÛTS DE REVIENT POUR LA VALORISATION DU BIOGAZ AU MINNESOTA	41
TABLEAU 15 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN ALLEMAGNE	46
TABLEAU 16 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE.....	48
TABLEAU 17 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN ESPAGNE.....	50
TABLEAU 18 : TYPES DE PROGRAMMES DE RACHAT DANS LES AUTRES PAYS EUROPÉENS	52
TABLEAU 19 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN ALLEMAGNE, FRANCE ET ESPAGNE	53
TABLEAU 20 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ DANS D'AUTRES PAYS EUROPÉENS (¢€/kWh).....	55
TABLEAU 21 : EXEMPLES DE PRIX DE REVIENT DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES EN EUROPE.....	58
TABLEAU 22: EXEMPLES DE PRIX DE REVIENT POUR LA VALORISATION DU BIOGAZ EN EUROPE	61
TABLEAU 23 : TARIFS D'ÉLECTRICITÉ PAYÉS PAR LES CONSOMMATEURS DANS DIVERS PAYS D'EUROPE	63
TABLEAU 24 : PRIX DE REVIENT SELON DES ÉTUDES DE CAS RECENSÉES AU CANADA	65
TABLEAU 25 : PRIX DE REVIENT SELON DES ÉTUDES DE CAS EUROPÉENNES.....	67
TABLEAU 26 : FACTEURS AFFECTANT LA RENTABILITÉ DES PROJETS AUTRES QUE LE TARIF DE RACHAT.....	68
TABLEAU 27 : LIMITE MAXIMALE DES PROGRAMMES DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE.....	73
TABLEAU 28 : TARIF DE RACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ DANS CHAQUE JURIDICTION ÉTUDIÉE.....	75
TABLEAU 29 : PROPOSITION DE TARIFS DE RACHAT MINIMAUX POUR LE QUÉBEC	76
TABLEAU 30 : SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS.....	78
TABLEAU 31 : INCITATIFS PROVINCIAUX AU CANADA	108
TABLEAU 32 : ÉTATS DONT LES CAPACITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE SONT LES PLUS IMPORTANTES	112
TABLEAU 33 : INCITATIFS EN ÉNERGIE RENOUVELABLE AUX ÉTATS-UNIS AU NIVEAU FÉDÉRAL	113
TABLEAU 34 : ÉTATS OFFRANT DES INCITATIFS ET DES AVANTAGES FISCAUX POUR L'ÉNERGIE RENOUVELABLE.....	114

TABLEAU 35 : INCITATIFS EN ÉNERGIE RENOUVELABLE AUX ÉTATS-UNIS, PAR ÉTAT	116
TABLEAU 36 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	123
TABLEAU 37 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE SOLAIRE	124
TABLEAU 38 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE VALORISANT LA BIOMASSE	125
TABLEAU 39 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE ET GÉOTHERMIQUE	125
TABLEAU 40 : INCITATIFS FRANÇAIS POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	127
TABLEAU 41 : INCITATIFS ESPAGNOLS POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	128
TABLEAU 42 : INCITATIFS BELGES POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	130
TABLEAU 43 : INCITATIFS BRITANNIQUES POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	132
TABLEAU 44 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ DANS D'AUTRES PAYS EUROPÉENS EN 2006 (€ CENTS/KWH)	134
TABLEAU 45 : COÛTS DE PRODUCTION POUR TROIS TYPES D'INSTALLATIONS DE BIOGAZ EN ALLEMAGNE	137
TABLEAU 46 : APPORT DE MATIÈRES PREMIÈRES AU SYSTÈME	140

Liste des figures

FIGURE 1- TARIFS D'ÉLECTRICITÉ PAYÉS PAR LES CONSOMMATEURS AUX ÉTATS-UNIS	43
FIGURE 2 : ÉOLIENNES À AXE HORIZONTAL ET À AXE VERTICAL.....	94
FIGURE 3 : ÉTAPES NÉCESSAIRES AU DÉVELOPPEMENT D'UN PARC ÉOLIEN	96
FIGURE 4 : PRODUCTION D'ÉNERGIE À PARTIR DE SOURCES RENOUVELABLES (HORMIS L'HYDROÉLECTRICITÉ) EN UNION EUROPÉENNE DE 1990 À 2005	120
FIGURE 5 : BILAN ÉNERGÉTIQUE ET ENVIRONNEMENTAL DE L'INSTALLATION DE MIGNÉVILLE	141
FIGURE 6 : BILAN ÉCONOMIQUE DE L'INSTALLATION DE MIGNÉVILLE	142

Liste des unités

- BTU/h: British Thermal Unit per hour¹
- ¢ : cent de dollars canadiens
- ¢US : cent de dollars américains
- ¢€ : cent d'euros
- GJ : gigajoule
- GW: gigawatt
- GWh : gigawattheure
- kW: kilowatt
- kWh: kilowattheure
- £ : livre sterling²
- m³ : mètre cube
- m³/t: mètre cube par tonne
- m/s: mètre par seconde
- Mtep : mégatonne équivalent pétrole
- MW: mégawatt
- MWh : mégawattheure
- PV: photovoltaïque
- \$: dollars canadiens
- \$ US : dollars américains
- € : euros³
- t/an : tonne par année
- tep : tonne équivalent pétrole
- Tma : tonne métrique anhydre
- TWh: térawattheure
- W: watt
- Wh : wattheure

¹ Unité d'énergie anglo-saxonne qui est définie par la quantité de chaleur nécessaire pour élever la température d'une livre anglaise d'eau d'un degré Fahrenheit

² Le 20 août 2008, le taux de change était de 1.97 (voir www.xe.com/ucc/convert.cgi).

³ Le 20 août 2008, le taux de change était de 1.56 (voir www.xe.com/ucc/convert.cgi).

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS

1.1. Contexte de l'étude

1.1.1. L'augmentation des coûts de l'énergie

Dans le contexte actuel, l'augmentation des coûts de l'énergie fait l'objet de préoccupations croissantes pour les producteurs agricoles. En effet, les dépenses liées aux achats d'énergie occupent souvent une place importante dans leur budget. Par exemple, les achats d'énergie (carburants, propane et électricité) comptaient pour 15% à 19 % des frais variables pour la production de maïs-grain entre les années 2000 et 2006 (La Financière agricole, 2008), et cette proportion peut s'avérer encore plus importante dans certains cas comme les serres par exemple. L'intérêt d'effectuer des analyses au sujet des différentes filières énergétiques qui pourraient être développées dans le secteur agricole se fait donc sentir, en vue de diminuer les coûts d'achat d'énergie et possiblement d'augmenter les sources de revenus pour les producteurs agricoles par la vente des volumes d'énergie non consommés à la ferme. En d'autres mots, les besoins actuels concernent notamment la comparaison des diverses options énergétiques qui s'offrent aux producteurs et l'identification des conditions nécessaires au développement des différentes filières, où les producteurs peuvent être actifs pour augmenter leurs revenus.

1.1.2. La production décentralisée d'électricité au Québec

Le gouvernement québécois, avec sa *Stratégie énergétique du Québec 2006 – 2015* (MRNF, 2006) et son *Plan d'action 2006-2012 contre les changements climatiques* (MDDEP, 2006) favorise le développement de différentes filières d'énergie renouvelable, que ce soit l'énergie éolienne, solaire ou la valorisation du biogaz et de la biomasse agricole et forestière. Le gouvernement se positionne également en faveur du développement de la production décentralisée d'électricité, définie comme étant toute source de production d'électricité située près de la charge qu'elle alimente et généralement raccordée au réseau d'Hydro-Québec. Le gouvernement désire modifier la réglementation actuelle, afin de favoriser les initiatives privées en matière d'autoproduction ou de microproduction d'électricité:

- *Autoproduction.* Selon la définition d'Hydro-Québec, l'autoproduction est la production d'électricité, par, pour et chez le client. Ainsi, le client comble une partie ou la totalité de ses besoins en électricité avec une installation dont il est le propriétaire et l'exploitant. L'autoproduction constitue donc clairement une activité permise actuellement. La puissance installée des équipements d'autoproduction ne doit pas être supérieure à 50 kW.

- *Microproduction.* La voie est également ouverte pour la microproduction d'électricité, c'est-à-dire à partir d'équipements dont la puissance est inférieure à 1 MW, afin de permettre aux particuliers, aux entreprises et aux coopératives de développer des projets de production d'énergie, à l'extérieur du processus d'appel d'offres d'Hydro-Québec (MRNF, 2006).

Le 9 février 2006, la Régie de l'énergie approuvait les diverses dispositions permettant de faciliter l'autoproduction (Régie de l'énergie, 2006). La formule retenue permet aux autoproducteurs d'électricité de sources renouvelables de fournir de l'électricité au réseau, au tarif résidentiel, jusqu'à concurrence de ce qu'ils ont consommé et ainsi réduire leur facture d'électricité (option appelée « mesurage net »). Les sources acceptées sont l'hydroélectricité, l'éolien, le photovoltaïque, le biogaz, les résidus issus de la biomasse forestière et la géothermie. La décision de la Régie de l'énergie vise la remise à zéro de la banque de surplus à chaque période de deux ans. Le réseau sert donc d'accumulateur pour le stockage de la source intermittente installée, caractéristique de l'énergie éolienne et solaire, ainsi que pour fournir la puissance nécessaire au client/producteur. Par contre, l'autoproduction ne vise qu'à combler, partiellement ou totalement, les besoins du client et non la vente des surplus de production à Hydro-Québec. Le gouvernement souhaite que les autoproducteurs puissent également vendre à Hydro-Québec l'excédent de leur production sur leur consommation (MRNF, 2006).

Quant à la microproduction, la prochaine avancée serait d'autoriser les producteurs à pouvoir vendre l'excédent de leur production à des tarifs préférentiels, permettant la rentabilité des équipements de production. Pour se faire, le gouvernement mandate Hydro-Québec pour proposer à la Régie de l'énergie un programme de rachat de l'électricité auprès des microproducteurs. Hydro-Québec devra donc proposer les conditions permettant aux particuliers et aux entreprises de vendre l'excédent de leur production.

1.2. Problématique

Le contexte politique est donc en place pour mettre de l'avant des initiatives de microproduction d'électricité renouvelable dans le secteur agricole. Cependant, la rentabilité économique des projets constitue un important frein au développement de la microproduction d'électricité. La rentabilité des projets dépendra entre autres des prix offerts pour la vente de l'électricité produite. Hydro-Québec a d'ailleurs fait quelques avancées sur ce sujet, mais les prix ne permettent actuellement pas aux producteurs agricoles de rentabiliser la production. Il s'avère donc primordial d'identifier les conditions essentielles pour assurer la mise en œuvre d'un programme de rachat d'électricité, qui encourage le développement de

la microproduction d'électricité de source renouvelable, et qui permet aux petits producteurs de rentabiliser leurs installations, surtout en milieu agricole.

1.3. Objectif et approche méthodologique

Dans le but d'identifier les conditions gagnantes pour établir un programme de rachat d'électricité adapté à la réalité des petits producteurs, cette étude a pour objet de fournir une analyse des programmes existants dans d'autres juridictions. L'analyse vise d'abord les programmes existants dans les autres provinces canadiennes et ensuite ceux recensés dans certains États américains et les pays européens les plus innovateurs dans ce domaine. De plus, des études de cas sont présentées, ce qui permet d'élaborer des recommandations sur les tarifs qui devraient être considérés pour assurer la rentabilité des projets.

La Section 2 présente les filières énergétiques abordées, leurs avantages et inconvénients, ainsi qu'un bref historique des dispositifs tarifaires existants pour le rachat d'électricité renouvelable. Des définitions utiles sont également proposées pour mieux comprendre les différences entre les programmes existants. Les sections suivantes visent à rassembler de l'information sur les différentes juridictions étudiées, soit les provinces canadiennes (Section 3), les États américains (Section 4) et les pays européens (Section 5). Les aspects suivants sont abordés pour chaque section :

- Les programmes de rachat d'électricité renouvelable, les tarifs offerts, les frais d'interconnexion et les conditions d'achat correspondantes;
- Le prix de revient pour chacune des filières énergétiques identifiées et la rentabilité des installations de microproduction;
- Les tarifs payés par les consommateurs d'électricité

L'analyse de cette information permet de mieux comprendre les facteurs qui ont favorisé l'émergence des différentes filières ailleurs au Canada et dans le monde et qui ont une influence sur le coût de revient des différents projets (Section 6). À partir des analyses préalables, la Section 7 présente des recommandations quant aux conditions nécessaires pour établir un programme de rachat d'électricité qui favoriserait le développement de la microproduction au Québec. Les recommandations portent sur le contexte politique qui peut faciliter l'adoption d'un tel programme, les tarifs de rachat adéquats qui permettent aux producteurs de rentabiliser leurs projets, les détails techniques d'un programme réussi et les facteurs externes (non liés au programme) qui peuvent faciliter ou limiter la microproduction. Les impacts sur les secteurs agricoles et forestiers sont aussi discutés dans cette section.

2. PRESENTATION GENERALE DES FILIERES ENERGETIQUES ET DEFINITION DES TERMES UTILISES

Cette section dresse un bref portrait des quatre filières énergétiques identifiées : énergie éolienne, énergie solaire photovoltaïque, valorisation du biogaz, valorisation de la biomasse agricole et forestière (Section 2.1). Cette présentation vise à donner un aperçu du niveau de développement de chaque filière au Québec, ainsi que de leurs principaux avantages et inconvénients. Une description plus technique de chaque filière est présentée à l'Annexe 1. Les divers dispositifs tarifaires pour le rachat d'électricité renouvelable sont également définis dans cette section (Section 2.2), afin de mieux comprendre les différents programmes présentés dans le reste du rapport. Pour terminer cette section, un bref historique de la mise en place de ces dispositifs tarifaires est présenté (Section 2.3).

2.1. Présentation générale des filières énergétiques

2.1.1. Énergie éolienne.

Au Québec, la filière éolienne est celle qui est la plus développée pour la production d'électricité de source renouvelable après l'hydroélectricité. En avril 2007, la puissance installée était de 321,75 MW, avec 272 éoliennes principalement localisées sur le territoire de la Gaspésie et de la MRC de Matane (MRNF, 2008). L'électricité produite est raccordée au réseau de distribution d'Hydro-Québec et utilisée par les divers secteurs économiques. À l'horizon 2015, le gouvernement du Québec souhaite atteindre le développement de 4 000 MW par le biais de divers appels d'offres (MRNF, 2006). Avec cet objectif, des opportunités s'offrent pour la réalisation de petits projets, avec le bloc de 250 MW réservé aux Municipalités régionales de comté (MRC), pour lequel une limite de 25 MW par projet est fixée de façon à favoriser l'implication des petites communautés. Les régions de la Côte-Nord, du Nord-du-Québec, du Saguenay-Lac-Saint-Jean et de la Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine recèlent un potentiel particulièrement intéressant en matière de ressources éoliennes.

2.1.2. Énergie solaire photovoltaïque

À l'instar de plusieurs autres juridictions en Amérique du Nord, la production d'énergie solaire constitue une filière renouvelable encore peu développée au Québec. L'énergie solaire peut servir à produire de la chaleur ou de l'électricité. Actuellement, la filière solaire se limite à l'utilisation de systèmes solaires thermiques à des fins d'usages résidentiels (chauffage de l'eau, des locaux ou des piscines), agricoles et industriels. Quant aux systèmes photovoltaïques, ils sont actuellement considérés comme une solution viable pour les endroits isolés. Le gouvernement favorise également la filière solaire photovoltaïque en donnant à l'Agence de l'efficacité énergétique, en collaboration avec Hydro-Québec, le mandat de déposer

à la Régie de l'énergie un programme pour le développement de la filière solaire active au Québec. Le niveau d'ensoleillement élevé offre un potentiel significatif de développement de cette filière au Québec.

2.1.3. *Énergie produite à partir de biogaz*

Le biogaz est un gaz issu de la fermentation de la matière organique ; il est constitué de méthane (CH₄), dans une proportion allant de 40 à 70 %, de dioxyde de carbone (CO₂), et à l'état de trace, de l'hydrogène sulfuré. Le biogaz peut être utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité ou utilisé comme carburant. Les principales matières pouvant être utilisées pour la digestion anaérobie sont les sous-produits de l'agriculture, dont le fumier, les résidus de cultures végétales et les matières organiques d'origine municipale (lorsque la réglementation le permet). Le choix des matières organiques est un point clé de la gestion d'une installation à la ferme, car il détermine le rendement en méthane (Coulibaly, 2008).

La filière énergétique du biogaz est actuellement en développement au Québec. D'ailleurs, à la suite de l'orientation annoncée dans sa *Stratégie énergétique du Québec 2006 – 2015*, le gouvernement a procédé à la déréglementation des activités de distribution du biogaz en provenance de lieux d'enfouissement sanitaires situés au Québec, pour tout projet développé après le 13 décembre 2006⁴. Auparavant, la distribution du biogaz était soumise à un droit exclusif de distribution sur un territoire donné, au même titre que le gaz naturel, alors que la production et la fixation du prix de vente n'étaient soumises à aucune réglementation.

Le développement de la filière soulève un intérêt marqué dans le secteur agricole. Actuellement, deux vitrines technologiques existent au Québec : la Ferme R. Péloquin en Estrie (5 000 porcs/an) et la Ferme Saint-Hilaire de la région Chaudière-Appalaches (10 000 porcs/an) qui alimentent respectivement une bouilloire au gaz de 400 000 BTU/h et de 600 000 BTU/h pour le chauffage de leurs installations.

2.1.4. *Énergie produite à partir de la biomasse agricole et forestière*

La biomasse est un terme général qui fait référence aux matières organiques et qui englobe les plantes, les arbres, les résidus agricoles (tels que les tiges de maïs, la paille de blé), les déchets organiques des municipalités et les résidus des opérations forestières, y compris la sciure de bois, les rémanents d'exploitation et les résidus de sciage. La majorité de la biomasse utilisée à des fins de combustion au Québec est issue de la forêt ou de l'industrie de transformation du bois et des pâtes et papiers. Les résidus provenant du secteur de la construction, de la démolition et de la rénovation sont aussi très utilisés (CEPAF, 2007).

⁴ Loi L.R.Q., 2006, ch. 46, article 63.

La biomasse est principalement utilisée pour la production de bûches et de granules densifiées. Le Québec compte cinq usines de production de granules, dont la plus importante est Energex, qui produit 120 000 tonnes de granules par année destinées aux marchés résidentiel et commercial. On compte également douze centrales de cogénération à la biomasse forestière au Québec, raccordées au réseau d'Hydro-Québec, qui produisent plus de 285 MW d'électricité. Des projets existent pour 150 MW supplémentaires. De plus, le projet de règlement du 19 mars 2008 définit un bloc d'énergie produit par cogénération à la biomasse de 125 MW⁵, de façon à amorcer les livraisons au plus tard le 1er décembre 2011. La société Boralex est le producteur d'électricité à partir de résidus de bois le plus important en Amérique du Nord (cinq centrales aux États-Unis et deux au Québec) (CEPAF, 2007). Par ailleurs, il existe de nombreuses installations de combustion de la biomasse pour l'autoproduction.

La valorisation de la biomasse agricole, forestière et organique (municipale) est également reconnue comme une mesure pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 1,8 million de tonnes dans le *Plan d'action 2006-2012 contre les changements climatiques* (MDDEP, 2006). Le budget total pour cette mesure est maintenant de 124 millions de dollars pour la période 2006-2012, incluant l'aide du fédéral (programme ÉcoFiducie).

Le Tableau 1 résume les principaux avantages et inconvénients associés à chaque filière énergétique actuellement.

TABLEAU 1 : AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS ACTUELS DE CHAQUE FILIÈRE ÉNERGÉTIQUE

Avantages	Inconvénients
Énergie éolienne	
<p>La simplicité d'installation</p> <p>Le faible coût de fonctionnement et d'entretien.</p> <p>Les installations sont généralement fiables et peuvent fonctionner en moyenne 25 ans.</p> <p>L'impact environnemental est très faible</p> <p>Le coût en carburant est nul.</p> <p>Les nouvelles technologies sont silencieuses et représentent un faible danger pour la santé.</p>	<p>Les coûts d'investissement sont élevés.</p> <p>La production d'énergie est intermittente, nécessitant des moyens de production complémentaires.</p> <p>L'énergie éolienne fait face à de l'imprévisibilité (infrajournalières et infrahoraires), nécessitant d'ajuster la production à la demande en temps réel.</p> <p>La viabilité économique de l'installation d'une éolienne dépend grandement de la qualité du vent.</p>

⁵ Décret 916-2008, *Énergie produite par cogénération à la biomasse*.

Avantages	Inconvénients
Énergie solaire photovoltaïque	
<p>Les faibles coûts de fonctionnement et d'entretien.</p> <p>La possibilité de servir d'alternative à d'autres sources d'énergie lors des pointes de demande.</p> <p>La plupart des systèmes photovoltaïques peuvent être transportés et adaptés à la quantité d'énergie demandée.</p>	<p>Le coût très élevé de l'investissement.</p> <p>Lorsque le stockage de l'énergie électrique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru.</p> <p>Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de 12% à 20% (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28 %)</p> <p>.</p>
Énergie produite à partir de biogaz	
<p>La possibilité de traiter le fumier d'une manière qui respecte les exigences réglementaires de plus en plus strictes au plan environnemental.</p> <p>L'effluent traité, le digestat, contient essentiellement la même quantité de fertilisants que le lisier brut et présente un volume presque équivalent. La forme minérale de l'azote et du phosphore a toutefois été favorisée par la digestion, ce qui rend ces éléments plus facilement assimilables par les plantes lors de leur épandage (CRAAQ, 2008).</p> <p>La réduction de nombre d'agents pathogènes et des odeurs du lisier.</p> <p>Les revenus supplémentaires obtenus grâce aux redevances pour le traitement de matières premières non-agricoles (lorsque la réglementation le permet).</p> <p>Le captage et donc la réduction des émissions de GES et faciliter la cohabitation sociale.</p>	<p>L'inégalité de l'efficacité énergétique des substrats agricoles et domestiques.</p> <p>Le potentiel méthanogène des déjections animales peut parfois être insuffisant; il est alors nécessaire d'ajouter d'autres produits pour augmenter le rendement de méthane.</p> <p>Le taux de matière organique du lisier est grandement diminué par la digestion (CRAAQ, 2008).</p>
Énergie produite à partir de la biomasse agricole et forestière	
<p>Les bénéfices socioéconomiques intéressants pour les communautés des régions ressources forestières du Québec.</p> <p>Les coûts totaux de production de granules à partir de différentes biomasses (saule, panic érigé, résidus forestiers) relativement comparables.</p> <p>Les récentes innovations technologiques en matière de systèmes de combustion de la biomasse associées à une meilleure compréhension des carburants ont permis d'améliorer les systèmes.</p>	<p>Tout reste à faire, tant au niveau du fonctionnement général, qu'en matière de modèle d'affaires et de mise en marché de la production pour les plantes énergétiques.</p> <p>Les marchés alternatifs tels que la fabrication de litière, l'isolation des maisons, etc., présentent de meilleures opportunités pour les producteurs de cultures énergétiques (Brodeur, 2008).</p>

2.2. Définition des dispositifs tarifaires

2.2.1. Le mesurage net

Ces programmes permettent aux consommateurs de produire leur propre électricité. L'électricité générée est déduite de l'électricité consommée et le consommateur est facturé uniquement pour sa consommation nette. L'électricité générée en surplus n'est pas rachetée; soit elle est perdue immédiatement, soit elle est créditée sur les factures suivantes pour une période déterminée, par exemple de un an, et le surplus est perdu au-delà de cette période.

2.2.2. Les contrats d'offre standard

Les juridictions qui ont mis en place un système de contrats d'offre standard exigent des services publics ou des fournisseurs d'électricité l'émission d'un contrat standard pour tous les développeurs admissibles souhaitant revendre l'électricité générée par leur installation. Les éléments standardisés dans le contrat sont, par exemple, le tarif de rachat offert et la durée du contrat. Le concept de contrat standard a été introduit pour permettre, et dans certains cas encourager, le développement des petits projets sans la nécessité de passer par un processus d'appel d'offres.

2.2.3. Les programmes de rachat à tarifs variables

Les programmes de rachat à tarifs variables sont semblables aux contrats d'offre standard, c'est-à-dire qu'un contrat standard est accordé pour chaque projet admissible. La durée du contrat est prédéterminée, ainsi que les tarifs payés pour le rachat de l'électricité générée. Par contre, la différence porte sur le fait que la structure des tarifs offerts est généralement plus avancée et progressive. Les tarifs varient selon la filière, l'année du contrat, la puissance du vent, le lieu de l'installation, etc.

2.2.4. Les appels d'offres

Dans le cadre d'un système d'appels d'offres, un gouvernement ou un fournisseur demande aux développeurs potentiels de soumettre des propositions pour l'installation d'une capacité donnée de production d'électricité. La plupart du temps, les sources d'énergie admises sont spécifiées (éolien, hydro, etc.). Un contrat est accordé au développeur ayant soumis la meilleure proposition (selon les critères et conditions prédéfinies) et proposé le meilleur prix pour le rachat de l'électricité. Les processus d'appels d'offres sont généralement utilisés pour assurer le développement de grande capacité de production.

2.3. Historique de la mise en oeuvre des dispositifs tarifaires

Le premier dispositif a été introduit aux États-Unis en 1978 : le *Public Utility Regulatory Policies Act*. Il a entre autres permis l'accès au réseau électrique pour les petits producteurs d'électricité (c'est-à-dire, autres que les fournisseurs et les services publics) et les particuliers. Alors qu'une méthodologie avait été élaborée pour calculer et proposer des tarifs de rachat avantageux, ces derniers n'ont pas été mis en place. La participation au programme a donc été très faible.

Dans les années 1980, la Californie a mis en place plusieurs programmes obligeant les services publics à fournir des **contrats d'offre standard** (*Standard Offer Contracts*) de rachat de l'électricité auprès des petits producteurs. Le *Standard Offer #4* a été le premier programme du genre. Ce dernier proposait un tarif de rachat fixe pour tous les types de projets. À partir de ce moment, et avec la mise en place des programmes subséquents, le développement de la filière d'énergie renouvelable en Californie a connu une croissance rapide.

En 1991, l'Allemagne a mis en place le programme *Stromeinspeisungsgesetz*, lequel proposait un tarif fixe (*Feed-in tariffs*) pour le rachat de l'électricité renouvelable et autorise l'accès prioritaire au réseau pour sa distribution. Le nouveau programme *Erneuerbare Energien Gesetz*, mis en place en 2000 et mis à jour en 2004, constitue une amélioration du programme précédent en offrant des tarifs progressifs selon le type de technologie, l'emplacement de l'installation, sa puissance, etc. Le modèle allemand de **programme de rachat à tarifs variables** (*Advanced Renewable Tariffs*) a été utilisé comme référence pour la mise en œuvre de programmes semblables en France et en Espagne. Aujourd'hui, l'Europe est reconnue comme étant le chef de file mondial en matière du développement de la microproduction d'énergie renouvelable.

En 2006, l'Ontario a mis en œuvre un programme d'offre standard. Ce programme est considéré comme le dispositif tarifaire le plus avancé en Amérique du Nord pour le rachat d'électricité renouvelable, où il n'existe d'ailleurs pas de programmes de rachat à tarifs variables. L'Amérique du Nord a plutôt favorisé les programmes de **mesurage net** jusqu'à maintenant. Aujourd'hui, les gouvernements d'autres pays ou juridictions d'Amérique du Nord demeurent réticents à l'implantation de programmes de rachat à tarifs variables. Cela s'explique en partie par la présence du lobby puissant des principaux fournisseurs d'électricité, ainsi que par l'inaction des politiciens au sujet des questions de financement des programmes : les programmes de rachat à tarifs variables sont normalement financés par la redistribution des coûts supplémentaires entre tous les consommateurs. Cependant, il est important de mentionner qu'en Allemagne, ces coûts ne représentaient que 3 % des factures d'électricité des consommateurs (Argyropoulos, 2008), et qu'en France, le coût des programmes à tarifs variables a contribué à augmenter la facture annuelle d'électricité d'une famille moyenne de seulement 1 \$ en 2007 (Chabot, 2008).

Plusieurs pays utilisent les systèmes d'**appels d'offres** pour encourager le développement de projets d'énergie renouvelable, souvent avec le but d'atteindre un objectif politique de production d'énergie de sources renouvelables. Les tarifs de rachat sont négociés au gré à gré. À l'heure actuelle, la majorité des projets inscrits dans le cadre du programme d'offre standard sont des projets commerciaux, plutôt que des projets communautaires ou agricoles. Un système d'appels d'offres exclut généralement les petits producteurs, puisque ces derniers ne possèdent ni l'expertise technique, ni les moyens financiers de faire des offres compétitives par rapport à celles des grands producteurs.

Par contre, la présence d'un tel programme, parallèlement à un programme de rachat à tarifs variables ou un programme d'offre standard, s'avère utile pour éviter que les grands producteurs monopolisent la capacité du réseau de distribution d'électricité. En Ontario, un appel d'offres devait être annoncé conjointement au programme d'offre standard. Cependant, l'appel d'offres n'a jamais été annoncé et les grands producteurs indépendants ont utilisé le programme d'offre standard pour mettre en place leurs projets, laissant peu de place aux petits producteurs.

Le Tableau 2 présente une comparaison des caractéristiques des différents dispositifs tarifaires pour le rachat de l'électricité renouvelable : programmes de rachat à tarifs variables, programmes d'offre standard, mesurage net et appels d'offres.

TABLEAU 2 : DISPOSITIFS TARIFAIRES EXISTANTS POUR LE RACHAT D'ELECTRICITE RENOUVELABLE

	Programmes de rachat à tarifs variables	Programmes d'offre standard	Mesurage net	Appels d'offres
Accès prioritaire au réseau pour les installations d'énergie renouvelable	Oui	Non	Non	Non
Détermination des tarifs de rachat	Prédéterminé	Prédéterminé	Prix du marché	Au cas par cas
Tarifs progressifs (selon la filière, la puissance de l'installation, etc.)	Oui	Non	Prix du marché	Au cas par cas
Rachat d'électricité en surplus de la consommation	Oui	Oui	Non	Oui
Contrats de longue durée	Oui	Oui	Non	Oui
Limite de la taille maximale d'un projet	Non (en général)	Oui	Oui	Oui
Limite de la capacité totale du programme	Non (en général)	Non (en général)	Oui	Oui

Source : Compilations par ÉcoRessources Consultants

3. OPPORTUNITÉS DE MICROPRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

Les opportunités de microproduction d'électricité au Canada sont abordées en détail dans cette section. Les programmes de rachat mis en place par quelques provinces canadiennes sont présentés de façon spécifique (Section 3.1). Une attention particulière est portée à l'Ontario, qui a mis en œuvre le programme de rachat le plus avancé en Amérique du Nord actuellement. Par la suite, un sommaire des tarifs de rachat de l'électricité produite et des conditions d'achat correspondantes est effectué (Section 3.2). Les prix de revient de chaque filière énergétique sont analysés à partir d'études de cas recensées dans la littérature (Section 3.3). Afin d'alimenter la discussion sur la rentabilité des projets de microproduction d'électricité renouvelable, les tarifs d'électricité payés par le consommateur sont mentionnés pour chaque province (Section 3.4).

3.1. Les programmes de rachat d'électricité dans les provinces canadiennes

Au Canada, la production d'électricité est sous juridiction provinciale. La décision d'investir et d'encourager les énergies renouvelables revient donc à chaque gouvernement provincial. Toutefois, le gouvernement fédéral a également mis en place des mesures ciblées destinées à aider les Canadiens à faire un usage plus efficace de l'énergie, à favoriser l'approvisionnement en énergie renouvelable et à mettre au point des technologies énergétiques plus propres. Les objectifs et les incitatifs financiers offerts pour la production d'énergie renouvelable de façon générale sont présentés à l'Annexe 2.

Cette section présente en détail les programmes de rachat d'électricité renouvelable mis en œuvre par quelques gouvernements provinciaux au Canada, soient l'Ontario, la Colombie-Britannique, l'Île-du-Prince-Édouard, le Manitoba, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse.

Actuellement, trois provinces ont instauré des programmes d'offre standard, dont l'Ontario, la Colombie-Britannique et l'Île-du-Prince-Édouard. Il n'existe aucun programme de rachat à tarifs variables en œuvre actuellement au Canada.

Quant au mesurage net, un programme a été mis en place dans sept provinces: le Québec, l'Ontario, le Manitoba, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et la Colombie-Britannique. Quant à l'Alberta, la facturation nette n'est pas légale. La province a développé des normes pour permettre l'interconnexion des petits producteurs au réseau de distribution et le rachat de l'électricité. Par contre, la complexité du processus d'interconnexion, ainsi que l'exigence d'un paiement annuel de 1 000 \$ au *Alberta Power Pool*, rendent le développement des projets d'autoproduction ou de microproduction

quasiment impossible. La connexion au réseau est habituellement effectuée par la compagnie locale de distribution. La mise en place de ces programmes est difficile, car elle requiert l'installation de nouveaux équipements, de nouveaux systèmes de facturation et doit faire face au défi de l'intermittence, par exemple pour l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque.

3.1.1. Ontario

Le gouvernement de l'Ontario entend accroître les occasions de production d'énergie propre et renouvelable. Dans le cadre de l'*Integrated Power Systems Plan*, le gouvernement a établi l'objectif d'atteindre 15 700 MW de capacité d'énergie renouvelable disponible sur le réseau d'ici 2025 (le double de la capacité installée en 2005). L'atteinte de cet objectif augmentera la contribution des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité de 27 % à 34 %.

Afin d'encourager les investissements dans les petits projets de production, le ministre de l'Énergie a mandaté l'*Association d'énergie renouvelable de l'Ontario* (Ontario Sustainable Energy Association-OSEA) pour produire une étude examinant les critères nécessaires pour l'introduction d'un programme d'offre standard en Ontario⁶. Suite aux recommandations de l'OSEA (2005), le ministre de l'Énergie a formellement demandé à l'*Office de l'électricité de l'Ontario* et à la *Commission de l'énergie de l'Ontario* de créer un programme d'offre standard pour les petits producteurs.

En 2006, le *Renewable Energy Standard Offer Program* (RESOP) a été inauguré, mais avec certaines modifications par rapport à ce qui avait été recommandé par l'OSEA. Aujourd'hui, le RESOP constitue le programme le mieux réussi en Amérique du Nord. L'objectif établi en 2006 était d'atteindre 1 000 MW de puissance renouvelable installée d'ici dix ans. En mai 2008, 378 contrats avaient été signés, totalisant 1 393 MW de capacité (par contre, seulement 120 projets des 378 ont été réalisés à ce jour, totalisant 69 MW, dont 40 MW en éolien, 0,5 MW en solaire, 8 MW en hydro et 21 MW en bioénergie) (OPA, 2008b). De plus, des centaines d'applications supplémentaires ont été refusées dû à un manque de capacité sur les lignes de transmission.

6 Dans cette étude, *Powering Ontario Communities*, l'OSEA (2005) a d'abord analysé les différentes méthodologies utilisées dans d'autres pays pour la promotion des énergies renouvelables. À partir des expériences recensées, elle a proposé des recommandations préliminaires pour établir un programme pilote d'offre standard en Ontario. Ensuite, elle a organisé un atelier, auquel plusieurs acteurs dans le domaine de l'énergie renouvelable ont participé, tel que des individus, des entreprises et des ONG, ainsi que Bernard Chabot, un économiste français, qui a contribué à l'installation d'un programme d'offre standard en France et dans plusieurs autres pays européens. Les contributions des participants à l'atelier ont servi à améliorer les recommandations de l'OSEA au ministre de l'Énergie pour l'implantation d'un programme d'offre standard en Ontario.

Les recommandations de l'OSEA ainsi que les caractéristiques actuelles du RESOP sont présentées dans le Tableau 3.

TABLEAU 3 : RESOP EN ONTARIO : RECOMMANDATIONS ET EXÉCUTION

Caractéristique	Recommandation de l'OSEA	Programme d'offre standard actuel
Durée des contrats	20 ans	20 ans
Taille maximale des projets	10 à 30 MW	10 MW
Limite de capacité totale du programme	Pas de limite	Pas de limite
Secteurs éligibles (agricole, commercial, résidentiel, autochtone, etc.)	Tous les secteurs	Tous les secteurs
Mesures pour éviter la monopolisation du réseau (stratégie 'anti-gaming')	Plusieurs mesures possibles ont été proposées : pas de limite de capacité totale du programme; l'exigence de la propriété locale des installations; une limite de capacité installée par développeur; l'expiration des contrats non complétés après 2 ans.	Pas de limite de capacité totale du programme.
Tarifs pour l'énergie éolienne	1-5 ans : 13,3 ¢/kWh 6-20 ans ¹ : 13,3 ¢/kWh (<650 kWh/m ² /an) 9,0 ¢/kWh (<900 kWh/m ² /an) 6,9 ¢/kWh (<1100/kWh/m ² /an)	11 ¢/kWh
Tarif pour l'énergie solaire	Avec prêt commercial : 83 ¢/kWh Avec prêt à taux privilégié : 67 ¢/kWh	42 ¢/kWh
Tarif pour l'énergie biomassique et hydroélectrique	13,3 ¢/kWh	11 ¢/kWh Prime de 3,52 ¢/kWh pour 80 % de capacité de production durant les heures de pointe.
% du tarif indexé sur l'inflation (indice des prix à la consommation en Ontario)	80 %	20 % (éolienne, biomasse, hydroélectricité) 0 % solaire

¹ Tarifs basés sur le niveau d'activité des éoliennes et la surface couverte par les pales (considérés comme étant plus représentatif que les tarifs basés sur la capacité installée).

Source : OSEA, 2005 ; 2007

Plusieurs facteurs ont contribué au succès du RESOP jusqu'à aujourd'hui :

- Les tarifs sont garantis pendant 20 ans, ce qui permet aux développeurs de planifier des projets à long terme;
- Les projets de toutes les tailles sont encouragés. Néanmoins, une limite de capacité de 10 MW a été fixée par installation (et depuis mai 2008, une limite de 50 MW par acteur et par source d'énergie). Cela aide à soutenir le développement de petits projets communautaires non commerciaux;
- Pas de limite de capacité totale du programme (nombre total de MW);
- Le programme est ouvert à tous les secteurs : résidentiel, agricole, commercial. Par contre, les développeurs ayant déjà eu des contrats ou des affiliations pour la production d'électricité avec les services publics ou le gouvernement ontarien ne sont pas admissibles au programme;
- La possibilité de mettre en œuvre le projet en plusieurs étapes (sur un maximum de trois ans) ou d'une façon incrémentale;
- La simplicité du programme au niveau des exigences administratives et techniques ainsi que de la rapidité de l'évaluation des applications.

Néanmoins, un an et demi après la mise en place du programme, l'OSEA a identifié plusieurs problèmes avec le RESOP. Entre autres, les tarifs offerts ne sont pas suffisants pour rendre la majorité des projets rentables. L'OSEA a déterminé que des tarifs de 11 ¢/kWh sont minimalement rentables, et ce, uniquement pour les plus puissantes installations éoliennes, et que des tarifs d'au moins 17 ¢/kWh sont nécessaires pour le biogaz et d'au moins 84 ¢/kWh pour le solaire. Le *Comité du développement économique de la communauté rurale de Ste-Anne-de-Prescott* en Ontario a effectué une étude de faisabilité des installations de biogaz qui a duré quatre ans (2003 à 2007). Selon leurs résultats, ils ont présenté les recommandations suivantes à l'Ontario Power Authority (OPA) :

- Un tarif inférieur à 14 ¢/kWh ne produira pas d'effet de réponse du marché et n'incitera pas les producteurs agricoles à investir dans les biodigesteurs;
- Il faut mettre en place des tarifs supérieurs à 14 ¢/kWh pour les projets supérieurs à 1 MW et supérieures à 18 ¢/kWh pour les projets inférieurs à 300 kW, afin qu'il n'y ait pas d'impacts trop importants sur la rentabilité de l'entreprise;
- Un tarif de 16 ¢/kWh semblerait approprié pour les projets de 300 kW à 1 MW (Ste-Anne-de-Prescott, Economic Development Committee, 2006).

Comme mentionné, seulement 34 des 314 projets qui ont été approuvés dans le cadre du RESOP ont été réalisés jusqu'à maintenant. Il est par ailleurs possible que plusieurs projets approuvés ne soient jamais réalisés en raison de leur faible rentabilité. Les préoccupations et les recommandations de l'OSEA et de la communauté de Ste-Anne-de-Prescott au niveau des tarifs sont aussi reflétées par l'expérience anecdotique des petits producteurs en Ontario.

L'OSEA a aussi identifié les problèmes suivants avec le programme RESOP (OSEA, 2007) :

- L'absence de mesures «anti-gaming» suffisantes pour éviter la monopolisation de la capacité des lignes de transmission par quelques grandes entreprises. Par conséquent, des centaines de demandes de petits producteurs n'ont pas pu être considérées;
- L'absence d'un programme d'appel d'offres pour les grands développeurs permettant leur connexion au réseau de distribution. Les grands développeurs ont plutôt bénéficié du RESOP, monopolisant ainsi le réseau de transmission, le seul moyen d'accès à l'interconnexion pour les petits producteurs;
- Les plupart des services publics d'électricité au Canada sont des producteurs à grande échelle. Les normes d'interconnexion sont, par conséquent, adaptées aux besoins et aux particularités des grands producteurs d'électricité. Les petits producteurs sont, quant à eux, traités au cas par cas, que l'administration dans laquelle ils se trouvent soit réglementée ou non (Réaliser le potentiel de la photovoltaïque en réseau au Canada, 2003);
- Le manque d'un système échelonné de tarifs éoliens fait en sorte que les installations bénéficiant des meilleurs vents ont généré des profits importants et subventionnés, alors que les installations où la puissance des vents est moyenne ne sont pas rentables;
- Les crédits de carbone générés par les projets demeurent la propriété de la province, ce qui limite la rentabilité des installations, bien que le revenu potentiel associé à leur vente soit relativement faible comparativement au revenu énergétique. En effet, le remplacement d'une forme d'énergie fossile par une forme d'énergie renouvelable permet de réduire les émissions de GES. Des crédits peuvent être obtenus pour ces réductions et vendus sur le marché du carbone afin de générer des revenus supplémentaires.

En mai 2008, l'OPA a effectué une revue du RESOP et a émis quelques recommandations en vue d'améliorer le programme suite à une forte demande inattendue. Il est proposé de: améliorer le processus de demande pour le rendre encore plus efficace, augmenter la capacité des lignes de transmission dans les régions où le potentiel de production est le plus important, limiter la capacité admissible de chaque développeur pour éviter la monopolisation de la capacité des lignes de transmission (OPA, 2008).

Il existe également un programme de mesurage net en Ontario. Tout client produisant de l'électricité principalement à des fins personnelles, à partir d'une source renouvelable (le vent, l'eau, le soleil, le biogaz ou la biomasse) est admissible au programme de facturation nette. La capacité de production cumulative maximale de l'équipement utilisé est de 500 kW. La génération d'électricité en surplus est créditée en réserve pendant un an. Tout surplus après un an est perdu (Ministère de l'Énergie de l'Ontario, 2008).

3.1.2. Colombie-Britannique

En février 2007, la Colombie-Britannique a lancé le *BC Energy Plan: A Vision for Clean Energy Leadership* (Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, 2008). Le *BC Energy Plan* est un plan d'action en énergie et environnement stipulant des objectifs de réduction de GES liés à la production d'énergie, des améliorations en conservation d'énergie et en efficacité énergétique, ainsi que des objectifs de sécurité et d'investissements en énergie renouvelable. Le *BC Energy Plan* a d'ailleurs annoncé le développement d'un programme d'offre standard. La Colombie-Britannique a utilisé le programme de l'Ontario comme modèle pour développer son programme.

En avril 2008, un programme d'offre standard a été mis en œuvre (le « BC SOP ») par BC Hydro, dont les caractéristiques sont les suivantes (BC Hydro, 2008):

- Les types de technologies admissibles au BC SOP doivent fournir de l'électricité d'une façon propre, renouvelable et efficace (la technologie doit avoir été mise en marche avec succès dans au moins trois installations pendant trois ans). L'énergie nucléaire est exclue;
- L'installation doit être effectuée sur le territoire de la Colombie-Britannique et le développeur doit être propriétaire du site ou doit avoir les droits d'exploitation du site;
- Des projets de taille entre 0,05 MW et 10 MW sont permis;
- Le projet doit être mis en marche commerciale dans les trois ans qui suivent l'émission du contrat. Sinon, le contrat est annulé;
- Le développeur a le droit de choisir un contrat de 20 à 40 ans;
- Les tarifs de base sont déterminés selon la zone géographique où se trouve l'installation. Ce tarif de base est ajusté par la suite selon la période de l'année et de la journée (de 72 % à 126 %). Il y a une prime par kWh pour les installations qui ont reçu une certification environnementale (*Environmental Certificate*);
- 100 % des tarifs de base sont indexés chaque année en dehors d'un contrat. Dans le contexte d'un contrat, 50 % du tarif de base est indexé;
- Tous crédits liés à la réduction des GES sont la propriété de BC Hydro. L'objectif de la prime tarifaire est de dédommager le développeur pour la perte de ses crédits.

Le Tableau 4 et le Tableau 5 présentent les tarifs de rachat de base, ainsi que les facteurs d'ajustement selon la période de l'année.

TABEAU 4 : TARIFS DE BASE DU BC SOP SELON LA ZONE GÉOGRAPHIQUE

Région	Tarif de base (¢/kWh)
L'Île de Vancouver	8,423
Continent bas	8,386
Kelly/Nicola	8,031
Intérieur central	7,753
Région de la paix	6,994
Côte du nord	7,137
Intérieur du sud	7,227
Kootenay du Sud	7,605

Source : BC Hydro (2008).

TABEAU 5 : FACTEURS D'AJUSTEMENT DES TARIFS DE BASE DU BC SOP SELON LE MOIS

Mois	Ajustement - pointe	Ajustement - hors pointe
Janvier	125 %	106 %
Février	126 %	110 %
Mars	114 %	106 %
Avril	103 %	95 %
Mai	92 %	76 %
Juin	90 %	72 %
Juillet	91 %	72 %
Août	95 %	81 %
Septembre	96 %	88 %
Octobre	108 %	97 %
Novembre	109 %	102 %
Décembre	122 %	102 %

Source : BC Hydro (2008).

Puisque le BC SOP est très récent, il est difficile d'avoir une idée de l'impact du programme. Le *BC Sustainable Energy Association* (BCSEA) a encouragé la mise en place d'un programme de rachat à tarifs variables en Colombie-Britannique et considère que le BC SOP n'atteint pas ses objectifs (Dauncey, 2008). Comme le RESOP en Ontario, les tarifs ne sont pas déterminés selon la filière, ni selon les coûts de production. Il sera donc difficile pour les petits producteurs de rentabiliser leurs installations, surtout pour la filière solaire (où les coûts de production sont plus élevés).

La Colombie-Britannique offre également un programme de mesurage net pour toute installation jusqu'à 50 kW de capacité. Toute génération d'électricité en surplus après un an de facturation est appliquée à la future consommation ou elle est rachetée du développeur à un tarif de 5,4 ¢/kWh, à la discrétion de BC Hydro.

3.1.3. L'Île-du-Prince-Édouard

La loi de 2004, *The Renewable Energy Act*, établit qu'au moins 15 % de l'électricité devra être produite à partir de sources renouvelables d'ici 2010. Cependant, cet objectif avait déjà été atteint en 2007, alors la cible a été augmentée à 30 % d'ici 2016⁷. Le *Renewable Energy Act* a stipulé que les services publics sont obligés d'acheter l'électricité générée des installations renouvelables d'une capacité de 100 kW ou plus à un tarif fixe de 7,75 ¢/kWh. Deux ¢/kWh de ce tarif est indexé et variable selon les changements dans les coûts de fonctionnement. Dans le cas des projets éoliens, les installations seront admissibles seulement dans les zones géographiques désignées (avec des vitesses de vent moyennes d'au moins 7,5 m/s). La durée des contrats est de 20 ans.

Ce programme a été développé surtout pour encourager le développement de la filière éolienne dans la province qui possède un très grand potentiel de développement de cette énergie. Néanmoins, les tarifs de rachat demeurent trop bas pour que cette ressource soit adéquatement exploitée.

L'Île-du-Prince-Édouard a aussi mis en place un programme de mesurage net pour les installations de moins de 100 kW.

3.1.4. Manitoba

Manitoba Hydro a mis en place un programme de mesurage net depuis 1989. La participation au programme demeure assez faible et le tarif de rachat est déterminé selon le projet. En 2000, seulement deux sites de production bénéficiaient de ce programme dans la province. À l'heure actuelle, aucune

⁷ Voir www.crcresearch.org/node/310

installation en milieu agricole n'est référencée. Néanmoins, un tarif de rachat fixe sera bientôt implanté, probablement autour de 6 ¢/kWh. L'association *Manitoba Sustainable Energy Association* encourage actuellement le développement d'un programme de rachat à tarifs variables au Manitoba. Manitoba Hydro travaille également en ce moment sur le développement d'un programme d'incitatifs pour les installations de biogaz (Graham, 2008). Dans le secteur industriel, le *Bioenergy Optimization Program* offre un incitatif de 15¢/kWh pour la production d'électricité renouvelable, lequel ne dépasse pas 50% des coûts totaux du projet ou encore un million de dollars.

Le gouvernement a lancé un appel d'offres pour 1 GW d'énergie renouvelable, dont 50 MW sont réservés pour les projets d'énergie renouvelable communautaires.

3.1.5. Saskatchewan

Le gouvernement de la Saskatchewan examine actuellement un programme de rachat à tarifs variables, mais aucune politique à cet égard n'a pas encore été mise en place. Cependant, en novembre 2007, le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé un investissement de 500 millions de dollars dans leur *Green Strategy* et *Energy and Climate Change Plan*. Cet investissement aidera à atteindre les objectifs suivants⁸ :

- 100 MW d'énergie éolienne additionnelle en 2012;
- 50 MW d'énergie biothermique en 2012;
- 20 MW d'énergie produite à partir de biomasse forestière en 2010;
- Une réduction de 300 MW de consommation d'électricité en 2017, par le biais de programmes d'efficacité énergétique;
- La troisième phase de l'*Environmentally Preferred Power Program*, qui encourage le développement des projets en énergie renouvelable dans le secteur privé;
- Un programme de mesurage net.

Depuis 2007, le principal fournisseur d'électricité en Saskatchewan, SaskPower, offre un programme de rachat d'électricité pour les producteurs indépendants avec des installations jusqu'à 100 kW de capacité. Toutes les formes d'électricité sont rachetées à un tarif fixe de 6,26 ¢/kWh. À ce jour, il n'y a qu'un seul producteur inscrit à ce programme.

⁸ Voir : <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/story?id=49999>

SaskPower offre également un programme de mesurage net dont le surplus d'électricité généré est conservé pendant un an comme crédit applicable à la future consommation. Après un an, l'électricité en surplus est perdue. Actuellement, douze producteurs d'électricité sont inscrits à ce programme, dont dix gèrent des installations éoliennes rurales (deux installations d'énergie solaire sont urbaines).

Dans le cadre du produit *Green Power*, SaskPower offre à ses clients la possibilité de consommer de l'électricité verte générée par 33 éoliennes dans le sud-ouest de la province sous la propriété de SaskPower, en payant des frais supplémentaires.

La Ville de Saskatoon offre également un programme de mesurage net qui est semblable à celui de SaskPower. Par contre, la ville offre la possibilité de racheter de l'électricité générée par des projets jusqu'à 1 MW de capacité. Jusqu'à 100 kW, les tarifs accordés sont les mêmes que ceux offerts par SaskPower. Pour les projets de 100 kW à 1 MW, les tarifs sont négociés au cas par cas.

3.1.6. *La Nouvelle-Écosse*

La province de la Nouvelle-Écosse s'est fixée l'objectif que 10 % de l'électricité générée dans la province soit produite à partir de sources renouvelables d'ici 2013. Pour cela, la province a mis en place les *Renewable Portfolio Standards*, ce qui correspond à un système d'appels d'offres auprès de la *Nova Scotia Power* pour l'installation des projets d'énergie renouvelable.

La Nouvelle-Écosse a également mis en place un programme de mesurage net dans les années 1990, mais seulement deux producteurs en bénéficient (Berry, 2003).

3.2. Tarifs offerts pour l'achat d'électricité renouvelable, frais et conditions d'achat

Cette section synthétise les tarifs offerts aux producteurs décentralisés d'électricité renouvelable ainsi que les conditions d'achat et les frais associés à l'interconnexion dans les différentes provinces canadiennes.

3.2.1. *Tarifs de rachat*

Le Tableau 6 synthétise les tarifs offerts aux producteurs pour le rachat de l'électricité produite dans les différentes provinces canadiennes, ainsi que les conditions d'achat.

TABLEAU 6 : TARIFS OFFERTS POUR LE RACHAT D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA

Province	Type de programme	Éolienne, biomasse et biogaz	Solaire	Durée du contrat	Notes
Ontario	Programme d'offre standard	11 ¢/kWh	42 ¢/kWh	20 ans	Prime de 3,52 ¢/kWh en période de pointe pour la fourniture d'électricité de façon stable. Capacité de production de chaque installation limitée à 10 MW
Colombie-Britannique¹	Programme d'offre standard	Tarifs de base : 6,994 à 8,423 ¢/kWh selon la région géographique		20 à 40 ans	Ajustements de 72 % à 126 % selon la période de production. Prime de 3,1 ¢/kWh pour les projets avec un <i>Environment Certificate</i> . Capacité de production de chaque installation limitée à 50 kW
Île-du-Prince-Édouard	Programme d'offre standard	7,75 ¢/kWh		20 ans	
Manitoba		Déterminé au cas par cas			Capacité de production de chaque installation limitée à 10 MW Manitoba Hydro implantera bientôt un tarif fixe d'environ 6 ¢/kWh
Saskatchewan	Programme d'offre standard (à venir)	6,26 ¢/kWh			Capacité de production de chaque installation limitée à 100 kW
Québec	Appels d'offres (plus quelques ententes gré à gré)	Appel d'offres pour l'éolien de 500 MW pour les municipalités et les Autochtones : tarif de 9,5 ¢/kWh Autres filières : tarif déterminé au cas par cas			

¹ Voir la Section 4.2.2 pour plus de détails

Dans toutes les provinces, les développeurs sont obligés de transférer tous les attributs environnementaux liés au projet, incluant les crédits de carbone, à l'administrateur du programme (soit le gouvernement provincial ou le service public).

Au Québec, Hydro-Québec a dans le passé toujours proposé des contrats d'achats dans lesquels ils incluait une clause leur donnant la propriété des crédits de carbone. Cependant, nous comprenons que cette clause peut être négociée.

3.2.2. Frais d'interconnexion

Les principaux frais et exigences liés à l'interconnexion de l'installation au réseau selon la province canadienne ont été recensés dans le Tableau 7.

TABEAU 7 : FRAIS ET EXIGENCES LIÉS À L'INTERCONNEXION AU RÉSEAU

Province	Frais et exigences liées à l'interconnexion
Ontario	OPA : Une étude d'interconnexion et une étude d'impact environnementale sont exigées aux frais du développeur. Les distributeurs locaux à qui le développeur se connecte peuvent aussi demander des frais mensuels administratifs d'interconnexion.
Colombie-Britannique	BC Hydro : Une étude d'interconnexion est requise dans les 180 jours suivant la demande de BC Hydro, financée par le développeur.
Manitoba	Manitoba Hydro : Une première évaluation du projet est gratuite. Si le projet est estimé réalisable, une étude plus détaillée, représentant un coût de 1 000 \$, effectuée par un ingénieur est obligatoire.
Saskatchewan	SaskPower : Une étude d'intégration, effectuée par SaskPower représentant un coût de 300 \$, est obligatoire avant la connexion au réseau.

Source : Communications personnelles avec l'OPA, BC Hydro, Manitoba Hydro et SaskPower

Un aspect qui a été souligné dans la plupart de nos conversations avec les petits développeurs ou les acteurs travaillant avec les développeurs (surtout en Ontario sous le programme d'offre standard) est que les frais d'interconnexion sont non seulement très élevés, mais également imprévisibles. Les frais varient largement selon le type de transformateur, l'état de l'infrastructure, etc. Il est donc très difficile d'incorporer cet aspect financier qui risque d'être très important dans les études de faisabilité, ce qui empêche l'estimation précise de la rentabilité réelle d'un projet potentiel.

3.3. Prix de revient et rentabilité de chaque filière énergétique

Cette section contient l'analyse des coûts de revient des différentes filières énergétiques basée sur des études de cas concrets. Des exemples de projet d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque en Ontario sont d'abord analysés (Section 3.4.1). Ensuite, des exemples de calcul de coût de revient tirés de projets d'installation de digesteurs produisant du biogaz en Ontario, permettent d'analyser la rentabilité de cette filière (Section 3.4.2). Finalement, les questions de rentabilité de production d'énergie à partir de la biomasse agricole et forestière sont discutées (Section 3.4.3). Cependant, aucun exemple concret visant la microproduction d'électricité à partir de biomasse forestière n'a été recensé pour appuyer cette discussion.

3.3.1. Études de cas de production d'énergie éolienne et solaire

G & M Nairn Farm (Ontario). Une éolienne reconditionnée de 49 mètres a été installée sur la ferme de G&M Nairn Farm, nécessitant un investissement initial de 200 000 \$. Ayant une capacité de 85 kW, l'électricité produite est utilisée pour alimenter les bâtiments et les équipements utilisés pour la production d'œufs. Mise en fonction en mars 2007, l'éolienne a produit 10 000 kWh d'électricité sur l'équivalent de 70 jours, ce qui équivaut à un facteur de capacité de seulement 7 %. Quelques pannes sont survenues, ce qui a causé l'arrêt de l'éolienne pendant plusieurs jours en attendant l'aide technique nécessaire de la part du vendeur de la technologie. Fonctionnant dans le cadre du programme de mesurage net, l'objectif du propriétaire est de produire 75 % de ses besoins en électricité d'ici la fin de l'année 2008. La période de retour sur investissement est fortement dépendante de la qualité de vents, mais elle a été estimée à 10-15 ans par le vendeur de la technologie dans ce cas-ci où les vents soufflent en moyenne à 6m/s. Avec des tarifs offerts de 11 ¢/kWh pour l'électricité, le propriétaire affirme qu'il n'est pas possible d'envisager l'exportation d'électricité sur le réseau et que des tarifs de 16 ¢/kWh seraient nécessaires. De plus, certaines modifications ont dû être apportées au réseau et celles-ci ont été supportées par le propriétaire lui-même.

Veldman Farm (Ontario). Une éolienne, utilisée dans le contexte du programme de mesurage net en Ontario, a été installée sur la ferme laitière Veldman Farm, où les vents soufflent en moyenne à 5,4 m/s. Nécessitant un investissement initial de 100 000 \$, l'éolienne a produit 11 000 kWh d'électricité avec un facteur de capacité de 15 %. Quelques pannes sont survenues, nécessitant l'arrêt de l'éolienne pour des périodes assez longues (jusqu'à deux semaines). La période de retour sur investissement est également estimée à 10-15 ans par le vendeur de la technologie dans ce cas-ci; l'éolienne devait normalement produire 94 000 kWh par an. Si le taux de production de 11 000 kWh se maintenait, la période de retour sur investissement atteindrait plutôt 40 ans.

Maple Key Farms (Ontario). La ferme Maple Key Farms a installé une éolienne de 20 kW fabriquée au Minnesota et participe au programme de mesurage net. Les mêmes enjeux ont été soulignés par le propriétaire, c'est-à-dire qu'à chaque panne, l'éolienne se retrouve en arrêt de fonctionnement pendant au minimum deux semaines en attendant le soutien technique. Avec un investissement initial de 95 000 \$, la période de retour sur investissement est encore une fois estimée à 10-15 ans par le vendeur de la technologie, mais est davantage estimée à 15-20 ans dans les conditions actuelles.

Agronoma International (Ontario). Un exemple pertinent de projet de microproduction d'électricité à partir d'énergie solaire a été mis en œuvre sur la ferme Agronoma International située près de Woodstock. Le projet a débuté en novembre 2006 avec un investissement de 1 000 000 \$ et la mise en œuvre complète

du projet s'est étalée sur un an. Depuis, 600 modules ont été installés, totalisant 113 kW de puissance. La production annuelle est estimée à 196 000 kWh. La technologie (SunSaver1) est caractérisée par des rendements de 45 % supérieurs à ceux des technologies existantes et est garantie 20 ans. En effet, celle-ci est mobile et possède un système qui permet de détecter le point le plus ensoleillé du ciel, et par conséquent, se repositionne constamment de façon optimale. La période de retour sur investissement est estimée à 10-11 ans par le vendeur de la technologie. Cependant, il est encore trop tôt pour savoir quels sont les rendements réels de la technologie.

Le Tableau 8 présente un résumé des études de cas des projets éoliens et solaires discutés ci-dessus.

TABLEAU 8 : EXEMPLES DE COÛTS DE REVIENT DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES AU CANADA

	G&M Nairn Farm (ON)	Veldman Farm (ON)	Maple Key Farms (ON)	Agronoma International (ON)
Filière énergétique	Éolien	Éolien	Éolien	Solaire
Données technologiques	Vents de 6 m/s	Vents de 5,4 m/s		
Production d'énergie				
Puissance installée (kW)	85		20	113
Facteur de capacité (%) ¹	7 %	15 %		20 %
Production d'électricité (kWh/an)	Réelle: 10 000	Réelle: 11 000		Estimée: 196 000
Coût				
Investissement total (\$)	200 000	100 000	95 000	1 000 000
Prix de rachat de d'électricité (¢/kWh)	11	11	11	42
Retour sur investissement (an)	Estimé:10-15	Estimé: 10-15 Réelle: 40	Estimé: 10-15 Réelle: 15-20	Estimé : 10-11
Coût de revient (¢/kWh)	16	12		51

¹ Le facteur de capacité correspond au pourcentage du nombre d'heures d'utilisation de l'installation sur la capacité d'utilisation maximale dans une année.

Source : Conversations avec les producteurs agricoles et visites sur le terrain. Les données ont été fournies par les développeurs eux-mêmes lors de visites sur les sites et par le biais d'appels téléphoniques. Les données sont présentées telles que fournies par les développeurs et n'ont pas été calculées par ÉcoRessources.

Ces exemples démontrent que le coût de revient de la production d'électricité varie entre 12 et 16 ¢/kWh pour les projets d'énergie éolienne. Ces estimations concordent avec les données du IERF (2008) qui indique que le coût de revient (incluant l'installation et l'exploitation) de l'énergie fournie par l'éolienne de petite puissance (100 W à 100 kW) varie entre 15 et 30 ¢/kWh en 2007 selon la qualité de la ressource éolienne du site. Les coûts excluent les incitatifs à la production d'énergie renouvelable ainsi que la valeur des crédits environnementaux.

Quant à l'énergie solaire, le coût de revient de la production d'électricité se situe à 51 ¢/kWh dans le cas documenté ci-dessus. Cependant, selon Don Hilborn de l'Ontario Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs (OMAFRA), le montant de 42 ¢/kWh offert par le programme d'offre standard en Ontario serait en principe suffisant pour permettre la rentabilité des installations.

3.3.2. Études de cas de production d'énergie à partir du biogaz

De 2003 à 2007, une étude de faisabilité a été réalisée par le Comité de développement économique de Ste-Anne-de-Prescott, région rurale du sud-est de l'Ontario, sur la mise en place d'un digesteur anaérobie à l'échelle communautaire. Les divers scénarios modélisés, lesquels se sont avérés peu concluants, sont présentés à l'Annexe 3.

La deuxième phase du projet a porté sur une analyse coûts-bénéfices de quatre scénarios théoriques de digesteurs individuels à la ferme⁹. Un 5^e exemple, basé sur le premier exemple avec l'utilisation de 25 % de matières non agricoles a été modélisé en plus. Le Tableau 9 décrit l'analyse de rentabilité des quatre projets produisant du biogaz à la ferme dans la région de Ste-Anne et du 5^e exemple modélisé. Les chiffres sont tirés des exemples détaillés par le comité de développement économique de Ste-Anne-de-Prescott. Le facteur de capacité utilisé est de 91 %, le prêt à 3,7 % d'intérêts et une période de remboursement du prêt de 12 ans. Les taux sont actuellement plus élevés que ceux utilisés dans l'étude, ce conduiraient à des coûts de revient plus élevés et/ou une période de retour sur investissement plus longue.

L'analyse précédente démontre que le prix minimal de rachat de l'électricité produite, sans apport de matières non agricoles, devrait être de 14 ¢/kWh afin que les petits digesteurs soient rentables. Or, actuellement en Ontario, le prix de rachat de l'électricité est de 11 ¢/kWh, ce qui ne permet pas de rentabiliser les installations. Même avec une prime pour la prise en charge de matière organique non agricole, le coût de revient est supérieur au prix de rachat offert.

⁹ Le ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales de l'Ontario (OMAFRA) a développé un modèle Excel qui a été ensuite adapté par le comité de développement économique de Ste-Anne-de-Prescott pour modéliser les quatre scénarios.

TABEAU 9 : EXEMPLES DE COÛTS DE REVIENT POUR LA VALORISATION DU BIOGAZ AU CANADA ¹

	Exemple 1	Exemple 2	Exemple 3	Exemple 4	Exemple 5
Production de méthane					
Source animale – Cheptel bovins (n)	100	200	120	220	100
Volaille (têtes)			45000		
Source végétale (ha)	100	60	60	80	100
Sources organiques non agricoles (t)	/	/	/	/	2275
Quantité totale de méthane (m ³ /an)	513 225	396 449	377 561	499 094	715 018
Production d'énergie (électricité et chaleur)					
Puissance installée (kW)	286	221	211	279	399
Production d'électricité (kWh/an)	2 291 182	1 769 863	1 685 539	2 228 100	3 192 047
Production de chaleur (kWh/an)	2 391 994	1 847 737	1 759 703	2 326 136	3 332 497
Coût					
Investissement total (\$)	1 211 365	935 740	891 157	1 178 013	1 354 566
Coût d'exploitation (\$/an)	197 197	135 839	130 136	175 278	224 733
Coût annuel total (incluant le remboursement et les intérêts) (\$/an)	342 964	248 440	237 372	317 032	387 733
Revenu					
Financement sur le capital (%)	0	0	0	0	0
Prix de rachat de l'électricité (¢/kWh)	11	11	11	11	11
Prix pour la prise en charge de matière organique non agricole (\$/t)	/	/	/	/	30
Revenu annuel net total (\$/an)	282 935	219 823	209 336	275 410	459 288
Rentabilité					
Retour sur investissement (an)¹	14,1	11,1	11,3	11,8	5,8
Coût de revient (¢/kWh)²	15	14	14	14	12

¹ Ne tient pas compte de la dépréciation rapide des équipements de biogaz et leur remplacement dans la durée de vie du projet, ni le bénéfice fiscal du programme de dépréciation accéléré (DPA) des infrastructures en énergie renouvelable de Revenu Canada

² Le coût de revient est le coût annuel total, incluant le remboursement et les intérêts, divisé par la production annuelle d'électricité. Le retour sur investissement est l'investissement total divisé par les revenus annuels - coûts d'exploitation annuels.

Source : Ste-Anne-de-Prescott Biological Digester (2006)

L'investissement initial est élevé, soit en moyenne de 4200 \$/kW, auquel s'ajoute un coût annuel d'environ 1150 \$/kW, incluant le remboursement du prêt et les intérêts. Ces estimations correspondent aux données présentées lors de la *Journée sur la méthanisation des engrais de ferme* en janvier 2007, à savoir que le coût d'installation d'une unité de biométhanisation varie actuellement entre 2500 et 5000 \$/kW. Avec un tarif de 11 ¢/kWh, ces types d'installations ne seraient certainement pas rentables au Québec. Un tarif de rachat de 14 à 15 ¢/kWh semble constituer un minimum pour rentabiliser les installations. De plus, il semble indispensable de proposer des subventions à l'investissement, comme en Ontario, afin d'encourager les propriétaires en milieu agricole à investir dans cette filière.

Des unités plus petites peuvent cependant être installées, impliquant un coût d'investissement moins élevé. L'investissement pour l'installation d'une unité de biométhanisation dans une ferme porcine typique du Québec (5000 porcs), soit d'environ 350 000 \$ avant subvention. Pour une ferme laitière de 180 têtes (100 vaches en lactation plus relève), le coût du système serait de l'ordre de 300 000 \$. Le seuil de rentabilité serait tout de même de l'ordre de 13 à 22 ¢/kWh.

L'impact de l'apport de matières organiques non agricoles sur le coût de revient est par contre intéressant. En effet, la prise en compte d'un ajout de matières organiques non agricoles (25 %), démontre un retour sur investissement bien plus rapide (5,8 ans) et un coût de revient de l'électricité plus faible (12 ¢/kWh). Toutefois, l'ajout de matériaux non agricoles dans les digesteurs vient d'être autorisé en Ontario¹⁰ mais n'est pas encore autorisé au Québec.

À l'heure actuelle au Québec, le développement de la production de biogaz est confronté à certains défis, tels que, l'investissement important et l'impossibilité de vendre l'électricité excédentaire, ainsi que la difficulté de stocker le surplus de biogaz en été et la réglementation agricole en matière de phosphore (Beauregard, 2008 dans Coulibaly, 2008). En effet, la teneur de phosphore dans le digestat est tout aussi élevée que celle dans le lisier avant la digestion.

¹⁰ En Ontario, la réglementation pour l'ajout de matériaux non agricoles vient d'être finalisée. Le changement de la loi *Nutrient Management Act and Environmental Protection Act* va dorénavant permettre d'ajouter 25 % de matériel à risque dans les fermes sans avoir à désigner la ferme comme un site de déchets. Depuis l'été 2007, les fermes peuvent recevoir un agrément pour mettre en œuvre des digesteurs avec une quantité limitée de matières premières non agricoles (De Bruyn, 2008). Les critères à respecter sont les suivants : un maximum de 5000 m³/an et de 100 m³/jour, un maximum de 25 % de matières premières non agricoles et parmi le reste, 50 % doivent être du fumier. Les matériaux permis sont les matières premières de l'industrie agroalimentaire et les coproduits, ainsi que les matériaux ayant reçu un prétraitement (produits de l'industrie des viandes).

3.3.3. Études de cas de production d'énergie à partir de la biomasse

Au Québec, comme ailleurs au Canada, il existe surtout d'importants projets de valorisation de la biomasse forestière pour le chauffage. En effet, si l'on compare les coûts nets de l'énergie utilisée pour le chauffage, il est de 11,6 ¢/kWh pour le mazout, de 8 ¢/kWh pour l'électricité, de 8 ¢/kWh pour le gaz, de 2,9 ¢/kWh pour les copeaux et de 4,7 ¢/kWh pour les granules (Baribeault, 2008a). Il existe également de grandes centrales de cogénération à la biomasse dans l'industrie des pâtes à papier de capacité, soit de l'ordre de 20 à 30 MW. Ces centrales valorisent les liqueurs noires, les écorces et résidus de bois de leur industrie (Baribeault, 2008b). De plus petits projets existent, mais uniquement pour la production d'énergie thermique.

Collectivité crie d'Oujé-Bougoumou. La première installation de combustion directe à petite échelle est celle de la collectivité crie d'Oujé-Bougoumou, village situé dans la région de la Baie-James au Nouveau-Québec. Installé en 1992, ce système de chauffage récupère la sciure de bois des scieries de la région pour la convertir en énergie en vue d'alimenter tout le village en chaleur et en eau chaude. Le système installé consiste en deux chaudières à biomasse de 2,7 MW (CEPAF, 2007).

Ville d'Amqui. Le deuxième cas est à Amqui, dans la vallée de la Matapédia, où un projet de chauffage à la biomasse a fait l'objet d'une étude de pré faisabilité basée sur les résultats obtenus à l'aide du logiciel de RETScreen®. Le projet consiste à installer deux fournaies sur lit fluide (900°C) qui serviront à chauffer quatre ou cinq bâtiments municipaux et l'école secondaire, ainsi que le centre hospitalier. La vapeur produite par la combustion de la biomasse forestière génèrera de la chaleur qui sera redistribuée par un système de tuyauterie où circulera de l'eau chaude. L'approvisionnement se fera par l'intermédiaire de scieries locales et de collectes de résidus en forêt. La puissance de la chaudière à la biomasse est de 1 MW (CEPAF, 2007). Un projet similaire ferait l'objet d'une étude de pré faisabilité pour le centre hospitalier de Baie-Comeau avec une puissance de 75 kW (Légaré, 2007 dans CEPAF, 2007) ainsi que pour le centre hospitalier de Chicoutimi.

Coopératives forestières. La production d'électricité décentralisée par cogénération à la biomasse est très peu développée au Canada. La part du coût de l'équipement dans l'investissement total devient bien trop importante à petite échelle. Toutefois, deux coopératives forestières réalisent actuellement des études de pré faisabilité pour des projets de cogénération à la biomasse de 1 à 2 MW. Le surplus de vapeur en été serait utilisé pour un séchoir de bois. Le coût de revient de l'électricité de ces installations est estimé à plus de 10 ¢/kWh, compte tenu de l'efficacité qui est plus réduite en été (Gagné, 2008). Les coopératives forestières valoriseront les sciures, planures et écorces issues de leur exploitation.

À l'heure actuelle, au Québec, la puissance électrique moyenne installée des centrales de cogénération à la biomasse avoisine les 30 MW. Ce sont principalement des considérations économiques qui ont dicté leur puissance : le coût de puissance unitaire et le bas prix que les producteurs obtiennent pour l'électricité produite. Aujourd'hui, le coût typique des centrales de cogénération à la biomasse dans la gamme de puissance de 5 à 30 MW, utilisant une turbine à vapeur, varie entre 2 250 et 3 500 \$/kW. Outre le coût de puissance unitaire, au Québec, le prix qui peut être obtenu pour l'électricité produite reste bas, comparativement à celui obtenu dans d'autres régions nord-américaines et en Europe. Pour ces raisons, entre autres, les projets de petite taille sont très durs à rentabiliser dans le contexte québécois et c'est pourquoi ceux qui sont réalisés ont généralement une capacité de 20 MW et plus (Baribeault, 2008b).

Par ailleurs, le faible développement au Québec des installations de faible capacité de production d'électricité à partir de biomasse s'explique par différents facteurs, lesquels ne permettent pas de rentabiliser actuellement les petites installations décentralisées (Bouchard, 2008 ; Gagné, 2008).

- Le faible coût de l'énergie électrique au Québec;
- L'éloignement des centres d'approvisionnement en matières premières agricoles et forestières par rapport au pôle de consommation d'électricité;
- L'éloignement et la dispersion des consommateurs finaux d'électricité;
- La difficulté à valoriser la production de vapeur;
- Le faible rendement électrique (20 % environ).

3.4. Tarifs d'électricité payés par les consommateurs

Dans cette section, les tarifs d'électricité payés par les consommateurs résidentiels et industriels des provinces du Québec, de l'Ontario, de la Colombie-Britannique et de l'Île-du-Prince-Édouard sont présentés ci-dessous. Cela permet de mettre en perspective les coûts de revient de chaque filière énergétique avec les prix facturés aux consommateurs et de comprendre dans quelle mesure les États ont investi et peuvent encore investir dans les filières renouvelables.

Le Tableau 10 reprend les tarifs de consommation d'électricité au Canada, dans les différentes provinces étudiées pour les clients résidentiels et industriels.

TABLEAU 10 : TARIFS D'ÉLECTRICITÉ À LA CONSOMMATION AU CANADA

Province	Grille	Redevance d'abonnement	Tarifs ¢/kWh	Prime de puissance \$/kW/mois
Québec¹	Tarif D : résidentiel	40,64 ¢/jour	< 30 kWh/jour : 5,40 > 30 kWh/jour : 7,33	6,21
	Tarif G : moins de 100 kW	12,33 ¢/jour	< 5090 kWh/mois : 8,72 > 5090 kWh/mois : 4,48	15,54
	Tarif M : entre 100 à 5000 kW	-	< 210000 kWh/mois : 4,48 > 210000 kWh/mois : 2,93	13,44
	Tarif L : 5000 kW et +	-	2,91	-
Ontario²	Résidentiel		Mai à octobre : < 600 kWh : 5,0 Plus de 600 kWh : 5,9 Nov. à avril < 1000 kWh : 5,0 > 1 000 kWh : 5,9	
	Consommateur non résidentiel		< 750 kWh : 5,0 > 750 kWh : 5,9	
Colombie-Britannique³	Résidentiel	12,93 ¢/jour	6,55	
	Entreprise : <35 kW	15,48 ¢/jour	7,36	
	Entreprise : >35 kW	15,48 ¢/jour	< 14 800 kWh/mois : 7,36 > 14 800 kWh/mois : 3,54	< 35 kW/mois : 0 De 35 à 115 kW/mois : 3,77 > 115 kW/mois : 7,23
Île-du-Prince Édouard⁴	Résidentiel urbain	22,67 \$ par période de facturation	< 1600 kWh/mois : 10,87 > 1600 kWh/mois : 8,43	
	Résidentiel rural	24,83 \$ par période de facturation	< 1600 kWh/mois : 10,87 > 1600 kWh/mois : 8,43	
	Général	22,67 \$ par période de facturation	< 5000 kWh/mois : 13,58 > 5000 kWh/mois : 8,55	< 20 kW/mois : 0 > de 20 kW/mois : 2,39

¹http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/grille_tarifaire.pdf

²http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/For+Consumers/Understanding+Your+Bill+Rates+and+Prices/Electricity+Prices+for+RPP+Consumers_fr

³<http://www.bchydro.com/policies/rates/rates764.html>

⁴<http://www.maritimeelectric.com/1policies.html>

Les tarifs payés par les consommateurs en Ontario sont très bas, entre 5 et 5,9 ¢/kWh, alors que les tarifs offerts de rachat d'électricité sont plus du double. L'État subventionne donc de façon importante la microproduction d'électricité.

En Colombie-Britannique, les tarifs d'électricité payés par les consommateurs sont plus élevés qu'en Ontario, mais les tarifs de rachat d'électricité proposés plus faibles. L'État subventionne dans une moindre mesure la microproduction d'électricité.

À l'Île-du-Prince-Édouard, au contraire, le tarif de rachat proposé (7,75 ¢/kWh) est plus faible que le tarif payé par les consommateurs (8,43 ¢/kWh à 13,58 ¢/kWh), ainsi le gouvernement encourage la production d'énergie renouvelable mais le tarif de rachat ne constitue pas un incitatif à la microproduction.

Au Québec, les tarifs payés par les consommateurs sont très bas également. Si un programme de rachat avec des tarifs élevés est proposé, soit le gouvernement devra subventionner la microproduction d'électricité, soit les coûts du programme devront être repartis entre tous les consommateurs.

4. OPPORTUNITES DE MICROPRODUCTION D'ELECTRICITE AUX ÉTATS-UNIS

Les opportunités de microproduction d'électricité aux États-Unis sont abordées en détail dans cette section. Les programmes de rachat mis en place par quelques États américains sont présentés de façon spécifique (Section 4.1). Par la suite, un sommaire des tarifs de rachat de l'électricité produite et des conditions d'achat correspondantes est effectué (Section 4.2). Les prix de revient de chaque filière énergétique sont analysés à partir d'études de cas recensées dans la littérature (Section 4.3). Afin d'alimenter la discussion sur la rentabilité des projets de microproduction d'électricité renouvelable, une figure relatant les tarifs d'électricité payés par le consommateur est présentée (Section 3.4).

4.1. Les programmes de rachat d'électricité aux États-Unis

Il existe plusieurs incitatifs, avantages fiscaux et subventions au niveau fédéral, et de plusieurs États, en faveur de la consommation et de la production d'énergie renouvelable. Ces derniers sont présentés à l'Annexe 4. Un bref aperçu des États les plus avancés en matière d'énergies renouvelables est également fourni. Les programmes de rachat d'électricité renouvelable mis en œuvre aux États-Unis (ou faisant l'objet d'un projet de loi) sont présentés ci-dessous. Dans un premier temps, le projet de loi du Député Inslee au niveau fédéral est abordé. Ensuite, les conditions des programmes ainsi que les tarifs de rachat sont décrits pour la Californie, le Wisconsin, le Michigan, le Minnesota et l'Illinois.

À l'heure actuelle, la promotion de l'autoproduction et de la microproduction d'électricité aux États-Unis est davantage entre les mains des États plutôt qu'au niveau fédéral. Le premier programme de rachat d'électricité visant à promouvoir la production d'électricité renouvelable a été développé en 1978 en Californie. Ce programme a permis l'interconnexion au réseau par les petits producteurs, avec une formule pour le calcul des tarifs de rachat. Depuis 1978, les États-Unis ont perdu leur avance dans le développement des programmes de rachat d'électricité par rapport à l'Europe. Aujourd'hui, il n'existe aucun programme de rachat à tarifs variables aux États-Unis (Gipe, 2008b) et seulement deux États ont mis en place un programme de tarifs renouvelables (la Californie et le Wisconsin). Sept autres États sont en train de discuter la possibilité de mettre en œuvre un programme de rachat à tarifs variables : Michigan, Minnesota, Illinois, Hawaii, Californie, Rhode Island et Wisconsin. Des propositions de loi à cet effet ont été introduites dans tous ces États sauf au Wisconsin. De plus, une proposition de loi au niveau fédéral a été introduite le 26 juin 2008 par le Député Inslee, afin de mettre en place des standards fédéraux pour l'implantation d'un programme de rachat à tarifs variables dans tous les États.

Le mesurage net est par contre assez commun. En 2005, le gouvernement fédéral a proposé l'Energy Policy Act (EPAAct). Entre autres, l'EPAAct exige que chaque État ait mis en place un standard d'interconnexion à compter du 8 août 2007 et un standard de mesurage net à compter du 8 août 2008. Aujourd'hui, 42 États américains ont déjà mis en place des programmes et des incitatifs de mesurage net (DSIRE, 2008).

Jusqu'à maintenant, les États-Unis ont préféré utiliser les *Renewable Portfolio Standards* (RPS) comme dispositif pour le développement des énergies renouvelables. Les RPS exigent des fournisseurs d'électricité qu'un pourcentage minimum de leur production provienne des sources renouvelables à compter d'une date prédéterminée. En 2007, 24 États avaient introduit des RPS et quatre autres ont introduit des objectifs volontaires. Les objectifs sont de 4 % en 2009 pour le Massachusetts et de 25 % en 2025 pour le Minnesota, l'Illinois et l'Oregon. La Californie a un objectif de 20 % en 2010 et New York de 24 % en 2013 (EERE, 2008).

4.1.1. *La proposition de loi du Député Inslee*

Le 26 juin 2008, le Député Inslee a introduit une proposition de loi qui mettrait en place un système de standards pour l'implantation des programmes de rachat à tarifs variables dans tous les États (Gipe, 2008b) :

- Priorité d'accès au réseau pour les installations de génération d'électricité renouvelable de 20 MW ou moins. Les installations peuvent être la propriété de n'importe quel individu, association, collectif ou organisme, y inclus les fournisseurs;
- Des contrats de rachat d'électricité de 20 ans;
- Des tarifs prédéterminés qui sont uniformes dans tous les États et qui offriront aux développeurs un retour sur l'investissement de 10 % pour les installations;
- Des tarifs variables selon la filière, la taille de l'installation et l'année de signature du contrat.
- Les fournisseurs seront remboursés pour les coûts d'interconnexion et de l'amélioration du réseau, et tout autre coût lié au programme, par une institution privée nommée RenewCorps. Cette institution appliquerait une charge à tous les consommateurs d'électricité aux États-Unis en fonction des coûts du programme.
- Les développeurs des installations qui participent au programme n'ont pas le droit à d'autres incitatifs ou d'avantages fiscaux.
- Les attributs environnementaux sont la propriété des fournisseurs.

4.1.2. Californie

En septembre 2006, le gouvernement de la Californie a voté une loi imposant à tous les fournisseurs d'électricité le rachat de la production des producteurs d'énergie renouvelable à des tarifs prédéterminés, selon les prix du marché. Les mêmes tarifs s'appliquent donc pour toutes les filières d'énergie renouvelable. En mars 2008, la Loi a été amendée pour mettre en œuvre le *California Feed-in Tariff Act of 2008*. Le programme a les caractéristiques suivantes (DSIRE, 2008) :

- Des contrats de 10, 15 et 20 ans sont possibles et les tarifs augmentent selon la durée du contrat. Les tarifs de base n'augmentent pas avec l'inflation une fois que le contrat est signé, mais les tarifs de base sont déterminés chaque année selon le marché dans le cadre du *Renewable Portfolio Standards* de la Californie. En 2008, les tarifs sont de :
 - ⇒ 9,271 ¢US/kWh pour un contrat de 10 ans;
 - ⇒ 9,383 ¢US/kWh pour un contrat de 15 ans;
 - ⇒ 9,572 ¢US/kWh pour un contrat de 20 ans.
- Des facteurs d'ajustement de 0,65 à 3,8 sont appliqués aux tarifs de base selon la période de production (les ajustements sont plus favorables pour la production en période de pointe : durant la journée et en été). Ces facteurs sont appliqués par le fournisseur à condition d'obtenir l'approbation de la Commission des services publics;
- La taille des projets doit être comprise entre 1,5 MW et 20 MW;
- La capacité maximale du programme est de 1000 MW;
- Les crédits environnementaux sont la propriété du fournisseur.

4.1.3. Wisconsin

Les fournisseurs *WE Energies*, *Madison Gas & Electric* et *Xcel Energy* ont des programmes de rachat pour les petits projets dans l'État du Wisconsin. La compagnie *WE Energies* propose des contrats pour l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie produite à partir du biogaz. La compagnie *Madison Gas & Electric* propose des contrats pour l'énergie éolienne et l'énergie solaire. La compagnie *Xcel Energy* propose des tarifs de rachat de l'électricité produite à partir de source éolienne et à partir de biogaz. Les taux pour les autres filières énergétiques sont négociés au cas par cas. Le Tableau 11 résume les différents tarifs proposés.

TABEAU 11 : TARIFS OFFERTS POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE AU WISCONSIN

Filière	Tarifs (¢ US/kWh)	Durée du contrat (ans)	Notes
Éolienne	6,1	10 ans	Tarif proposé par <i>Madison Gas & Electric</i> : Capacité maximale de chaque installation de 10 MW
Éolienne	6,6		Tarif proposé par <i>Xcel Energy</i> Capacité de chaque installation comprise entre 20 kW et 1 MW
Solaire photovoltaïque	22,5	10 ans	Tarif proposé par <i>We Energies</i> : Capacité de chaque installation de 1,5 et 100 kW
Solaire photovoltaïque	25	10 ans	Tarif proposé par <i>Madison Gas & Electric</i> : Capacité de chaque installation 1 à 10 kW
Biogaz	15,5 (en pointe) 4,0 (hors pointe)	15 ans	Tarif proposé par <i>We Energies</i> Capacité maximale de chaque installation de 1MW
Biogaz	7,3		Tarif proposé par <i>Xcel Energy</i> Capacité de chaque installation comprise entre 20 et 800 kW

Source: DSIRE (2008); Gipe (2008b).

4.1.4. Michigan

Une proposition de loi, faite par la gouverneure Kathleen Law, mettrait en place un programme de rachat à tarifs variables. Les caractéristiques du programme sont basées sur l'expérience de l'Allemagne et de l'Ontario.

La gouverneure Kathleen Law a proposé le projet de Loi, *the Michigan Renewable Energy Sources Act, HB 5218 (2007)*, en septembre 2007 à la chambre des représentants du Michigan. La durée minimale des contrats proposée est de 20 ans. Les tarifs proposés sont équivalents à ceux proposés en Allemagne et sont les plus élevés en Amérique du Nord. Le tableau 12 synthétise les tarifs de rachat proposés.

En juin 2008, la gouverneure du Michigan, Jennifer Granholm a déclaré qu'elle n'agirait pas sur ce projet de Loi tant que la Loi sur les *Renewable Portfolio Standards* ne serait pas passée.

TABLEAU 12 : TARIFS DE RACHAT PROPOSÉS AU MICHIGAN DANS LE PROJET DE LOI HB 5218

Filière énergétique	Tarif (¢ US/kWh) et conditions
Éolienne	1 ^{ère} à la 5 ^{ème} année: 10,5 ¢US/kWh
	6 ^{ème} à la 20 ^{ème} année: 10,5 ¢US/kWh pour les projets dont le rendement est <700 kWh/m ²
	6 ^{ème} à la 20 ^{ème} année: 8 ¢US/kWh pour les projets dont le rendement est >1100 kWh/m ²
	6 ^{ème} à la 20 ^{ème} année: extrapolation linéaire pour les projets dont le rendement est compris entre 700 et 1100 kWh/m ²
	Petites turbines: 25 ¢US/kWh (dont la surface balayée par le rotor est inférieure à 2000 pieds carrés)
Solaire photovoltaïque	Installation libre: 50 ¢US/kWh
	Installation intégrée au toit < 30 kW: 65 ¢US/kWh
	Installation intégrée au toit de 30 à 100 kW: 62 ¢US/kWh
	Installation intégrée au toit >100 kW: 61 ¢US/kWh
	Installation intégrée à la façade <30 kW: 71 ¢US/kWh
	Installation intégrée à la façade entre 30 et 100 kW: 68 ¢US/kWh
	Installation intégrée à la façade >100 kW: 67 ¢US/kWh
Biogaz et biomasse	Installation <150 kW: 14,5 ¢US/kWh
	Installation entre 150 kW et 500 kW: 12,5 ¢US/kWh
	Installation entre 500 kW et 5 MW: 11,5 ¢US/kWh
	Installation entre 5 MW et 20 MW: 10,5 ¢US/kWh
Hydroélectricité	Installation <500 kW: 10 ¢US/kWh
	Installation entre 500 kW et 10 MW: 8,5 ¢US/kWh
	Installation entre 10 MW et 20 MW: 6,5 ¢US/kWh

Le rendement spécifique correspond à la production moyenne en kWh pendant les cinq premières années, moins les années de production maximum et minimum, divisée par la surface balayée par le rotor en m².

Source: Government of Michigan (2007).

4.1.5. Minnesota et Illinois

Un projet de loi basé sur celui du Michigan a été introduit au Minnesota et dans l'Illinois.

En février 2008, David Bly, a introduit le projet de Loi HF 3537, afin de mettre en place un programme de tarifs de rachat d'électricité de source renouvelable, inspiré du programme allemand. Le Minnesota souhaite proposer des tarifs pour de projets communautaires connectés aux réseaux de distribution, sans limite de capacité par projet et pour le programme global (Minnesota House of Representatives, 2008). Les tarifs proposés dans ce projet de Loi sont équivalents à ceux proposés dans le Michigan. Par contre, les petites turbines correspondent aux turbines dont la surface balayée par le rotor est inférieure à 1000 pieds carrés.

Dans l'Illinois, c'est Karen May qui a introduit le projet de Loi HB 5855 en février 2008, avec des tarifs similaires à la proposition dans le Michigan et le Minnesota (Illinois General Assembly, 2008).

La durée minimale des contrats proposée est également de 20 ans pour ces deux États.

4.2. Tarifs offerts pour l'achat d'énergie renouvelable, frais et conditions d'achat

La section suivante synthétise les tarifs offerts aux producteurs d'électricité décentralisés ainsi que les conditions d'achat et la réglementation associée aux programmes de rachat d'électricité renouvelable dans les différents États américains.

4.2.1. Tarifs de rachat

Les tarifs offerts aux producteurs décentralisés pour le rachat de l'électricité renouvelable sont présentés pour la Californie et le Wisconsin dans le Tableau 13. Les tarifs proposés dans les propositions de loi soumises au Michigan, au Minnesota et dans l'Illinois sont également résumés.

TABEAU 13 : TARIFS OFFERTS POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN CALIFORNIE, AU WISCONSIN, AU MICHIGAN, AU MINNESOTA ET EN ILLINOIS

État	Filière	Tarifs (¢ US/kWh)	Durée du contrat (ans)	Notes
Californie	Éolienne, solaire, biogaz, biomasse et autres	De 9,271 à 9,572 selon la durée du contrat	10, 15 ou 20 ans	Facteurs d'ajustement aux tarifs de base de 0,65 à 3,28 selon la période de production. Capacité des installations comprise entre de 1,5 MW et 20 MW
Wisconsin	Éolienne	Entre 6,1 et 6,6		Tarifs proposés par <i>Madison Gas & Electric</i> ou par <i>Xcel Energy</i>
	Solaire photovoltaïque	Entre 22,5 et 25	10 ans ou n.c.	Tarifs proposés par <i>We Energies</i> ou par <i>Madison Gas & Electric</i>
	Biogaz	Entre 7,3 et 15,5	15 ans ou n.c.	Tarifs proposés par <i>We Energies</i> ou par <i>Xcel Energy</i>
Michigan, au Minnesota et en Illinois¹	Éolienne	De la 1 ^{ère} à la 5 ^{ème} année: 10,5 ¢		
		6 ^{ème} à la 20 ^{ème} année: entre 8 et 10,5		Tarifs variant selon le rendement spécifique
		Petites turbines: 25 ¢US/kWh		
	Solaire photovoltaïque	Installation libre: 50		
		Intégrée au toit: entre 61 et 65		Tarifs variant selon la capacité installée
		Intégrée à la façade: entre 67 et 71		Tarifs variant selon la capacité installée
	Biogaz et biomasse agricole et forestière	Entre 10,5 et 14,5		Tarifs variant selon la capacité installée

n.c.: donnée non communiquée

¹Tarifs proposés

Source: DSIRE (2008); Government of Michigan (2007); Minnesota House of Representatives (2008); Illinois General Assembly (2008); Gipe (2008b).

4.2.2. Frais d'interconnexion

À l'heure actuelle aux États-Unis, les frais d'interconnexion sont sous la responsabilité du développeur. Par contre, les projets de loi dans le Michigan, le Minnesota et l'Illinois proposent que les coûts associés à

l'interconnexion des générateurs électriques éligibles soient inclus dans une surtaxe. *La Michigan public service commission* devra approuver annuellement un facteur d'énergie renouvelable qui sera une surtaxe non transmissible payable par chaque client. La surtaxe sera à un niveau suffisant pour payer les coûts de l'électricité achetée et tous les coûts d'interconnexion.

4.3. Prix de revient et rentabilité de chaque filière énergétique

Le développement de la microproduction aux États-Unis demeure très limité, en grande partie dû à un manque de programmes de rachat d'électricité favorables pour encourager le développement des installations de microproduction. Le peu d'installations qui existent sont souvent issues de projets pilotes, qui ont bénéficié d'ententes spéciales avec les fournisseurs ou d'incitatifs, de subventions ou de sources de financement qui ne sont pas forcément disponibles pour tous les développeurs de projets. La grande majorité des installations d'énergie renouvelable communautaires ou agricoles aux États-Unis profitent plutôt des programmes de mesurage net. Il est donc difficile d'identifier des études de cas pertinentes pour notre analyse. Néanmoins, une discussion de l'état de chaque filière aux États-Unis est présentée, avec une étude de cas de valorisation de biogaz sur une ferme au Minnesota.

4.3.1. Études de cas de production d'énergie éolienne et solaire

Énergie éolienne. À l'heure actuelle, l'industrie éolienne aux États-Unis connaît une croissance rapide. La capacité totale de production est passée de 1 848 MW en 1998 à 18 302 MW aujourd'hui, avec 4 535 MW de capacité additionnelle en construction, la grande majorité des parcs éoliens privés. Ceci est dû à plusieurs facteurs : l'augmentation du prix de l'essence et du gaz naturel conjointement à une réduction des coûts de production d'électricité éolienne (les coûts de production ont diminué de 90 % durant les vingt dernières années) et l'introduction des incitatifs et des avantages fiscaux. Néanmoins, les coûts d'investissement liés à l'installation de nouveaux systèmes demeurent assez élevés. Par conséquent, les producteurs agricoles préfèrent généralement mettre leurs terres à la disposition des services publics ou des entreprises d'énergie privées par le biais de baux fonciers. Un producteur agricole peut gagner entre 2% et 4% du revenu annuel brut de chaque éolienne sur ses terres (environ 2 000 \$ à 5 000 \$ par année par éolienne, dépendant de la puissance de l'éolienne et son rendement). En 2004, moins de 1 % de la capacité des nouvelles installations était la propriété des producteurs agricoles. Dans plusieurs États (entre autres le Dakota, l'Alaska, le Minnesota et l'Illinois), de nombreuses coopératives ont été créées pour installer et exploiter des éoliennes. Il existe par exemple sept projets d'éoliennes de capacité nominale de 1,75 MW, lesquelles sont détenues par des coopératives formées d'investisseurs locaux. Dans l'Iowa, il existe un projet éolien détenu par une exploitation agricole produisant 5 millions de kWh annuels rachetés par la compagnie Alliant Energy. Depuis la réussite de ce projet, une vingtaine de projets communautaires

ont vu le jour dans cet État. Dans l'Illinois des coopératives rurales de fournisseurs d'électricité ont installé des éoliennes (FarmEnergy.org).

Énergie solaire. Il existe très peu d'installation d'énergie solaire photovoltaïque produisant de l'électricité aux États-Unis à l'échelle de la microproduction. Les installations solaires servent plutôt à réduire la consommation nette d'électricité d'un individu, une entreprise ou un organisme (programmes de mesurage net). Sinon, ce sont de grands développeurs avec des projets de grande taille, soit les fournisseurs eux-mêmes ou leurs partenaires, qui sont impliqués dans cette filière aux États-Unis.

4.3.2. Études de cas de production d'énergie à partir du biogaz

Aujourd'hui, en l'absence de programmes de rachat d'électricité aux États-Unis, il existe très peu d'installations de biogaz raccordées au réseau pour la revente d'électricité. La plupart des producteurs d'électricité à partir de biogaz sont inscrits à des programmes de mesurage net.

En 1999, la ferme Haubenschild au Minnesota a mis en place un projet pilote de production d'électricité à partir du biogaz. Les propriétaires ont investi 355 000 \$ en 1999 pour les coûts d'investissement d'installation (équipements de biodigestion et de génération d'électricité). Durant les cinq premières années d'opération du digesteur, leur ferme de 800 vaches a été le sujet d'une étude de cas effectuée par le Minnesota Project (Bilek, 2004). La puissance installée est de 130 kW et produit en moyenne 1 002 400 kWh d'électricité par année.

Grâce au statut de projet pilote, la ferme Haubenschild a eu accès à plusieurs aides financières qui ne seraient pas nécessairement disponibles pour d'autres projets. Ils ont aussi pu établir une entente avec la compagnie locale pour le rachat de l'électricité générée par le projet, à un tarif de 5,7 ¢US/kWh. Normalement, l'État du Minnesota n'offre pas de programme de rachat. Donc, en se basant sur les données économiques de la ferme Haubenschild, les seuils de rentabilité ont été calculés pour trois fermes potentielles avec le même nombre de vaches et la même installation de digesteur :

- 1) une ferme qui profite de toutes les subventions, prêts bonifiés (à un taux d'intérêt de 0 % du gouvernement) et incitatifs possibles en Minnesota;
- 2) une ferme qui profite de tous les prêts bonifiés et incitatifs possibles, mais sans subventions;
- 3) une ferme qui ne profite d'aucune subvention, prêt bonifié ou incitatif.

Les résultats de cette analyse sont présentés dans le Tableau 14.

TABEAU 14: EXEMPLES DE COÛTS DE REVIENT POUR LA VALORISATION DU BIOGAZ AU MINNESOTA

	Ferme Haubenschild	Ferme future avec subventions, prêts et incitatifs	Ferme future avec prêts et incitatifs	Ferme future sans aucun incitatif
Production de méthane				
Source animale – Cheptel bovin (n)	800	800	800	800
Quantité totale de méthane (m ³ /an)	425 432	425 432	425 432	425 432
Production d'énergie (électricité et chaleur)				
Puissance installée (kW)	130	130	130	130
Efficacité (%)				
Facteur de capacité (%)	95%	95%	95%	95%
Production d'électricité (kWh/an)	1 002 400	1 002 400	1 002 400	1 002 400
Coût¹				
Investissement total par unité animale (US\$/vache)	444	506	506	506
Coût d'exploitation (US\$/kWh)	0,031	0,031	0,031	0,031
Revenu				
Financement sur le capital (%)	36	49	0	0
Prêts (% de l'investissement)	42	29	78	78
Prêts bonifiés du gouvernement fédéral (taux d'intérêt à 0 %)	150 000	116 600	250 000	-
Prix de rachat de d'électricité (¢US/kWh)	5,7	3,1	3,1	3,1
Incitatifs de production de Minnesota (US\$/kWh)	-	0,015	0,015	-
Crédit d'impôt fédéral (US\$/kWh)	-	0,009	0,009	-
Revenu annuel total (US\$/an)	509 970	495 248	491 526	509 970
Rentabilité				
Retour sur investissement (an)	4	3	>10 ans	>10 ans
Coût de revient (¢/kWh)	5	1,9	4,5	8,4

¹ Tous les coûts sont en dollars américains de 2004. Le coût de revient est le coût annuel total, incluant le remboursement et les intérêts, divisé par la production annuelle d'électricité. Le retour sur investissement est l'investissement total divisé par le revenu annuel net.

Source : Bilek, 2004

Dans le scénario de base, le coût de revient de l'électricité est équivalent au prix de rachat proposé par le distributeur d'énergie. Dans le scénario 2, le coût de revient est bien plus faible et le retour sur investissement également; la production d'électricité devient rentable. Par contre, en l'absence de subvention, même avec le crédit d'impôt fédéral et un incitatif national (scénario 3), le prix de rachat est insuffisant pour rentabiliser l'installation. Enfin, en l'absence de subvention, prêt ou incitatif (scénario 4), le prix de revient est deux fois et demi supérieur au prix de rachat. Afin de rentabiliser les installations et inciter les producteurs agricoles ou les coopératives à investir dans des biodigesteurs, il semble indispensable d'offrir des tarifs de rachat suffisants, comme c'est le cas actuellement en Californie, ou certains incitatifs financiers pour soutenir l'investissement initial, comme c'est le cas dans certains États.

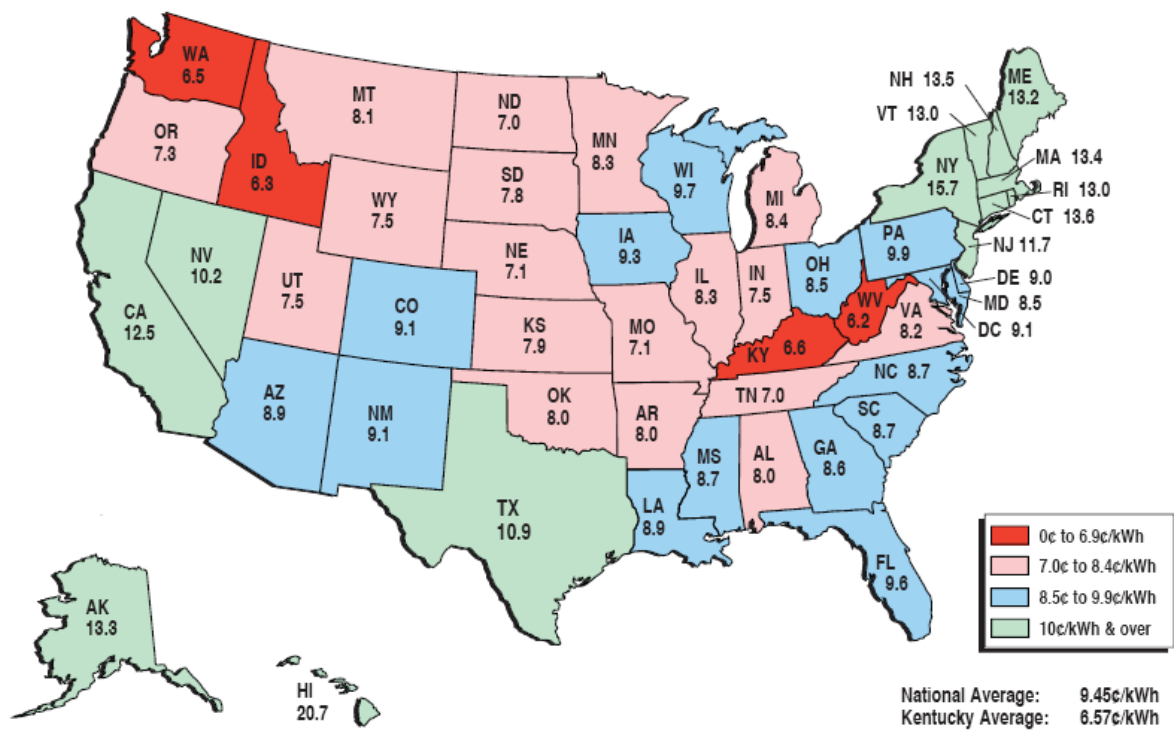
4.3.3. Études de cas de production d'énergie à partir de la biomasse

À l'heure actuelle, les installations à la biomasse les plus répandues aux États-Unis utilisent la combustion directe. Les installations actuelles ont des capacités de 20 à 50 MW. Les installations plus réduites sont moins efficaces compte tenu des économies d'échelle. Ce sont surtout des industries des pâtes à papier, et des industries du secteur sylvicole (Wright, 2006).

4.4. Tarifs d'électricité payés par les consommateurs

Aux États-Unis, ce sont majoritairement des fournisseurs privés qui fournissent l'électricité aux consommateurs; plusieurs fournisseurs sont généralement présents dans chaque État. Les tarifs payés par les consommateurs varient donc selon l'État et aussi selon la compagnie. À titre illustratif, la Figure 1 présente les tarifs d'électricité moyens payés dans chaque État pour l'année 2007.

FIGURE 1- TARIFS D'ÉLECTRICITÉ PAYÉS PAR LES CONSOMMATEURS AUX ÉTATS-UNIS



Source : EIA (2005).

5. OPPORTUNITÉS DE MICROPRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE

Les opportunités de microproduction d'électricité en Europe sont abordées en détail dans cette section. Les programmes de rachat mis en place par quelques pays membres sont présentés de façon spécifique (Section 5.1). Par la suite, un sommaire des tarifs de rachat de l'électricité produite et des conditions d'achat correspondantes est effectué. Une discussion au sujet de la propriété des installations est aussi présentée (Section 5.2). Les prix de revient de chaque filière énergétique sont analysés à partir d'études de cas recensées dans la littérature (Section 5.3). Afin d'alimenter la discussion sur la rentabilité des projets de microproduction d'électricité renouvelable, les tarifs d'électricité payés par le consommateur sont mentionnés pour chaque pays étudié (Section 5.4).

5.1. Les programmes de rachat d'électricité dans divers pays européens

Afin de lutter contre la pollution de l'air et le réchauffement climatique, l'Union européenne (UE) soutient le développement des énergies renouvelables, et dès 2001, a fixé des objectifs non contraignants de production d'électricité à partir de ces énergies. La Commission européenne a présenté, le 23 janvier 2008, son nouveau paquet « climat-énergie » sous forme d'une proposition de directive : l'objectif est de porter à 34 % la part d'électricité renouvelables dans la consommation globale de l'Union d'ici 2020, en plus de porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie.

Leur réalisation dépend de la volonté politique et de la mobilisation des États membres. L'UE a adopté des mécanismes à la fois incitatifs et normatifs pour mettre en œuvre efficacement sa politique de lutte contre le changement climatique, lesquels sont présentés à l'Annexe 5. Un portrait de la production décentralisée d'énergie en Europe est également dressé et permet de cibler les pays membres les plus avancés dans le domaine.

Cette section présente les programmes de rachat d'électricité renouvelable à tarifs variables mis en œuvre en Allemagne, en France et en Espagne. Les programmes de rachat d'énergie renouvelable sont reconnus en Europe comme le mécanisme ayant le plus de succès de réussite pour stimuler le développement rapide des technologies d'énergie renouvelable. Ces programmes sont les plus équitables pour déterminer quand, où et quelle capacité énergétique peut être installée par les agriculteurs, les coopératives et les petites entreprises. Enfin, les programmes de rachat d'autres pays européens valorisant les énergies renouvelables sont présentés à la fin de cette section.

5.1.1. Allemagne

Le meilleur exemple de réussite d'implantation de programme de rachat à tarifs variables est celui de l'Allemagne. Ces tarifs permettent l'interconnexion des sources renouvelables au réseau électrique et spécifient le prix reçu par le producteur décentralisé d'électricité.

En Allemagne, au départ dans les années 1990, le coût des systèmes était supporté par les contribuables dans les régions où la production était localisée. Cette loi a été modifiée en 2000, car elle était un poids pour les habitants de régions plus exposées au vent. La nouvelle loi *The Renewable Energy Sources Act (EEG)* répartit le coût de la prime d'énergie renouvelable entre tous les contribuables du pays. Cela est perçu comme une distribution plus équitable du fait que toute la société profite des bénéfices environnementaux que l'énergie renouvelable procure. Alors que la plupart des programmes européens sont limités, celui de l'Allemagne est illimité, c'est-à-dire qu'il n'y a aucune limite de capacité énergétique renouvelable totale.

Les tarifs d'interconnexion sont désormais fixés sur 20 ans et ne sont plus liés au prix de détail de l'électricité. Les tarifs offerts sont dégressifs dans le temps et sont en fonction de la filière énergétique et de la localisation du site de production d'énergie. Par exemple, le tarif de rachat de l'énergie éolienne est plus faible sur des sites très exposés au vent que sur des sites avec des conditions moins avantageuses (Ragwitz, 2005). Cette loi demeure un succès aujourd'hui, car entre autres, elle permet la connexion des installations produisant de l'énergie renouvelable au réseau électrique national (Coulibaly, 2008).

Le Tableau 15 présente les tarifs de rachat d'électricité et leur description ainsi que la durée du contrat en Allemagne pour les quatre filières énergétiques identifiées : éolienne, solaire photovoltaïque, biogaz et biomasse agricole et forestière.

TABLEAU 15 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN ALLEMAGNE

Filière	Tarifs : ¢€/kWh pour l'année 2008	Durée du contrat
Éolienne	60% du rendement: 8 ¢€/kWh pendant 20 ans 70% du rendement: 8 ¢€/kWh < 16,9 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 80% du rendement: 8 ¢€/kWh <15,4 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 90% du rendement: 8 ¢€/kWh <13,9 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 100% du rendement: 8 ¢€/kWh <12,4 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 110% du rendement: 8 ¢€/kWh <10,9 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 120% du rendement: 8 ¢€/kWh <9,4 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 130% du rendement: 8 ¢€/kWh <8 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 140% du rendement: 8 ¢€/kWh <6,5 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans 150% du rendement: 8 ¢€/kWh <5 ans et 5 ¢€/kWh jusqu'à 20 ans	20 ans
Solaire photovoltaïque	Installations non intégrées : ■ 35,5 ¢€/kWh Installations sur le toit : ■ 47 ¢€/kWh : < 30 kW ■ 44 ¢€/kWh : <100 kW ■ 44 ¢€/kWh : >100 kW Installations intégrées au bâti : ■ 48 ¢€/kWh : <30 kW ■ 46 ¢€/kWh : <100 kW ■ 45 ¢€/kWh : >100 kW	20 ans
Biogaz	11 ¢€/ kWh < 150 kW 9 ¢€/kWh < 500 kW 8 ¢€/kWh <5 MW 8 ¢€/kWh <20 MW + 5,6 ¢€/kWh si utilisation de plantes énergétiques ou engrais de ferme + 2 ¢€/kWh si récupération de la chaleur + 2 ¢€/kWh si innovation technologique	20 ans
Biomasse agricole et forestière	11 ¢€/ kWh < 150 kW 9 ¢€/kWh < 500 kW 8 ¢€/kWh <5 MW + 6 ¢€/kWh si la centrale consomme des résidus forestiers	20 ans

Source: Gipe (2008).

La définition des tarifs de rachat de l'électricité produite à partir du biogaz en Allemagne est effectuée de la façon suivante pour 2008 (Gipe, 2008; Porsche, 2007):

- Les tarifs de rachat ont été fixés en 2004, à partir desquels un taux dégressif de 1,5 %/an est appliqué pour une période de 20 ans.

- Un bonus de 5,6 ¢€/kWh est accordé si l'électricité est produite à partir de plantes énergétiques (plantes issues d'activités agricoles, sylvicoles, horticoles ou d'activités d'aménagement paysager) ou d'engrais de ferme;
- Un bonus de 2 ¢€/kWh est accordé dans les cas où de la chaleur produite est également récupérée (cogénération), dans le but de maximiser l'efficacité des installations et de compenser pour les investissements supplémentaires requis;
- Un bonus de 2 ¢€/kWh est accordé si le projet de cogénération constitue en plus une innovation technologique :
 - ⇒ Si la biomasse est convertie par gazéification ou fermentation sèche;
 - ⇒ Si le gaz utilisé pour générer l'électricité atteint la qualité du gaz naturel;
 - ⇒ Ou si l'électricité est produite par le biais de pile à combustible, turbines à gaz, moteurs à vapeur, cycles organiques de Rankine, technologies polycarburants (cycles de Kalina ou moteurs de Stirling).

Les nouveaux tarifs pour 2009 ont été réévalués le 6 juin 2008 (Gipe, 2008) :

- Pour l'énergie éolienne, les installations construites en 2009 recevront 9,2 ¢€/kWh en 2009. Jusqu'en 2016, les nouvelles installations recevront un tarif dégressif de 1% par an, sur une période correspondante à leur capacité par rapport au rendement de référence, jusqu'à 20 années. La mise en place d'un bonus de 5 ¢€/kWh est prévu pour le renouvellement des installations à partir de 2009.
- Pour l'énergie solaire, les installations construites en 2009 recevront 31,9 ¢€/kWh puis une dégression de 10 % sera appliquée en 2010 et de 9% à partir de 2011 pour les installations non intégrées. Les installations sur le toit construites en 2009 recevront 43,01 ¢€/kWh puis une dégression de 8 % sera appliquée en 2010 et de 9% à partir de 2011.
- Pour la valorisation du biogaz, les installations construites en 2009 recevront respectivement 11,7 ¢€/ kWh (< 150 kW); 9,2 ¢€/kWh (< 500 kW); 8,3 ¢€/kWh (< 5 MW) et 7,8 ¢€/kWh puis les tarifs seront dégressifs de 1,5% à partir de 2010. De plus, le bonus pour la récupération de chaleur augmentera à 3 ¢€/kWh. En 2009, les tarifs de rachat pourront donc aller jusqu'à 22,3 ¢€/kWh pour un petit projet (< 150 kW).
- Pour la valorisation de la biomasse, les tarifs sont dégressifs de 1,5 % par an à partir de 2009.

5.1.2. France

La France a adapté le modèle allemand de programme de tarifs de rachat d'énergie renouvelable. Le coût du programme est soutenu par l'ensemble des contribuables français. L'électricité produite par les producteurs décentralisés est achetée par Électricité de France (EDF) dans le cadre de ses obligations d'achats. En contrepartie, EDF bénéficie des certificats de la garantie d'origine de cette énergie (Féménias, 2008). Suite à l'introduction du programme de tarifs de rachat d'énergie renouvelable en France, il y eut un rapide développement des installations d'énergie renouvelable. Comme en Allemagne, les tarifs réglementés sont déterminés en fonction du prix de revient de chacune des filières énergétiques (Gipe, 2008). Le Tableau 16 présente les tarifs de rachat d'électricité ainsi que la durée du contrat en France pour les quatre filières énergétiques identifiées : éolienne, solaire photovoltaïque, biogaz et biomasse agricole et forestière.

TABLEAU 16 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Filière	Tarifs : ¢€/kWh	Durée de contrat
Éolienne	France continentale 8,2 ¢€/kWh pendant 10 ans De 11 à 15 ans : <ul style="list-style-type: none"> 2400 heures : 8,2 ¢€/kWh 2500 heures : 7,9 ¢€/kWh 2600 heures : 7,5 ¢€/kWh 2700 heures : 7,2 ¢€/kWh 2800 heures : 6,8 ¢€/kWh 2900 heures : 6,3 ¢€/kWh 3000 heures : 5,8 ¢€/kWh 3100 heures : 5,3 ¢€/kWh 3200 heures : 4,8 ¢€/kWh 3300 heures : 4,3 ¢€/kWh 3400 heures : 3,8 ¢€/kWh 3500 heures : 3,3 ¢€/kWh 3600 heures : 2,8 ¢€/kWh 	15 ans
Solaire photovoltaïque	30 ¢€/kWh + prime d'intégration au bâti de 25 ¢€/kWh + incitatif de la Région Rhône-Alpes de 40 ¢€/kWh pour les systèmes <2 kW pendant 6 ans	20 ans

Filière	Tarifs : ¢€/kWh	Durée de contrat
Biogaz	9 ¢€/kWh puissance <150kW Entre 150 kW et 2MW : interpolation linéaire 8,6 ¢€/kWh >2MW + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 ¢€/kWh + prime de méthanisation à partir de résidus de ferme : 2 ¢€/kWh	15 ans
Biomasse agricole et forestière	4,9 ¢€/kWh + prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 1,2 ¢€/kWh	15 ans

Source: EurObserv'ER (2008a; 2008b; 2007a; 2007b) ; Gipe (2008)

5.1.3. Espagne

L'Espagne a suivi l'Allemagne en 1994 avec un décret royal et a depuis considérablement soutenu une politique de développement des énergies renouvelables. Le décret royal de 2004 modifie le contexte légal et économique de la production d'électricité en Espagne. Le système est basé sur le choix du producteur qui peut décider, par période d'un an, soit de profiter du tarif (¢€/kWh) réglementé soit de vendre l'énergie sur le marché.

Le tarif réglementé correspond à un pourcentage du tarif moyen publié chaque année¹¹. Ce pourcentage correspond à 80 - 90 % du tarif moyen, sauf pour l'énergie solaire photovoltaïque où le tarif correspond à plus de 90 % du tarif moyen d'électricité (Bustos, 2004).

Si le producteur vend l'électricité sur le marché, le prix d'achat est alors celui du marché plus une prime par kWh. Cette dernière est calculée en pourcentage du tarif moyen annuel d'électricité. Elle est de 40 % du tarif d'électricité, sauf pour l'énergie solaire (250 %) et l'énergie tirée de la biomasse agricole et forestière (30 %). De plus, le producteur reçoit un incitatif pour sa participation au marché qui est aussi calculé en fonction du tarif moyen annuel d'électricité (Bustos, 2004).

Le tarif réglementé décroît dans le temps tous les 5, 15, 20 ou 25 ans après l'installation. Au contraire, les primes et incitatifs restent à un pourcentage fixe (sauf la prime pour l'énergie solaire). De plus, la loi propose des incitatifs aux opérateurs d'installations d'énergie renouvelable et aux opérateurs de réseaux afin de participer à la gestion des installations (Ragwitz, 2005). Ce décret consolide le système de support

¹¹ Le tarif moyen d'électricité *the Average Electricity Tariff (AET)*, aussi appelé «*reference or Benchmark Tariff*» a été défini dans le décret royal 1432/2002, comme la relation entre la prévision des coûts nécessaires pour rémunérer les activités générant de l'électricité et les prévisions de demande finale déterminée par le Ministère de l'Économie.

d'énergie renouvelable basé sur la garantie de rachat de l'électricité produite à un tarif plus élevé que celui du marché.

Comme en Allemagne, le rapide développement des énergies renouvelables en Espagne est dû à l'adoption de programmes de tarifs de rachat d'énergie renouvelable dans le milieu des années 1990 (OSEA, 2005). Le Tableau 17 présente les tarifs de rachat d'électricité ainsi que la durée du contrat en Espagne pour les quatre filières énergétiques identifiées : éolienne, solaire photovoltaïque, biogaz et biomasse agricole et forestière.

TABEAU 17 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN ESPAGNE

Filière	Tarifs : ¢€/kWh	Durée de contrat
Éolienne	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 7,32 ¢€/kWh sur 20 ans ▪ 6,12 ¢€/kWh au-delà de 20 ans 	>20 ans
Solaire photovoltaïque	<p>≤100 kW :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 44,04 ¢€/kWh sur 25 ans ▪ 35,23 ¢€/kWh ensuite <p>Entre 100 kW et 10 MW :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 41,75 ¢€/kWh sur 25 ans ▪ 33,40 ¢€/kWh ensuite <p>Entre 10 MW et 50 MW :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 22,98 ¢€/kWh sur 25 ans ▪ 18,38 ¢€/kWh ensuite 	>25 ans
Biogaz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ < 500 kW : 13,07 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 6,51 ¢€/kWh ▪ > 500 kW : 9,68 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 6,51 ¢€/kWh 	>15 ans
Biomasse	<p>Cultures énergétiques :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <2 MW : 15,89 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 11,79 ¢€/kWh ▪ >2 MW : 14,66 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 12,35 ¢€/kWh <p>Résidus agricoles :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ < 2 MW : 12,57 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 8,48 ¢€/kWh ▪ > 2 MW : 10,75 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 8,07 ¢€/kWh <p>Résidus forestiers :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <2 MW : 12,57 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 8,48 ¢€/kWh ▪ > 2 MW : 11,83 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 8,07 ¢€/kWh <p>Liqueurs noires :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <2 MW : 9,28 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 6,51 ¢€/kWh ▪ > 2 MW : 8 ¢€/kWh sur 15 ans, puis 6,51 ¢€/kWh 	>15 ans

Source: Gipe (2008).

En Espagne, le distributeur d'électricité a une obligation de rachat d'électricité produite par des producteurs décentralisés. De plus, le décret de 2004 oblige les opérateurs d'installations supérieures à 10 MW à fournir au distributeur une prévision de la quantité quotidienne d'électricité qu'ils pensent revendre et réinjecter sur le réseau. Des pénalités ont été établies pour ceux qui dévient de leur prévision.

À partir de 2009, une dégression de 9% sera appliquée sur les tarifs des nouvelles installations. Les tarifs proposés pour les projets d'énergie solaire photovoltaïque après septembre 2008 sont les suivants (Gipe, 2008a):

- <20 kW : 44,04 ¢€/kWh sur 25 ans et 35,23 ¢€/kWh ensuite
- <200 kW : 39 ¢€/kWh sur 25 ans et 33,40 ¢€/kWh ensuite
- >200 kW : 33 ¢€/kWh sur 25 ans et 18,38 ¢€/kWh ensuite

5.1.4. *Autres pays européens*

Actuellement, 18 des 25 membres de l'Union européenne offrent divers programmes de tarifs de rachat d'énergies renouvelables. Les différences sont dans l'obligation ou non de rachat, un tarif spécifique ou non par technologie, une dégression ou non dans le temps, etc. Le Tableau 18 présente les différents programmes de tarifs de rachat d'énergies renouvelables dans divers pays européens. Le Danemark, la République tchèque, la Slovaquie et les Pays-Bas ont par contre mis en place des primes basées sur le prix du marché, comme en Espagne (Klein, 2006).

Au Danemark, la production de biogaz d'origine agricole se caractérise surtout par des installations collectives (estimées à 21) et des installations individuelles (estimées à 60). La forme collective est majoritairement sous statut de coopératives, mais certaines appartiennent également aux entreprises privées notamment des fournisseurs d'électricité. Les matières méthanisées sont presque exclusivement des effluents d'élevage auxquels sont ajoutés des cosubstrats, tels que les déchets d'industries agroalimentaires et de cantine. Le biogaz est utilisé en cogénération sur place ou transporté vers des centrales de cogénération. L'électricité produite est distribuée par le réseau électrique national et la chaleur est valorisée dans les réseaux de chaleur (plus de la moitié des logements au Danemark sont chauffés par un réseau). La loi sur l'électricité de 1996 fixe des conditions particulières favorables à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à travers des tarifs de rachat et des détaxations. La filière bénéficie ainsi d'un tarif de rachat de l'électricité de 8,1 ¢€/kWh. Ce montant devrait d'ailleurs passer à 9,8 ¢€/kWh en 2008 à la demande des exploitants (Féménias, et al., 2008 dans Coulibaly, 2008).

Le développement d'installations centralisées au Danemark est le résultat de la combinaison de plusieurs facteurs tels que :

- L'importance des gisements d'effluents d'élevage (48 millions de tonnes/an);
- La concentration des usines d'abattoirs et de transformation dans les zones d'élevage et la proximité des installations de production de biogaz;
- La perception positive de la société des avantages de la codigestion de divers substrats, perception soutenue par les autorités vétérinaires et environnementales;

Les conditions climatiques (demande de chaleur entre huit et dix mois par année (Couturier, 2004 dans Coulibaly, 2008).

TABEAU 18 : TYPES DE PROGRAMMES DE RACHAT DANS LES AUTRES PAYS EUROPÉENS

	Obligation d'achat	Tarif différencié selon la taille et la localisation	Dégression des tarifs	Prévision obligatoire
Autriche	oui	Oui	-	-
République tchèque	Oui (pour tarif réglementé)	Oui	-	-
Danemark	Oui (sauf pour l'éolien terrestre)	Oui	-	-
France	oui	Oui	Oui (pour éolien seulement)	-
Allemagne	oui	Oui	oui	-
Grèce	oui	Oui	-	-
Hongrie	oui	-	-	-
Irlande	oui	Oui	-	-
Italie	oui	Oui	Oui (pour PV seulement)	-
Luxembourg	oui	Oui	-	-
Pays-Bas	-	Oui	-	-
Portugal	oui	Oui	-	-
Slovaquie	oui	Oui	-	-
Slovénie	Oui (pour tarif réglementé)	Oui	-	oui

Source : Compilation ÉcoRessources Consultants à partir de Klein et al (2006).

5.2. Tarifs offerts pour l'achat d'énergie renouvelable, frais et conditions d'achat

Cette section synthétise les tarifs offerts aux producteurs décentralisés d'électricité renouvelable en Allemagne, France et Espagne, ainsi que les conditions d'achat et les frais associés à l'interconnexion. Les tarifs de rachat offerts dans les autres pays européens sont également présentés à l'Annexe 6.

5.2.1. Tarifs de rachat

Le Tableau 19 synthétise par filière énergétique les tarifs de rachat d'électricité mis en place en Allemagne, France et en Espagne : énergie éolienne, solaire, valorisation du biogaz et de la biomasse.

TABLEAU 19 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN ALLEMAGNE, FRANCE ET ESPAGNE

Pays	Tarifs : ¢€/kWh	Durée de contrat
Énergie éolienne		
Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> De 5 à 8 ¢€/kWh selon le rendement Tarifs dégressifs de 1% chaque année 	20 ans
France	<ul style="list-style-type: none"> 8,2 ¢€/kWh pendant 10 ans Puis de 2,8 ¢€/kWh à 8,2 ¢€/kWh selon le rendement, après 10 ans 	15 ans
Espagne	<ul style="list-style-type: none"> 7,32 ¢€/kWh pendant 20 ans Puis 6,12 ¢€/kWh au-delà de 20 ans 	> 20 ans
Énergie solaire		
Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> De 35 à 48 ¢€/kWh selon l'installation Tarifs dégressifs de 5 % à 6,5 % chaque année selon la construction 	20 ans
France	<ul style="list-style-type: none"> De 30 à 55 ¢€/kWh selon l'installation 	20 ans
Espagne	<ul style="list-style-type: none"> De 41,75 à 44,04 ¢€/kWh, selon la taille <10 MW, avant 25 ans De 33,40 à 35,23 ¢€/kWh selon la taille <10 MW, après 25 ans 	> 25 ans
Énergie produite à partir du biogaz		
Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> De 8 ¢€/kWh à 11 ¢€/ kWh selon la puissance de l'installation Tarifs dégressifs de 1,5 % par an + 5,6 ¢€/kWh si utilisation de plantes énergétiques + 2 ¢€/kWh si récupération de la chaleur + 2 ¢€/kWh si innovation technologique 	20 ans
France	<ul style="list-style-type: none"> De 8,6 à 9 ¢€/kWh selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 ¢€/kWh + 2 ¢€/kWh si méthanisation à partir de résidus de ferme 	15 ans
Espagne	<ul style="list-style-type: none"> De 9,68 à 13,07 ¢€/ kWh sur 15 ans Puis 6,51 ¢€/kWh 	>15 ans

Pays	Tarifs : ¢€/kWh	Durée de contrat
Énergie produite à partir de la biomasse		
Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> De 8 à 11 ¢€/ kWh selon la puissance de l'installation et le type de matière première Tarifs dégressifs de 1,5 % par an 	15 ans
France	<ul style="list-style-type: none"> 4,9 ¢€/kWh + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et de 1,2 ¢€/kWh 	15 ans
Espagne	<ul style="list-style-type: none"> De 6,51 à 15,89 ¢€/kWh selon la puissance de l'installation et le type de matière première, pendant 15 ans Puis de 6,51 à 12.35 ¢€/kWh selon la puissance de l'installation et le type de matière première 	15 ans

Alors que les écarts de tarifs regroupés ci-dessus représentent l'ensemble des tarifs pouvant être obtenus sur la durée d'un projet, il est pertinent d'indiquer les écarts de tarifs pouvant être obtenus dans les premières années seulement des projets pour ces trois mêmes pays :

- Les tarifs de rachat de la filière éolienne terrestre varient entre 7,32 ¢€/kWh et 8,2 ¢€/kWh.
- Les tarifs de rachat de la filière solaire photovoltaïque varient entre 41,75 ¢€/kWh et 55 ¢€/kWh selon la capacité pour les installations intégrées au bâti; et entre 35,5 ¢€/kWh et 41,75 ¢€/kWh selon la capacité, pour les installations sur le toit.
- Les tarifs de rachat de la filière biogaz varient entre 9,68 ¢€/kWh et 21 ¢€/kWh selon la puissance installée et les bonus accordés pour la cogénération, l'utilisation de plantes énergétiques ou l'innovation technologique.
- Les tarifs de rachat de la filière biomasse varient entre 6 ¢€/kWh et 19 ¢€/kWh selon la capacité installée.

Nous voyons donc que les tarifs proposés aux microproducteurs d'électricité varient du simple au double entre les pays et les différentes conditions de rachat, surtout pour l'électricité produite à partir de biogaz et de biomasse. Pour la filière biogaz, les tarifs espagnols et français sont sensiblement équivalents; par contre, l'Allemagne se démarque nettement en proposant des tarifs très avantageux par l'attribution de primes à l'utilisation de plantes énergétiques. Au contraire, le prix de rachat de l'électricité produite à partir de la biomasse est très faible en France, mais peut être très élevé en Espagne selon le type de matière première.

Le Tableau 20 présente les tarifs de rachat d'électricité pour les mêmes filières en Grèce, au Portugal et en Autriche.

TABEAU 20 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ DANS D'AUTRES PAYS EUROPÉENS (¢€/kWh)

	Grèce (2006)	Portugal (2005)	Autriche (2007)
Énergie éolienne	7,3 ¢€/kWh	<2 000 h : 5,2 ¢€/kWh 2 000-2 200 h : 4,4 ¢€/kWh 2 200-2 400 h : 3,8 ¢€/kWh 2 400-2 600 h : 3,2 ¢€/kWh >2 600 h : 2,6 ¢€/kWh	7,80 ¢€/kWh
Énergie solaire	<100 kW : 45,3 ¢€/kWh >100 kW : 40,3	<5 kW : 54,2 ¢€/kWh 5 kW-5 MW : 38,1 ¢€/kWh >5 MW : 37,3 ¢€/kWh	<5 kW : 46 ¢€/kWh 5 - 10 kW : 40 ¢€/kWh >10 kW : 30 ¢€/kWh
Énergie produite à partir du biogaz	7,3 ¢€/kWh	10,4 ¢€/kWh	<100 kW : 16,95 ¢€/kWh 100 - 250 kW : 15,1 ¢€/kWh 250 - 500 kW : 13,9 ¢€/kWh 500 - 1000 kW : 12,4 ¢€/kWh >1 MW : 11,3 ¢€/kWh
Énergie produite à partir de la biomasse	7,3 ¢€/kWh	11 ¢€/kWh	<2 MW : 16 ¢€/kWh 2 - 5 MW : 15 ¢€/kWh 5 - 10 MW : 13 ¢€/kWh >10 MW : 10,20 ¢€/kWh

Source: Gipe (2008).

5.2.2. Frais d'interconnexion

Dans la plupart des pays européens, le producteur d'électricité paye les frais de connexion au réseau au distributeur d'énergie. Dans certains cas, le producteur d'électricité doit payer une contribution supplémentaire aux coûts de renforcement du réseau. Enfin, l'opérateur prélève quelques fois une charge d'utilisation au producteur d'électricité, pour financer l'utilisation du réseau de distribution et de transport. (Knight et al. 2005, dans Klein, 2006).

En Allemagne par exemple, selon l'Erneuerbare Energie Gesetz (EEG, Renewable Energy Sources Act), les coûts de connexion au réseau électrique sont assumés par l'opérateur du projet, les coûts d'amélioration du réseau sont assumés par l'opérateur du réseau et les coûts supplémentaires sont répartis entre les réseaux (Manwell, 2007).

En France, les frais de raccordement au réseau sont un frein majeur du développement des installations de biogaz. En dessous d'une puissance de 250 kW, les installations sont raccordées sur des réseaux de basse tension. L'installation d'un biodigester exige alors seulement le changement d'un transformateur plus adapté. Par contre, pour des installations de puissance supérieure à 250 kW, raccordée en moyenne et haute tension, les frais peuvent varier de 200 000 € à 1 million d'euros, selon la distance au poste de

raccordement. En revanche, les microproducteurs d'électricité ne payent pas de frais annuels, seulement un abonnement dont le coût est minime (Priarollo, 2008).

En Europe, il existe quatre méthodes pour facturer les coûts de connexion (Klein, 2006) qui sont résumées en Annexe 7.

5.2.3. Type de promoteurs et propriétaires des installations

Énergie éolienne. Les installations sont détenues à 60 % par les agriculteurs aux Pays-Bas, à 5 % par des coopératives et à 30 % par des sociétés (Gipe, 2008a). En Allemagne, 40 % des installations sont détenues par les agriculteurs, 10 % par des coopératives et 50 % par des sociétés. Au Danemark, 65 % des installations sont détenues par les agriculteurs, 25 % par des coopératives et 10 % par des. En Espagne, 100 % des installations sont détenues par des sociétés privées, ce sont des parcs éoliens et non des installations de petite taille (Dave Toke, University of Birmingham, 2005, dans Paul Gipe & Assoc). Au Royaume-Uni, de nombreuses éoliennes (de 1 à 2 MW de capacité nominale) sont détenues et financées par des communautés regroupant principalement des citoyens et quelques fois des municipalités et des entreprises privées.

Énergie solaire photovoltaïque. En France, la filière solaire photovoltaïque est en pleine expansion. De nombreux propriétaires agricoles installent des panneaux solaires intégrés à la toiture de leur exploitation, des groupements locaux d'exploitants investissent dans cette technologie, des sociétés para-agricoles sont créées pour investir chez les exploitants (par exemple, une filiale d'une société de commercialisation de veaux). De plus, des distributeurs d'énergie proposent des locations bail à des propriétaires, entre autres à des agriculteurs (Bochu, 2008). Des sociétés proposent dorénavant des solutions clé en main aux particuliers, de l'étude technique jusqu'à l'élaboration de financements ainsi que dans toutes les démarches administratives qui précèdent et suivent la mise en service de l'installation. En Europe, la plupart des installations d'énergie solaire photovoltaïque en milieu agricole sont propriété des exploitants agricoles ou investisseurs privés.

Énergie produite à partir du biogaz. Les installations de production de biogaz sont soit détenues par des exploitants agricoles soit par des coopératives lorsque la capacité est plus importante. Par exemple, en France, les exploitants agricoles sont propriétaires des installations de biogaz jusqu'à une puissance nominale de 150 kW. En Allemagne, des installations de 350 kW sont détenues par un seul exploitant propriétaire, car les installations sont automatisées et ne demandent pas trop de travail supplémentaire (Priarollo, 2008). Pour des capacités plus importantes, les installations de biodigesteurs sont détenues par des coopératives.

5.3. Prix de revient et rentabilité de chaque filière énergétique

Cette section contient l'analyse des prix de revient des différentes filières énergétiques basée sur des études de cas concrets. Des exemples de projet d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque sont d'abord analysés (Section 5.3.1). Ensuite, des exemples de calcul de prix de revient tirés de projets d'installation de digesteurs produisant du biogaz en Allemagne et en France, permettent d'analyser la rentabilité de cette filière (Section 5.3.2). Finalement, les questions de rentabilité de production d'énergie à partir de la biomasse agricole et forestière sont discutées (Section 5.3.3). Cependant, aucun exemple concret visant la microproduction d'électricité à partir de biomasse forestière n'a été recensé pour appuyer cette discussion.

5.3.1. *Études de cas de production d'énergie éolienne et solaire*

Les exemples de production d'énergie éolienne et solaire proviennent d'une étude des coûts de référence de la production électrique décentralisée, réalisée par le ministère de l'Économie en France (2004). Le Tableau 21 synthétise les résultats pour les deux filières énergétiques.

Énergie éolienne. Le coût de production de référence à 2 500 h, avec un taux d'actualisation de 8 %, est de l'ordre de 5,15 €/kWh en 2007. En tenant compte des externalités dues à l'intermittence, les coûts de production seraient de 5,45 €/kWh (Ministère de l'Économie, France, 2004).

En France, les installations éoliennes de petite taille (10-20 kW de puissance nominale) ne sont pratiquement pas développées en milieu agricole. À l'heure actuelle, l'investissement est trop important par rapport au revenu possible tiré de la vente d'électricité. Le retour sur investissement est actuellement de 30 ans et le prix de rachat est trop faible pour que les petites installations soient rentables. De plus, il n'y a pratiquement pas d'aide à l'investissement pour les installations éoliennes en France. En Espagne et en Allemagne, le tarif de rachat est également faible, entre 7,2 et 8 €/kWh. De plus, afin d'être rentable cette filière nécessite un soutien financier à l'investissement plus important qu'un crédit d'impôt. Les investissements sont trop lourds à supporter par les exploitants compte tenu du retour sur investissement actuel (30 ans en moyenne).

TABEAU 21 : EXEMPLES DE PRIX DE REVIENT DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES EU EUROPE

	Éolienne	Solaire photovoltaïque	
Technologie	Nombre d'aérogénérateurs: 6 Puissance unitaire: 2 MW Hauteur au moyeu : 78 m; Diamètre des pales : 80 m	Centrale posée sur le toit d'une maison individuelle	Centrale posée sur une enveloppe de bâtiment à usage tertiaire ou industriel, le toit plat d'un entrepôt par exemple
Puissance installée	12 MW	5 kW	1MW
Fonctionnement	2500 h	1600 h	1600 h
Indisponibilité annuelle	3 % (indisponibilité des turbines, des équipements électriques, des défaillances du réseau).	25% (résultant de différentes pertes : onduleur, circuit électrique, effet de température, géométrie	25% (résultant de différentes pertes : onduleur, circuit électrique, effet de température, géométrie
Investissement	922 €/kW ¹	6,5 €/W ⁴	4 €/W
Charges d'exploitation	2,5 % des investissements ²	1 % des investissements ⁵	1 % des investissements ⁵
Surcoûts	2 à 4 €/MWh ³		
Prix de revient (¢€2001 /kWh)	5,45	55,7	35,7

¹ Le coût d'investissement typique se décompose en 70 % de machines, 10 % de génie civil, transport et montage, 12 % de raccordement (qui peut très fortement varier suivant les sites) et 8 % d'études et de frais divers de gestion du projet. À ces coûts ont été ajoutés 5 % d'aléas sur la planification.

² Les coûts d'exploitation sont limités essentiellement à l'assurance, à la maintenance légère, à l'administration et à la location du terrain. Les expériences danoise et allemande montrent que les coûts d'exploitation croissent au cours du temps et se stabilisent au bout de quelques années. Les coûts pour de grosses machines sont inférieurs à ceux des petites machines.

³ Les coûts qui sont considérés ici comme des externalités : coût des investissements nécessaires pour garantir la sécurité du système électrique (coût de la capacité), coût d'exploitation additionnel lié notamment aux compensations des fluctuations de fréquence du réseau, et aux arrêts/démarrages supplémentaires de centrales thermiques de pointe afin d'assurer en permanence l'équilibre du système (surcoûts d'ajustement).

⁴ L'essentiel du coût de l'installation est le coût du module (60 %) et du ou des onduleurs (15 %).

⁵ Les dépenses annuelles comprennent sur 20 ans quatre visites de contrôle, trois incidents nécessitant une intervention, un défaut du module et deux pannes d'onduleur.

Source : Ministère de l'Économie, France (2004)

Énergie solaire. Pour une installation de bon ensoleillement, le coût de production d'énergie solaire est de 35,7 ¢€/kWh pour une centrale de 1 MW et 55,7 ¢€/kWh pour une installation résidentielle de 5 kW. (Ministère de l'Économie, France, 2004). Selon Électricité de France (EDF), le prix de revient varie entre 30 ¢€/kWh et 70 ¢€/kWh en fonction du site.

En France, la filière solaire photovoltaïque est en pleine expansion en milieu agricole, entre autres. Par contre, il n'y a pas de suivi ni de base de données des installations, il est donc difficile d'analyser les projets. Les installations varient de 100 à 200 m² à 2000 m², soit de 10-20 kW à 200 kW et sont toutes rentables avec le prix de rachat de l'électricité très élevé pour les installations intégrées à la toiture (55 ¢€/kWh). Les installations sont amorties en 10-12 ans alors que le retour sur investissement, sans aides, est de 10 ans environ. Les coûts de production actuels varient de 40 à 45 ¢€/kWh. Les installations intégrées sont donc très rentables, par contre les installations au sol qui bénéficient d'un tarif de rachat de l'électricité de 30 ¢€/kWh ne sont pas rentables actuellement. Les exploitants agricoles considèrent donc cette production comme un revenu supplémentaire très intéressant (Bochu, 2008).

En Allemagne, les toits solaires agricoles sont souvent de 500 à 1000 m², soit 50 à 100 kW environ et un investissement d'environ 300 000 à 500 000 € par installation. On estime qu'il y a environ 5000 installations agricoles pour 750 MW fin 2005 (Bochu et al, 2007). En Allemagne et en Espagne, les tarifs de rachat d'électricité sont équivalents à ceux proposés en France, respectivement 44 à 48 ¢€/kWh et 41,75 à 44,04 ¢€/kWh. Avec un prix de rachat élevé, cette filière est donc rentable et suscite un engouement particulier ces derniers mois. De plus, la filière bénéficie de subvention à l'installation des équipements, ce qui encourage les propriétaires à investir.

5.3.2. *Études de cas de production d'énergie à partir du biogaz*

La production de biogaz en Allemagne se fait principalement sur des installations en milieu agricole; en 2007, 3 000 des 3 700 installations en opération étaient en milieu agricole (Féménias, *et al.*, 2008 dans Coulibaly, 2008). La taille de ces installations a augmenté de manière constante. En 1999, elle était de 50 kW, les installations récentes ont une taille de 400 kW (Féménias, *et al.*, 2008; Fruteau et Membrez, 2004 dans Coulibaly, 2008).

Une étude allemande propose une modélisation des calculs de coût de production pour différents types d'installations de biogaz à partir de lisiers de bovins (FNR Handreichung Biogasgewinnung und nutzung, 2004). Les calculs de rentabilité de deux exploitations agricoles produisant et valorisant du biogaz en France ont par ailleurs été recensés. Le détail des calculs se trouve en Annexe 8 et Annexe 9. Le Tableau 22 résume les données et présente les prix de revient pour ces cinq exemples.

Selon les exemples allemands présentés ci-dessous, le prix de revient de la production d'électricité à partir du biogaz se situe entre 14 et 20 ¢€/kWh. Selon Priarollo (2008), la puissance minimale rentable installée en France est 50 kW. L'investissement pour les puissances de 30 à 50 kW est de 10000 €/kW en moyenne. Avec un financement sur le capital de 40 % et un prix de rachat de 14 ¢€/kWh, le prix de revient est de 9,5 ¢€/kWh, et le retour sur investissement est de 12 ans. Cette exploitation est donc à peine rentable. Quelques installations en France traitent des déchets non agricoles avec des redevances de 20 €/tonne, ce qui augmente la rentabilité des installations (Priarollo, 2008).

Cependant, selon une autre étude, celle du ministère de l'Économie en France (2004), le prix de revient de la production d'électricité à partir du biogaz varie de 13,49 à 17,04 ¢€/2001/kWh. Les hypothèses à la base de ce calcul sont décrites à l'Annexe 10.

Une étude du ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement Durable en France en 2008 a dressé une typologie sommaire des projets en fonction de leur taille et de leur rentabilité (Féménias, 2008):

- Les petits projets (inférieurs à 75 kW de puissance électrique installée) valorisant la chaleur sur l'exploitation et l'habitation. Ils ont à faible niveau de rentabilité (nettement moins de 10 %) compte tenu du poids des investissements en cogénération et en génie civil.
- Les projets agricoles d'une taille de 100 à 150 kW où la méthanisation est une activité dans le prolongement de l'activité agricole permettant une amélioration des conditions d'épandage, l'émergence de cultures énergétiques et une valorisation marginale de déchets de voisinage. Ces projets ont un taux de rentabilité inférieur à 10 %, sans subvention.
- Les projets agricoles de taille importante (200 à 500 kW), individuels ou collectifs bénéficient d'un effet d'économies d'échelle important sur les investissements électriques et de meilleures conditions d'optimisation du processus par intégration de cosubstrats fortement méthanogènes. L'atelier devient un outil industriel spécifique et performant et le taux de rentabilité peut être supérieur à 10 %.
- Les projets de plus de 500 kW, caractérisés par leur approvisionnement majoritaire en cosubstrats (déchets, dont ceux des IAA) par rapport aux effluents d'élevage, avec une réelle valorisation de la chaleur. Ces projets dégagent une rentabilité similaire à la catégorie précédente.

TABEAU 22: EXEMPLES DE PRIX DE REVIENT POUR LA VALORISATION DU BIOGAZ EN EUROPE

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

n.c. : donnée non communiquée

Le prix de revient est le coût annuel total incluant le remboursement et les intérêts divisé par la production annuelle d'électricité.
Le retour sur investissement est l'investissement total divisé par le revenu annuel net.

Source : FNR Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung, (2004); GAEC OUDET, (2008).

En résumé, les installations inférieures à 100 kW sont sensibles au soutien financier accordé, au tarif de rachat et aux primes possibles pour la valorisation de cosubstrats non agricoles. Pour les installations de 150 à 500 kW, les tarifs de rachat totaux de 14-15 ¢€/kWh permettent de rentabiliser les installations. La rentabilité des installations de production de biogaz en Europe dépend de d'un tarif de rachat suffisant, de primes pour l'utilisation de résidus de ferme et pour l'efficacité énergétique ainsi que de subventions à l'installation.

5.3.3. Études de cas de production d'énergie à partir de la biomasse

Compte tenu du coût des équipements et des matières premières, du rendement d'énergie électrique et de la valorisation de l'énergie thermique toute l'année, le développement de la cogénération à partir de la biomasse n'est réalisé que dans de grandes centrales avec des puissances de l'ordre de 20 MW. Les projets de microproduction d'électricité à partir de biomasse sont à l'heure actuelle au stade de recherche et développement. Au niveau individuel, les installations existantes valorisent plutôt le bois de feu et les granulés pour le chauffage des habitations (Ginisty, 2008).

Un tarif d'achat de l'électricité produite à partir de la biomasse d'environ 20 ¢€/kWh permettrait de généraliser son usage à la maison individuelle, alors que le tarif actuel français est de 4,9 ¢€/kWh plus une prime à l'efficacité énergétique allant jusqu'à 1,2 ¢€/kWh (Autret, 2008).

L'Union européenne place le bois-énergie à un des premiers plans en matière d'approvisionnement énergétique futur pour l'augmentation de son indépendance énergétique et dans sa démarche de développement durable. Malgré d'incontestables atouts, le développement du bois-énergie, en France notamment, est confronté à de nombreux obstacles :

- Dispersion de la ressource rendant sa mobilisation coûteuse (collecte, transport, stockage);
- Coûts d'équipements et frais d'exploitation beaucoup plus lourds pour un combustible solide que pour ses concurrents liquides ou gazeux;
- Poids des opérations centralisées et des énergies de réseau, qui bénéficient d'économies d'échelle et de mécanismes de péréquation des prix;
- Les prix des produits forestiers et des agricoles cultivées sont pratiquement deux fois plus élevés que ceux des déchets d'origine industrielle et des bois de rebut (Biomasse Normandie, 2008).

5.4. Tarifs d'électricité payés par les consommateurs

Les tarifs d'électricité payés par les consommateurs résidentiels et industriels en Allemagne, France, Espagne, Belgique et Royaume-Uni sont présentés dans le Tableau 23. Ceci permet de mettre en perspective les prix de revient de chaque filière énergétique avec les prix facturés aux consommateurs et comprendre dans quelle mesure les États investissent dans les filières renouvelables.

Les tarifs résidentiels en France et en Espagne sont assez bas comparativement aux tarifs des autres pays, il est en de même pour les tarifs industriels. L'Allemagne est le pays où les tarifs résidentiel et industriel sont les plus élevés, suivi du Royaume-Uni. En effet, les consommateurs payent indirectement une partie des forts investissements réalisés dans les énergies renouvelables en Allemagne.

Si l'on compare les tarifs de rachat d'électricité et les tarifs payés par les consommateurs, surtout en Allemagne et en France, les tarifs de rachat pour l'électricité produits à partir de l'énergie solaire et du biogaz, et de la biomasse pour l'Espagne sont largement subventionnés. En effet, les tarifs payés par les consommateurs sont bien plus faibles que les tarifs offerts pour le rachat. Les différents États prennent donc en charge les différences.

TABLEAU 23 : TARIFS D'ÉLECTRICITÉ PAYÉS PAR LES CONSOMMATEURS DANS DIVERS PAYS D'EUROPE

Pays	Consommateur	Énergie : ¢€/kWh (hors taxes)
Allemagne	Résidentiel	14,33 ¢€/kWh
	Industriel	9,46 ¢€/kWh
France	Résidentiel	9,21 ¢€/kWh
	Industriel	5,41 ¢€/kWh
Espagne	Résidentiel	10,41 ¢€/kWh
	Industriel	8,10 ¢€/kWh
Belgique	Résidentiel	12,29 ¢€/kWh
	Industriel	8,80 ¢€/kWh
Royaume-Uni	Résidentiel	12,54 ¢€/kWh
	Industriel	9,50 ¢€/kWh

Clients résidentiels : Consommation annuelle : 3 500 kWh

Clients industriels : Consommation annuelle : 2 000 MWh, puissance maximum : 500 kW

Source : Eurostat (2008).

6. SYNTHÈSE SUR LES PROGRAMMES DE RACHAT ET LES PRIX DE REVIENT

6.1. Contexte canadien

Il n'existe aucun programme de rachat à tarifs variables au Canada. Par contre, l'Ontario a mis en place un programme d'offre standard en 2006 (*Renewable Energy Standard Offer Program*, RESOP) qui est actuellement le plus avancé en Amérique du Nord. Sa conception est basée sur le modèle européen, mais plusieurs modifications ont réduit son efficacité à encourager le développement des projets de production d'énergie renouvelable. Ces derniers éléments ont été identifiés comme étant problématiques par l'OSEA:

- Les tarifs n'ont pas été calculés selon le prix de revient de chaque filière et ne sont donc pas suffisants pour rentabiliser la plupart des installations (sauf celles de capacité plus importante);
- Les tarifs ne varient pas selon la puissance de l'installation ni son lieu géographique;
- Seulement 20 % du tarif est indexé sur l'inflation (à l'IPC de l'Ontario). Le tarif pour l'énergie solaire n'est pas indexé;
- Les installations d'énergie renouvelable n'ont pas l'accès prioritaire au réseau;
- Des mesures n'ont pas été mises en place pour éviter que le réseau soit monopolisé par les grands développeurs.

La Colombie-Britannique a aussi mis en place cette année un programme d'offre standard, mais il est encore moins avancé que celui de l'Ontario. Un tarif de base fixe est offert pour toutes les technologies, mais ce dernier varie selon la région géographique. Des facteurs d'ajustement sont par contre appliqués selon la période de production.

Les prix de revient de chaque filière, déterminés à partir des études de cas recensés dans le contexte canadien, ainsi que des données de la littérature, sont présentés au Tableau 24. Les frais d'interconnexion sont inclus dans ces prix de revient. Par contre, dans plusieurs cas, la période de retour sur l'investissement a dû être prolongée, ou encore, le projet a dû être abandonné à cause des frais d'interconnexion trop élevés et imprévus. En général, au Canada, les frais d'interconnexion sont déterminés au cas par cas.

TABEAU 24 : PRIX DE REVIENT SELON DES ÉTUDES DE CAS RECENSÉES AU CANADA

Éolienne	Solaire	Biogaz	Biomasse agricole et forestière
12 à 30 ¢/kWh	51 ¢/kWh	14 -15 ¢/kWh	10 ¢/kWh ¹

¹ Les études de pré faisabilité pour des projets de cogénération à la biomasse de 1 à 2 MW indiquent qu'au moins 10 ¢/kWh est nécessaire. La génération de l'électricité à partir de la biomasse ne semble pas être rentable pour les installations de capacités inférieures à 20 MW, ce qui limite le potentiel actuel de cette filière pour la microproduction.

6.2. Contexte américain

Il n'existe aucun programme de rachat à tarifs variables aux États-Unis. La Californie et le Wisconsin ont mis en place des programmes d'offre standard, mais les tarifs offerts sont insuffisants pour assurer la rentabilité des projets, et donc la participation à ces programmes demeure basse. Néanmoins, un mouvement incitant l'introduction des programmes de rachat à tarifs variables aux États-Unis se développe graduellement. Le Michigan, le Minnesota et l'Illinois ont tous introduit des propositions de loi qui planteront des programmes basés sur le modèle allemand. Hawaï, la Californie, le Rhode Island et le Wisconsin discutent également de la possibilité de mettre en place un tel programme. Et tout récemment en juin 2008, une proposition de loi a été déposée au niveau fédéral pour l'introduction d'un programme de rachat à tarifs variables couvrant tout le pays.

Cependant, à l'heure actuelle, le développement des énergies renouvelables aux États-Unis se réalise principalement grâce aux fournisseurs privés qui oeuvrent à grande échelle, et dans une faible proportion seulement, grâce aux programmes de mesurage net. Il n'existe donc pas d'opportunités de développement de projets de microproduction en milieu agricole pour le moment, une situation qui risque de changer si le mouvement visant à faciliter l'introduction des programmes à tarifs variables gagne en popularité.

6.3. Contexte européen

Une étude de 2007 pour le compte du Ministère de l'Agriculture et de l'ADEME mentionne que les programmes ou actions mentionnant les bioénergies à la ferme sont peu nombreux en Europe (Bochu et al, 2007). Toutefois, nous l'avons vu, le développement des énergies renouvelables s'est effectué dans plusieurs pays européens ces dernières années. Le meilleur exemple de réussite de développement est l'Allemagne, grâce notamment à l'implantation d'un programme de rachat à tarifs variables très bien défini. Dans ce pays, 14,2 % de l'électricité consommée est produite à partir de sources renouvelables en 2007.

Les exemples européens ont démontré, qu'en plus des tarifs de rachat adaptés à chaque filière énergétique, la rentabilité des installations dépendent de plusieurs facteurs, tels que le soutien financier pour l'investissement initial et le soutien technique indépendant tout au long du développement du projet. De plus, une implication des communautés, comme en Allemagne et au Danemark, favorise une meilleure acceptation, réunie plus de personnes impliquées localement, permet de générer plus de puissance et plus rapidement, procure plus de retombées financières locales et fournit plus d'emplois localement (Gipe, 2008a).

Tel que mentionné, la grande particularité des programmes européens est la structure des tarifs variables, ce qui a contribué au succès des divers programmes. Les paramètres à considérer sont :

- Un tarif garanti en moyenne de 15 à 20 ans selon la filière;
- Un tarif spécifique calculé en fonction des prix de revient pour chaque filière;
- Un tarif spécifique en fonction de la capacité d'installation;
- Un tarif dépendant de la localisation de l'installation;
- Un tarif dépendant du type de matière première utilisée pour les installations de biogaz et de valorisation de la biomasse agricole et forestière (cultures énergétiques, résidus forestiers, résidus d'animaux);
- Un tarif dégressif dans le temps qui tient compte des avancées technologiques;
- Un tarif indexé sur l'inflation.

Les tarifs de rachat varient selon la taille du projet et reflètent les économies d'échelle attendues. En France, les projets de biogaz supérieurs à 150 kW reçoivent un tarif dégressif. De même en Allemagne, les tarifs de rachat diminuent avec la taille des projets. Concernant les tarifs de rachat de l'énergie éolienne dans ces deux pays, ils varient selon que les installations sont on shore ou offshore. Pour l'énergie solaire, en Allemagne et en Espagne, les programmes de rachat sont différenciés selon le type de projet. Dans ces programmes, les installations sur le toit (généralement moins de 5 kW) sont payées à un prix donné, les installations plus importantes reçoivent un prix plus faible (OSEA, 2005). Enfin, dans les pays comme la France ou la Grèce, les tarifs de rachat varient selon que les installations sont sur le continent ou sur les îles (OSEA, 2007).

L'Allemagne est le seul pays qui a mis en place un tarif dégressif dans le temps qui tient compte des avancées technologiques pour toutes les filières énergétiques. Le tarif dépend de l'année durant laquelle l'installation a été implantée. Chaque année, le tarif de rachat est diminué. Cette dégression est basée sur les ratios de progrès de chaque technologie. En effet, les tarifs de rachat d'électricité ont été fixés en 2004, à partir desquels un taux dégressif de 1,5 % par an est appliqué pour la période du contrat selon la filière

énergétique. Une installation mise en place en 2004 reçoit donc en 2008, un tarif plus élevé qu'une installation mise en œuvre en 2007. La France a également mis en place une dégression pour l'énergie éolienne ainsi que l'Italie pour l'énergie solaire photovoltaïque.

Un autre paramètre important dans le calcul de tarif de rachat est l'indexation sur l'inflation. Par exemple, l'Allemagne et l'Espagne répondent de façon opposée à l'inflation. La loi allemande ne tient pas compte de l'inflation, pour les projets éolien et solaire, alors qu'en Espagne, les tarifs sont indexés à 75 % sur l'inflation des prix de l'électricité jusqu'en 2012, puis seront indexés de 50 % ensuite. La France a elle inclus un ajustement du tarif de base réglementé et du tarif contracté. Le tarif d'un contrat d'énergie éolienne ou solaire est ajusté annuellement à 60 % de l'inflation, celui de production de biogaz est ajusté à 70 % (OSEA 2007).

Les tarifs de rachat sont également proposés selon les prix de revient de chaque filière. Les prix de revient de l'électricité produite à partir de chaque filière énergétique sont présentés dans le Tableau 25 selon des études de cas européens. En général, les frais d'interconnexion sont inclus dans les prix de revient, si applicable. Ces frais varient selon la juridiction européenne : en Allemagne, au Danemark et en Belgique, le producteur d'électricité paye uniquement le coût des équipements nécessaires au raccordement au point le plus près du réseau de distribution (au voltage approprié). Dans d'autres juridictions, le producteur doit aussi couvrir, soit une partie des coûts associés au renforcement du réseau (France, Royaume-Uni), soit la totalité des coûts (Autriche, Italie, Espagne).

TABLEAU 25 : PRIX DE REVIENT SELON DES ÉTUDES DE CAS EUROPÉENNES

Éolienne	Solaire	Biogaz	Biomasse agricole et forestière
5,45 ¢€/kWh pour un rendement moyen	35,7 à 45¢€/kWh	6,25 à 20 ¢€/kWh	Pas encore d'installation. Il faudrait au moins 20¢€/kWh

Les filières étant essentiellement soutenues par le tarif de rachat électrique, on pourrait considérer que les projets n'ont pas, en règle générale, à être subventionnés, sauf cas particulier (Féménias, 2008). Mais dans la réalité, la rentabilité à long terme des installations n'est pas garantie sans les diverses aides financières. Si les énergies renouvelables doivent se développer, il est clair cependant que ni les États, ni les collectivités ne pourront accompagner tous les projets, lourds en investissements, à une hauteur significative, ou bien ils ne pourront le faire que pour quelques-uns.

6.4. Sommaire des facteurs affectant les prix de revient

Cette section discute brièvement des différents facteurs, autres que les tarifs de rachat et incitatifs financiers, qui ont une influence sur le prix de revient des projets de microproduction d'électricité renouvelable. L'ensemble de ces facteurs sont résumés dans le Tableau 26. Cette liste n'est pas exhaustive; elle rassemble quelques observations effectuées lors de l'analyse des études de cas, ainsi que certains éléments provenant de la littérature.

TABLEAU 26 : FACTEURS AFFECTANT LA RENTABILITÉ DES PROJETS AUTRES QUE LE TARIF DE RACHAT

Filière/Facteur	Impact des facteurs sur la rentabilité des projets
Éolienne	
La distribution de la vitesse des vents	<p>La production annuelle d'une éolienne est en fonction de la distribution de la vitesse des vents à l'emplacement et à la hauteur de la turbine. Une éolienne commence à produire de l'énergie avec des vents de l'ordre de 3 à 5 m/s et atteint sa puissance maximale vers 15 m/s. Elle cesse de produire par mesure de sécurité aux alentours de 25 m/s.</p> <p>Les coûts de production de la filière éolienne sont établis en fonction d'un temps de fonctionnement équivalent à pleine puissance représentatif de la distribution annuelle des vents (Bochu, 2008). La production annuelle en fonction de la vitesse moyenne du vent au moyen serait la suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> 7,5 à 8 m/s : 3 000 h/an à pleine puissance; 6,6 à 7,2 m/s : 2 400 h/an à pleine puissance (site moyen); 6 à 6,5 m/s : 2 000 h/an à pleine puissance (site médiocre).
La taille des projets	<p>La plupart des projets qui sont des succès au Canada ont été développés par des promoteurs industriels. La taille des projets développés au Canada implique des investissements de plusieurs dizaines, voire plusieurs centaines de millions de dollars.</p> <p>L'énergie éolienne ne peut pas concurrencer les coûts et la fiabilité du réseau d'électrification rural. Le meilleur potentiel pour l'énergie éolienne en agriculture semble être la disponibilité de fournir un site avec des éoliennes de grandes capacités.</p>
L'expertise scientifique et technique	Pour mener à bien de tels projets, il faut disposer d'une expertise scientifique et technique de haut niveau, d'importantes ressources financières et de compétences en gestion des affaires souvent difficiles à réunir par des groupes d'intérêts locaux.
Solaire	
La surface du panneau solaire	<p>La surface et la puissance sont liées par le rendement de conversion électrique de la cellule photovoltaïque. Les rendements accessibles sur le marché sont de l'ordre de 12 à 14 % pour la technologie la plus diffusée en 2004, le silicium polycristallin, qui représente plus de 80 % du marché (Ministère de l'Économie, France, 2004).</p> <p>À puissance égale, une amélioration du rendement de conversion se traduit par une diminution inversement proportionnelle de la surface du panneau, donc de la quantité de matériau et donc du coût au watt installé. À site donné et à puissance donnée, une amélioration du coefficient de performance, se traduit par une augmentation de l'équivalent horaire de production.</p>

Filière/Facteur	Impact des facteurs sur la rentabilité des projets
Le niveau d'ensoleillement	Le rendement des petites installations peut être variable, selon le niveau d'ensoleillement. Cependant, des installations comme celles d'Agronoma International en Ontario peuvent améliorer le rendement avec des systèmes de repositionnement des panneaux avec le mouvement du soleil.
Biogaz	
Les matières premières utilisées	Un digesteur est plus ou moins rentable selon le type de matières premières utilisées, selon qu'il y ait des déjections animales pour seul intrant ou encore l'apport de matières végétales. Pour un cheptel bovin bien plus faible (i.e. 100 têtes par rapport à 200 têtes), la production de méthane est bien plus importante, ce qui s'explique par l'apport plus important de matières végétales (+65 %). Cependant, le retour sur investissement est plus élevé, du fait d'investissements initiaux plus importants. De même que pour le prix de revient.
Le coût du transport des matières premières	Il est difficile d'augmenter la quantité de lisier en s'approvisionnant dans les fermes avoisinantes, car les coûts de transport ont un impact important sur la rentabilité de l'opération (Fischer, 2007).
Le prix des cosubstrats	Dans de nombreux pays européens, les digesteurs agricoles fonctionnent en codigestion et utilisent des effluents d'élevage et des cultures énergétiques, en particulier le maïs. Ces cultures proviennent directement de la ferme ou bien sont achetées pour la biodigestion. Elles ont donc un coût de production et/ou nécessitent des surfaces disponibles. La rentabilité de production de biogaz est ainsi sujette à l'augmentation actuelle des prix des céréales utilisées comme cosubstrats (Coulibaly, 2008).
La taille des installations	Compte tenu de la faible rentabilité de production de biogaz à la ferme, l'Ontario, par exemple, établit son développement de production de biogaz à la ferme sur l'implantation d'unités centralisées. En effet, ce type d'installation présente des avantages notamment : un meilleur potentiel de production de chaleur, un meilleur contrôle, une seule connexion au réseau électrique et au gazoduc. De plus, la taille importante de ce type d'installation peut faciliter l'atteinte d'économies d'échelles se traduisant par de bas coûts de production. Cependant, le développement d'unités centralisées est contraint par la difficulté d'obtenir des permis de construction ainsi que par les longues distances séparant les unités de production de leur source d'approvisionnement de substrats et cosubstrats (Hilborn, 2007 dans Coulibaly, 2008).
La technologie utilisée	Certains auteurs pensent que la rentabilité économique des installations à la ferme pourrait être relevée par l'établissement de modèles d'affaires permettant la maximisation de la production de biogaz et de la valorisation du méthane produit, idéalement par voie thermique (et non électrique) (CRAAQ, 2008).
La valorisation de l'énergie thermique	La rentabilité d'un projet de cogénération à partir de biogaz dépend des revenus tirés de la vente d'électricité, mais aussi de la valorisation de la chaleur produite (autoconsommation le plus souvent) (Féménias, 2008).
La prise en charge de matières organiques non-agricole	Lorsque la réglementation le permet, l'ajout de matières premières de source non agricole dans un digesteur anaérobie permet d'augmenter la production de méthane et d'électricité, et par conséquent, de diminuer la période de retour sur investissement et le prix de revient. En plus de leur potentiel de production de méthane, elles peuvent engendrer des revenus supplémentaires grâce aux redevances de déversement versées à l'exploitant d'un digesteur anaérobie pour la manipulation et le traitement de ces matières premières.
Le facteur climatique	Il est nécessaire de maintenir le digesteur à une température fixe. Les coûts de maintenir cette température peuvent donc varier selon le climat : les hivers très froids et/ou les étés très chauds peuvent avoir un impact important sur la rentabilité d'une installation.

Filière/Facteur	Impact des facteurs sur la rentabilité des projets
Les services techniques	La planification et l'installation d'un digesteur sur un site agricole nécessitent un soutien technique important. Les services techniques sont aussi importants en cas de panne, de modifications de paramètres du système, etc. Dans certaines juridictions les services techniques sont fournis ou subventionnés par l'état. Sinon, les frais du soutien technique sont la responsabilité du développeur et peuvent avoir un impact important sur la rentabilité du projet.
Biomasse	
La valorisation de l'énergie thermique	Un projet de cogénération à la biomasse forestière n'est rentable que si l'énergie thermique est valorisée entièrement et si le prix de la biomasse est relativement faible (Baribeault, 2008b). La rentabilité des installations dépendant de cette valorisation.
Le type et le prix de la matière première utilisée	<p>Auparavant, les grandes installations à la biomasse utilisaient des écorces à un prix assez bas (20-30 \$/tonne métrique verte). Or, aujourd'hui toutes les écorces sont utilisées, il n'y a plus de source d'approvisionnement possible. Les nouvelles sources de biomasse forestière sont les résidus des parterres de coupes, mais le coût est bien plus élevé (50-60 \$/tonne métrique verte). Il est donc impensable aujourd'hui de rentabiliser une installation de cogénération si l'énergie thermique n'est pas valorisée à 100 % (Baribeault, 2008b).</p> <p>La production d'électricité à partir de biomasse agricole fait face aux mêmes difficultés. Actuellement, deux matières premières font l'objet de recherche et d'expérimentation au Québec : la production de saules, mais le prix de la matière première reste très élevé; et le panic érigé pour la production de granules de bois. Cette dernière avenue est une production marginale, car il n'y a pas encore de marché. De plus, elle produit beaucoup de cendres qui limitent l'efficacité de combustion (Baribeault, 2008b).</p>
La taille des installations	Le coût par kW de puissance tend à augmenter encore davantage pour des centrales de cogénération de plus petites puissances (moins de 5 MW). En effet, d'une part, le coût d'acquisition de la chaudière, de la turbine et des autres équipements et d'autre part, les coûts afférents à la construction et à la mise en œuvre de la centrale (l'installation des équipements, le raccordement électrique et du réseau de chaleur) sont proportionnellement plus élevés.
L'approvisionnement à long terme en matières premières	<p>Les principaux facteurs qui déterminent la rentabilité des activités de production d'énergie à partir de la biomasse sont l'approvisionnement à long terme, le prix des matières premières, les procédés de transformation et le transport de la biomasse.</p> <p>La transformation de la biomasse en énergie bénéficie généralement des économies d'échelles, où les plus grosses unités produisent à un moindre coût (Kennedy, 2007; Layzell, 2007 dans CEPAF, 2007). Par contre, la biomasse ne contenant pas beaucoup d'énergie est très dispendieuse à transporter (CEPAF, 2007). Le coût d'approvisionnement en matière première agricole et forestière est un des facteurs principaux de la rentabilité des installations.</p>
Les autres facteurs	D'autres éléments ont assurément un impact critique sur la viabilité d'un projet de cogénération : les garanties à long terme pour l'approvisionnement en biomasse, la vente de la vapeur produite et les ententes à long terme d'achat d'électricité par d'autres partenaires qu'Hydro-Québec. (Centre de recherche industrielle du Québec, 2007).

7. ANALYSE ET RECOMMANDATIONS

Cette section analyse les conditions de développement d'un programme de rachat d'électricité renouvelable au Québec (section 7.1). Ensuite, elle reprend les arguments favorables à la microproduction d'électricité en milieu agricole au Québec (section 7.2).

7.1. Conditions de développement d'un programme de rachat d'électricité renouvelable au Québec

Dans cette section, des recommandations sont effectuées à propos des caractéristiques du programme de rachat d'électricité qui aurait le plus de succès pour la promotion de la microproduction au Québec. Les recommandations sont basées sur l'analyse des expériences dans d'autres juridictions ayant des programmes de rachat. Il existe plusieurs facteurs importants à considérer dans un tel programme :

- Les conditions politiques;
- L'obligation d'achat;
- La durée des contrats offerts;
- La limite maximale de capacité admissible pour tout le programme;
- La taille maximale d'un projet admissible au programme;
- Les tarifs offerts dans le cadre du programme;
- Les frais d'interconnexion au réseau;
- La simplicité et l'efficacité des processus administratifs du programme
- Le soutien technique et financier.

Une analyse de chacun de ces facteurs ainsi que les recommandations sont présentées ci-dessous.

7.1.1. Conditions politiques nécessaires

Les juridictions ayant le mieux réussi à encourager les projets de microproduction attribuent en grande partie le succès de leurs programmes aux politiques et à la volonté gouvernementale. La promotion du développement des énergies renouvelables au niveau politique, soutenue par des objectifs ambitieux, est vue universellement comme un point de départ essentiel.

L'Association d'énergie renouvelable d'Ontario (OSEA), qui a aidé le gouvernement dans le développement de son programme d'offre standard, a décidé, lors de la première revue du programme qui se tient actuellement, d'appuyer l'adoption d'un *Green Energy Act*, une politique qui prônera la promotion du développement de la filière d'énergie renouvelable communautaire. L'OSEA pense que l'installation

de conditions favorables pour les petits producteurs dans un programme de rachat d'électricité renouvelable constituera toujours un défi, tant que la volonté politique ne sera pas mise en place formellement. Dans ce sens, le 2 juin 2008, plusieurs groupes se sont joints à l'OSEA (2008) pour la proposition publique d'adoption du *Green Energy Act* : des associations commerciales, des manufacturiers, des groupes environnementaux, les Premières nations, des développeurs d'électricité, des producteurs agricoles et des propriétaires de terrains. L'importance de la création d'une coalition d'acteurs québécois souhaitant l'introduction d'un programme de rachat ne peut être sous-estimée.

La volonté de mettre en place un programme de rachat existe aussi au Québec. Le 21 mars 2007, le *Conseil québécois de la coopération et de la mutualité*, la *Fédération québécoise des Municipalités* (FQM) et l'*Union des municipalités du Québec* (UMQ) en ont appelé au gouvernement pour instaurer un programme de rachat d'électricité (Coop-Québec, 2007). Ils ont souligné le besoin d'un programme avec les caractéristiques suivantes : la garantie de rachat et de branchement sur le réseau; un prix de rachat prédéterminé et une limite de taille de projets au-delà de laquelle il faudrait que le projet procède par appels d'offres.

La volonté de la population est également un facteur très important pour démontrer au gouvernement que la volonté existe tant du point de vue des consommateurs que de celui des producteurs potentiels. La participation d'Hydro-Québec au développement d'un programme est tout aussi essentielle, et la démonstration d'une forte volonté de la part des consommateurs faciliterait cet engagement. Dans cette logique, il serait pertinent d'établir des contacts avec d'autres organisations qui pourraient être impliquées, des consommateurs et des producteurs potentiels, afin de mieux représenter la demande auprès du gouvernement pour le développement d'un programme de rachat d'électricité.

Cependant, le contexte québécois est unique : 97 % de l'électricité produite au Québec provient des sources renouvelables (dont 94 % hydroélectrique et 3 % éolienne) (Hydro-Québec, 2007). Donc les avancées en matière de microproduction d'énergie ne se feront pas dans le contexte des objectifs provinciaux de production d'électricité renouvelable, comme cela se fait en Europe. Il faudrait donc viser à promouvoir les autres avantages pour la société qui se matérialisent grâce à la microproduction : entre autres, la création d'emplois et le développement économique des régions non urbaines. Les bénéfices liés au développement de la microproduction d'énergie renouvelable sont présentés plus en détail dans la Section 7.3.

7.1.2. L'obligation d'achat

Cet aspect est lié à la volonté politique. Dans toutes les juridictions que nous avons recensées pour cette étude, il existe une réglementation qui oblige les fournisseurs et les services publics à racheter l'électricité générée par les installations de microproduction éligibles. De plus, dans certaines juridictions, les fournisseurs sont obligés de donner priorité d'accès au réseau aux projets communautaires et aux projets d'énergie renouvelable. Ces réglementations soulignent une volonté politique qui soutient et qui encourage le développement des énergies renouvelables et des petits projets communautaires ou agricoles.

7.1.3. Durée des contrats pour un programme réussi

Comme nous l'avons vu tout au long du rapport, la durée d'un contrat est généralement entre 15 et 20 ans dans toutes les juridictions ayant un programme de rachat avec un contrat fixe. Un contrat à long terme est essentiel pour pouvoir inciter les développeurs et leurs financeurs à s'engager dans de tels projets afin de rentabiliser les investissements importants. De plus, selon l'état actuel des avancées technologiques, une durée minimale de contrat de 20 ans pour la filière solaire photovoltaïque est indispensable.

7.1.4. Limite maximale pour un programme réussi

Le Tableau 27 présente la limite maximale de capacité totale de tous les projets adhérant à un programme de rachat, en Ontario et dans certains pays d'Europe.

TABLEAU 27 : LIMITE MAXIMALE DES PROGRAMMES DE RACHAT D'ELECTRICITE RENOUVELABLE

Pays	Éolien	Solaire (PV)	Hydro	Biomasse et Biogaz
Ontario	Aucune limite	Aucune limite	Aucune limite	Aucune limite
Autriche		15 MW		
France	17000 MW	500 MW	2000 MW	2000 MW
Allemagne	Aucune limite	Aucune limite	Aucune limite	Aucune limite
Espagne	20155 MW	871 MW	2400 MW	3200 MW
Danemark	20 % de la production actuelle			

Source : Gipe, 2008

En général, il semble que la meilleure stratégie pour encourager le développement de la microproduction soit de mettre en place un programme sans limite maximale (ou avec une limite très élevée). Souvent, les capacités des réseaux électriques forment une limite de capacité pratique, surtout dans les régions éloignées où le réseau électrique est faible ou pas bien développé. Dans la plupart des cas, les limites de

capacité des réseaux électriques seront atteintes bien avant les limites maximales des programmes de rachat (ce qui est le cas actuellement en Ontario). Il est par contre plus difficile de prévoir les coûts liés à la mise en œuvre d'un programme sans limite maximale.

7.1.5. Capacité maximale par installation

Il y a deux facteurs principaux à considérer concernant la capacité maximale d'un projet : le fait d'encourager le plus de microproduction d'énergie renouvelable possible, et aussi le fait de ne pas subventionner de gros projets à l'échelle industrielle. La limite doit être assez élevée pour permettre aux développeurs de construire des projets assez importants pour pouvoir les rentabiliser. Par contre, un programme qui vise l'encouragement de la microproduction ne devrait pas permettre non plus la monopolisation du réseau électrique par les grands développeurs commerciaux.

Afin de résoudre ce dilemme, lors de la première revue du programme d'offre standard en Ontario, l'OPA a modifié la limite maximale à 10 MW par projet avec une limite de 50 MW par développeur.

Une limite de 10 MW par projet semble être raisonnable pour le moment. Il est important néanmoins de faire une revue du programme régulièrement et que les limites soient augmentées en fonction des avancements technologiques. Il est essentiel de mettre en place des mesures «anti-gaming» pour éviter le contrôle du réseau par les grands développeurs. La mise en place d'un programme d'appels d'offres pour les grands projets peut aussi éviter la participation des grands développeurs dans un programme destiné aux microproducteurs.

7.1.6. Tarifs de rachat proposés

Compte tenu de l'expérience dans les juridictions ayant un programme de tarif de rachat réussi, il paraît indispensable dans la proposition de tarif de rachat d'offrir :

- Un tarif indexé sur l'inflation.
- Un tarif spécifique pour chaque filière énergétique;
- Un tarif spécifique en fonction de la capacité d'installation;
- Un tarif dépendant de la localisation de l'installation;
- Un tarif dépendant du type de matière première utilisée pour les installations de biogaz et de valorisation de la biomasse agricole et forestière (cultures énergétiques, résidus forestiers, résidus d'animaux);
- Un tarif dégressif dans le temps pour encourager les premiers développeurs et d'accélérer les avancées technologiques;

Le Tableau 28 synthétise les tarifs de rachat proposés dans les différentes provinces ou pays étudiés pour chacune des filières énergétiques : éolienne, solaire, biogaz, biomasse agricole et forestière. Les tarifs minimums et maximums de chaque programme sont présentés selon les facteurs d'ajustement ou les primes applicables.

TABLEAU 28 : TARIF DE RACHAT DE L'ELECTRICITE DANS CHAQUE JURIDICTION ETUDIE

Province ou Pays	Éolienne	Solaire	Biogaz	Biomasse agricole et forestière
Canada (¢/kWh)				
Ontario	11 à 14,52	42 à 45,52	11 à 14,52	11 à 14,52
Colombie-Britannique	5,03 à 13,71	5,03 à 13,71	5,03 à 13,71	5,03 à 13,71
Île du Prince Édouard	7,75	7,75	7,75	7,75
Saskatchewan	6,26	6,26	6,26	6,26
États-Unis (¢US/kWh)				
Californie	6,026 à 31,39	6,026 à 31,39	6,026 à 31,39	6,026 à 31,39
Wisconsin	6,1 à 6,6	22,5 à 25	4,9 à 15,5	/
Illinois, Minnesota et Michigan (proposés)	8 à 25	50 à 71	10,5 à 14,5	10,5 à 14,5
Europe (¢€/kWh)				
Allemagne	5 à 8	35,5 à 48	8 à 20,60	8 à 17
France	2,8 à 8,2	30 à 95	8,6 à 14	4,9 à 6,1
Espagne	6,12 à 7,32	18,38 à 44,04	6,51 à 13,07	6,51 à 15,89

Source : Compilation ÉcoRessources Consultants

À l'analyse du Tableau 29 et selon les expériences des développeurs en Ontario et les recommandations de l'OSEA en Ontario lors de la mise en place du RESOP, il semble qu'il serait pertinent d'offrir au Québec les tarifs minimaux proposés dans le Tableau 29. Selon les expériences dans d'autres juridictions, des tarifs inférieurs à ceux proposés dans le Tableau 28 ne permettront pas la rentabilisation des installations dans le contexte actuel, et donc n'encourageront pas le développement de la microproduction d'énergie renouvelable.

TABLEAU 29 : PROPOSITION DE TARIFS DE RACHAT MINIMAUX POUR LE QUÉBEC

Éolienne	Solaire	Biogaz	Biomasse agricole et forestière
> 13 ¢/kWh	> 42 ¢/kWh	> 14 à 16 ¢/kWh	> 13 ¢/kWh ¹

¹ Ce tarif pourrait être différent en fonction de la valeur attribuée à la biomasse, valeur qui est actuellement peu documentée.

Ces tarifs sont tirés des études de cas théoriques et d'expériences concrètes. Une analyse approfondie des différents facteurs (Tableau 26) pouvant avoir un impact sur le prix de revient n'a cependant pas été effectuée.

Il est important de noter que la détermination des tarifs de rachat offerts doit se faire selon les prix de revient des installations et non pas selon les tarifs d'électricité payés par les consommateurs. Il est donc également important de faire des révisions régulières des tarifs offerts par le programme pour s'assurer qu'ils reflètent les prix de revient actuels. Cela se fait actuellement en Allemagne : à cause de l'augmentation des coûts des nouvelles installations éoliennes dans les deux dernières années (dû à l'augmentation des coûts des métaux et un manque de capacité de fabrication), le gouvernement allemand a décidé d'augmenter à nouveau les tarifs de base éoliens à partir de 2009.

7.1.7. Les frais d'interconnexion au réseau

Les frais associés à l'interconnexion au réseau constituent un frein important au développement d'un projet de microproduction d'électricité renouvelable. Ces frais sont souvent déterminés au cas par cas, et donc, sont imprévisibles. Les frais facturés par les services publics pour l'interconnexion ne sont généralement pas réglementés, ce qui ouvre la porte à des frais exorbitants, et peuvent affecter la rentabilité d'un projet d'une façon très importante. La réglementation des frais d'interconnexion est donc essentielle pour assurer que ces frais soient abordables et prévisibles. Le système le plus recommandé est le système 'shallow connection charging' : le producteur d'électricité paye uniquement le coût des équipements nécessaires au raccordement au point le plus près du réseau de distribution (au voltage approprié). Les coûts associés au renforcement du réseau sont assurés par l'opérateur du réseau, qui applique généralement une charge d'utilisation. Ce système est utilisé en Allemagne, en Belgique et au Danemark.

7.1.8. La simplicité et l'efficacité des processus administratifs du programme

Il est également très important que le processus d'adhésion à un programme de rachat d'électricité soit simple et efficace. Cela n'implique pas que la structure de prix du programme doive être simple. Comme nous l'avons vu, il est préférable que les tarifs offerts soient variables selon la géographie, l'année du programme, la filière, etc. Par contre, le processus d'application au programme et d'évaluation du dossier d'un projet devrait être simple, rapide et efficace pour encourager la participation maximale au programme et pour éviter les délais inutiles et coûteux.

7.1.9. Soutien technique et financier

Les gouvernements de plusieurs provinces canadiennes, d'États américains et de divers États membres de l'Union européenne ont mis en place des incitatifs pour encourager la production ou la consommation d'énergie renouvelable. Ces incitatifs financiers sont indispensables pour encourager l'investissement dans ces filières énergétiques nouvelles.

De plus, la mise en place d'un projet de microproduction d'électricité en milieu agricole implique des investissements majeurs non seulement sur le plan financier, mais également sur le plan de l'acquisition d'un savoir-faire. Pour toutes les filières énergétiques identifiées, le soutien technique et le service-conseil indépendant (non affilié à une technologie) à la mise en route de l'installation et tout le long de son fonctionnement sont des critères indispensables à la rentabilité et au développement des projets de microproduction d'électricité en milieu agricole. Par exemple, le développement d'un projet de méthanisation est une opération complexe, qui sort du cœur de métier de l'exploitant agricole. Il doit garder la maîtrise du processus de décision, mais doit recevoir de la part de l'administration des informations précises et recourir à des appuis compétents tant pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage que pour la maîtrise d'œuvre, et ce, dès la conception du projet (Féménias, 2008). La complexité de la technologie, et les exigences en matière de gestion des intrants et des effluents pour la production de biogaz, exigent du producteur agricole temps et énergie et implique des modifications dans le système de production. Il s'agit d'un facteur d'une grande importance qui ne doit pas être négligé (CRAAQ, 2008).

7.1.10. Sommaire des recommandations

Le Tableau 30 présente un sommaire des recommandations discutées dans cette section.

TABEAU 30 : SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Facteurs à considérer dans le développement d'un programme au Québec	Recommandations
Les conditions politiques	L'introduction du programme de rachat d'électricité dans le cadre d'une vision politique qui encourage le développement des énergies renouvelables et des projets de microproduction communautaires et agricoles. La création d'une alliance entre l'UPA et d'autres associations pour mieux appuyer un programme de rachat auprès du gouvernement.
L'obligation d'achat	Les fournisseurs sont obligés d'acheter l'électricité des projets de microproduction admissibles. Les projets de microproduction et d'énergie renouvelable ont l'accès prioritaire au réseau électrique.
La durée des contrats offerts	15 à 20 ans.
La limite maximale de capacité admissible pour tout le programme	Pas de limite.
La taille maximale d'un projet admissible au programme	10 MW, avec des mesures «anti-gaming» mises en place pour éviter la monopolisation du réseau électrique par les grands développeurs
Les tarifs minimaux offerts dans le cadre du programme	Éolien : >13 ¢/kWh Solaire : > 42 ¢/kWh Biogaz : >14 à 16 ¢/kWh Biomasse : >13 ¢/kWh
Les frais d'interconnexion au réseau	Le producteur d'électricité paye uniquement le coût des équipements nécessaires au raccordement au réseau. Les coûts associés au renforcement du réseau sont supportés par l'opérateur du réseau, qui applique généralement une charge d'utilisation.
La simplicité et l'efficacité des processus administratifs du programme	Le processus d'application au programme et d'évaluation du dossier d'un développeur potentiel devrait être simple, rapide et efficace pour encourager la participation maximale au programme et pour éviter les délais inutiles et coûteux.
Le soutien technique et financier	La mise en place d'un programme de sensibilisation et de soutien technique pour les petits développeurs. Durant les premières années du programme, la mise en place des subventions en attendant que les prix baissent lors de la plus grande adoption des nouvelles technologies.

7.2. Développement de la microproduction d'électricité : avantages pour les secteurs agricoles et forestiers

Le développement de la microproduction d'électricité en milieu agricole peut se faire à l'échelle communautaire ou à l'échelle de l'exploitation agricole. Pourtant, le développement en milieu agricole sera d'autant plus soutenable politiquement s'il y a des retombées financières pour la communauté rurale et pas seulement pour les exploitants agricoles.

Le développement communautaire en Allemagne et au Danemark, par exemple, favorise une meilleure acceptation sociale, réunie plus de personnes impliquées localement, permet de générer plus de puissance et plus rapidement, procure plus de retombées financières locales, fournit plus d'emplois localement, développe particulièrement pour la production de biogaz une perception positive de la société des avantages de la codigestion de divers substrats, perception soutenue par les autorités vétérinaires (Gipe, 2008a).

Plus spécifiquement, la digestion anaérobie en milieu agricole présente des avantages pour les producteurs agricoles (les producteurs de porcs notamment) et la société québécoise dans son ensemble (Coulibaly, 2008):

- La réduction d'émission de méthane, qui est un GES très puissant, dans l'atmosphère puisque celui-ci sera redirigé vers la production d'électricité et de chaleur pour le chauffage;
- La réduction de pathogènes du lisier avant son épandage sur les terres (Sharma *et al.*, 1991; Crolla, *et al.*, 2007);
- La réduction d'odeurs (Burton et Turner, 2003; Crolla, *et al.*, 2007);
- L'amélioration de la cohabitation, en milieu rural, avec l'amélioration de la qualité de l'eau, de l'air et par conséquent de la santé publique en milieu rural.

L'Organisation des énergies renouvelables de l'Ontario a produit un rapport en 2005 à la demande du gouvernement de l'Ontario sur la faisabilité d'un programme d'offre standard dans cette province, selon les expériences ailleurs en Amérique du Nord et en Europe. L'OSEA a noté les avantages d'un programme d'offre standard favorisant le développement de petits projets de microproduction avec un tarif de rachat qui permet la rentabilité de ces projets (OSEA, 2005) :

- Une augmentation de la production décentralisée de l'électricité, ce qui accroît la stabilité du réseau électrique et la fiabilité de transmission avec moins de pertes en fin de ligne;

- Plus d'investissements au niveau local dans les régions rurales;
- Augmentation de l'emploi de main-d'œuvre qualifiée;
- Augmentation de la qualité de l'air;
- Plus de visibilité et d'acceptation des énergies renouvelables de la part du public;
- Accès à plus de sources de capital locales et régionales;
- Plus de revenus d'impôts;
- Plus de certitude pour les investisseurs potentiels;
- La transparence aux consommateurs concernant les projets de production d'électricité qui les impliquent;
- Plus de diversité d'acteurs et d'investisseurs dans le domaine de la microproduction;
- Une politique simplifiée qui réduit les coûts administratifs gouvernementaux;
- Plus de flexibilité dans les politiques pour atteindre des objectifs d'énergie générée à partir de sources renouvelables;
- Plus de possibilités d'éviter les risques de réserves de production.

En effet, la microproduction d'électricité en milieu agricole au Québec peut, à titre communautaire surtout :

- Diversifier les sources d'énergie;
- Favoriser la sécurité énergétique du Québec par cette diversification;
- Soutenir le développement rural et la création d'emplois par le développement des technologies, l'implantation et l'entretien des installations;
- Favoriser le développement de nouvelles technologies, inciter la recherche et l'investissement dans le développement de nouvelles technologies;
- Diversifier les revenus agricoles par la revente d'électricité.

Par ailleurs, les grandes centrales hydroélectriques (et nucléaires) coûtent de plus en plus cher. Le prix de revient de l'hydroélectricité n'est plus aussi faible qu'auparavant, l'appui à la microproduction d'électricité devient donc plus profitable que quelques années auparavant.

De plus, les énergies fossiles coûtent de plus en plus chères, or les producteurs agricoles ont besoin de ce type d'énergies à la ferme. Ils pourraient remplacer ce type d'énergie par de l'énergie thermique ou électrique de sources renouvelables pour leurs installations.

Les microprojets d'électricité sont plus acceptables socialement que les projets de grandes infrastructures. La microproduction à l'échelle communautaire ou privée sera donc sûrement plus facilement acceptée par la société civile.

Du point de vue du consommateur, le prix facturé au consommateur final afin de supporter une part des coûts d'investissement dans le développement des énergies renouvelables n'est pas très élevé. En Autriche par exemple, le consommateur paye un montant oscillant entre 0,094 et 0,134 ¢€/kWh (Couturier, 2004 dans Coulibaly, 2008). Le coût pour le consommateur final est donc très faible comparé aux retombées économiques et sociales possibles.

8. CONCLUSION

Dans le contexte actuel, l'augmentation des coûts de l'énergie fait l'objet de préoccupations croissantes pour les producteurs agricoles. L'intérêt de comparer les diverses options énergétiques qui s'offrent à eux et d'identifier les conditions nécessaires au développement des différentes filières, dans lesquelles ils peuvent être actifs pour diminuer les coûts d'achat d'énergie et diversifier leurs revenus se fait sentir.

Le contexte politique au Québec est en place pour mettre de l'avant des initiatives de microproduction d'électricité dans le secteur agricole. Cependant, la rentabilité économique des projets constitue un important frein à leurs développements. Il s'avère donc primordial d'identifier les conditions pour assurer la mise en œuvre d'un programme de rachat d'électricité, qui encourage le développement de la microproduction d'électricité et qui permet aux petits producteurs de rentabiliser leurs installations, surtout en milieu agricole.

Cette étude fournit une analyse des programmes existants dans d'autres juridictions : autres provinces canadiennes, certains États américains et les pays européens les plus innovateurs dans ce domaine. Les Sections 3 (provinces canadiennes), 4 (États américains) et 5 (pays européens) ont abordé :

- Les programmes de rachat d'électricité renouvelable, les tarifs offerts, les frais d'interconnexion et les conditions d'achat correspondantes;
- Le prix de revient pour chacune des filières énergétiques identifiées et la rentabilité des installations de microproduction;
- Les tarifs payés par les consommateurs d'électricité.

Les juridictions nord-américaines demeurent réticentes à l'implantation de tel programme, dû en grande partie au puissant lobby des fournisseurs d'électricité (publics ou privés) et à la résistance des usagers face à toute hausse des tarifs d'électricité. Cependant, ce type de programme a été implanté avec succès depuis plus de 10 ans en Europe, surtout en Allemagne, en France et en Espagne.

La Section 6 synthétise l'analyse de cette information, reposant également sur des études de cas, et présente les facteurs qui influencent le prix de revient des différents projets. De façon générale, ces facteurs sont :

- Des tarifs de rachat adaptés à chaque filière énergétique (calculé en fonction des prix de revient, en fonction de la capacité d'installation et de sa localisation, tarif garanti pendant une période donnée, etc.);

- Un soutien financier pour l'investissement initial;
- Un service-conseil technique indépendant tout au long du développement du projet et de son fonctionnement;
- Une implication des communautés locales.

D'autres facteurs spécifiques à chacune des filières énergétiques ayant un impact sur la rentabilité des projets ont été analysés : la distribution de la vitesse des vents, la surface du panneau solaire, les matières premières utilisées, le prix des cosubstrats, la valorisation de l'énergie thermique, l'expertise scientifique et technique, etc.

La Section 7 présente des propositions de tarifs de rachat d'électricité ainsi que des recommandations quant aux conditions nécessaires pour établir un programme de rachat d'électricité qui favoriserait le développement de la microproduction au Québec, entre autres : une politique et une volonté gouvernementale, l'obligation d'achat par les fournisseurs, des contrats à long terme, des programmes sans limites maximales de capacité admissible (pour tout le programme et pour chaque projet), des tarifs de rachat permettant d'assurer la rentabilité des projets, ainsi qu'un soutien technique et financier adéquat. La dernière sous-section discute des arguments de développement de la microproduction d'électricité à l'échelle communautaire et de l'exploitation agricole.

Afin de compléter l'analyse et d'affiner les arguments pour la mise en place d'un programme de rachat d'électricité au Québec, il semble important de recenser l'expertise scientifique et technique disponible ainsi que les ressources financières disponibles. Une analyse plus approfondie des conditions de développement optimal d'unités centralisées de biogaz en tenant compte des contraintes existantes serait très intéressante. De plus, dans les filières de production de biogaz et d'utilisation de biomasse, l'étude approfondie de la valorisation de l'énergie thermique produite serait essentielle afin d'analyser la rentabilité des installations.

RÉFÉRENCES

- ADEME - Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, (2006). *La méthanisation à la ferme*. Disponible en ligne : <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=38550&p1=02&p2=05&ref=17597>
- ADEME - Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, (2008). *Énergie et matières renouvelables. Biomasse : Cultures énergétiques*. Information disponible en ligne : <http://www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=13489>
- Arborus Consulting Group (2007). *Brève rétrospective du projet enquête de faisabilité relative à un digesteur de fumier*. Comité de développement économique de Ste-Anne-de-Prescott.
- Argyropoulos, D. (2008). *Conference FIT for the Future: Feed-in Tariffs (FITs) and their Application in the United States*. 2 mars 2008. Vidéo disponible en ligne : <http://www.brightcove.tv/title.jsp?title=1498028265&channel=1461289359>
- Autret, E. (2008). *Communication personnelle, 18 juin 2008*. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME).
- Ayoub J. (2007). *National Survey Report of PV Power Applications in Canada, 2006*. Paris, International Energy Agency.
- Baribeault J. (2008a). *Chaufferie et équipements. Symposium sur la biomasse*. Gatineau. Laboratoire des technologies de l'énergie (LTE) de Hydro-Québec.
- Baribeault J. (2008b) *Communication personnelle, 23 juin 2008*. Laboratoire des technologies de l'énergie d'Hydro-Québec.
- BC Hydro (2008). *Standing Offer Program Rules*. Disponible en ligne : http://www.bchydro.com/rx_files/info/info55729.pdf
- Bell John. J. (2003). *A Survey of Canadian Policies to Compensate Small Power Producers for Electricity Fed to the Grid: Net Metering and Net Billing*, December.
- Belot C., Juilhard J-M. (2006). *Rapport d'information fait au nom de la délégation du Sénat à l'aménagement et au développement durable du territoire sur les énergies locales*. FRANCE. Sénat. Délégation à l'aménagement et au développement durable du territoire. Les Rapports du Sénat, n° 436, juin. 244 p. Disponible en ligne : <http://www.senat.fr/rap/r05-436/r05-436.html>
- Berry T. (2003). *Net Metering in British Columbia*. White Paper.
- BIOCAP Canada (2008). *An Information Guide on Pursuing Biomass Energy*. Opportunities and Technologies in British Columbia for First Nations, Small Communities, Municipalities and Industry. For BC Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, February.
- Biomasse Normandie (2008). *Information sur la biomasse*. Disponible en ligne. <http://www.biomasse-normandie.org/>
- Bio-Terre Systems Inc. (2005). *Observations soumises à la Régie de l'Énergie sur le traitement anaérobie des lisiers de ferme et l'autoproduction d'électricité dans le cadre de la requête R-3551-2004 déposée par Hydro-Québec*. Disponible en ligne : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3551-04/Observations3551/D4-1-BioterreSystems_Observ_3551_13dec05.pdf
- Bochu, J.L., Berger, S., Priarollo, J. (2007). *Énergie dans les exploitations agricoles : état des lieux en Europe et éléments de réflexion pour la France*. Synthèse du rapport final. Étude réalisée pour le compte du MAP et de l'ADEME. Disponible en ligne: <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=46164&p1=02&p2=07&ref=17597>

- Bochu, J.L. (2008). *Communication personnelle*, 25 juin 2008. Solagro.
- Bouchard, M. (2008). *Communication personnelle*, 19 juin 2008. Centre de Recherche Industrielle du Québec.
- Brodeur C., Cloutier J., Crowley D., Desmeules X., Pigeon S., St-Arnaud R. M. (2008). *La production de biocombustibles solides à partir de biomasse résiduelle ou de cultures énergétiques*.
- Bustos, M. (2004). *The new payment mechanism of RES-E in Spain*. Introductory report. Spanish renewable energy association, may. Disponible en ligne : <http://www.wind-works.org/FeedLaws/Spain/Report%20on%20the%20new%20Spanish%20RES-E%20payment%20mechanism.pdf>
- Byron Landry & Associates. Arborus Consulting. (2007). *Ste-Anne-de-Prescott Biological Digester*. Preliminary Technical Scoping & Economic Overview, September
- Caisse des Dépôts et Consignations, (2007). Communiqué de presse du 16 octobre 2007. Disponible en ligne www.caissedesdepots.fr/IMG/pdf_pdf_Communique_projets_domestiques_VF-2_1_.pdf
- CANWEA - Canadian Wind Energy Association (2006). *Planning a Wind Farm*. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/images/uploads/File/NRCan_-_Fact_Sheets/4_planning.pdf
- CEPAF - Centre d'Expertise sur les produits agroforestiers (2007). *La production des biocarburants dans les milieux ruraux du Québec*. Disponible en ligne : <http://www.cepaf.ca/pdf/biocarbur.pdf>
- Chabot B., (2008). *Conference FIT for the Future: Feed-in Tariffs (FITs) and their Application in the United States*. 2 mars 2008. Vidéo disponible en ligne : <http://www.brightcove.tv/title.jsp?title=1521608645&channel=27638673>
- Coop-Québec (2007). Conseil québécois de la coopération et de la mutualité. Information disponible en ligne <http://www.coopquebec.coop/site.asp>
- Coulibaly, A. L., Drolet, V., Nadeau J. (2008). *Biométhanisation en milieu agricole*. États des lieux dans les principaux pays producteurs. Revue de littérature, juin.
- Couturier, C (2004). *Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals*. Rapport final. Disponible en ligne : http://www.record-net.org/record/etudesdownload/record02-0415_1A.pdf
- CRAAQ (2008). Brodeur C., Crowley D., Desmeules X., Pigeon S., St-Arnaud R. M. *La biométhanisation à la ferme*. Disponible en ligne : <http://www.craaq.qc.ca/data/DOCUMENTS/EVC033.pdf>
- Dauncey, G. (2008). Communication personnelle le 4 juin 2008. Président du BC Sustainable Energy Association.
- DeBruyn, J. (2008). *Ontario Biogas Systems Financial Assistance Program, Regulations, and Other Stuff*. Presentation to Growing the Margins. Ontario Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs.
- Déry, P. (2008). *État et perspectives énergétiques mondiale et québécoise*. Disponible en ligne : <http://www.greb.ca/publicationspdf/EtatPerspectivesEnergetiquesQC.pdf>
- Douville G., Vallée V., Proulx A., Bouchard M. (2006). *Profil des produits forestiers – Première transformation – Biomasse forestière résiduelle – Inventaires des méthodes et équipements de récupération ainsi que des systèmes de combustion les plus courants*. Centre de recherche industrielle du Québec, août.
- DSIRE - Database of State Incentives for Renewables and Efficiency (2008). *Database*. Disponible en ligne : http://www.dsireusa.org/documents/SummaryMaps/Net_Metering_Map.ppt

- Dupuis J., Vallée V. (2007). *Profil des produits forestiers – Études de cas d'utilisation de la biomasse provenant de la forêt dans les chaudières à résidus pour la production d'énergie*. Centre de recherche industrielle du Québec.
- DTI - Department of Trade and Industry (2006). *Our Energy Challenge: Power From the People. (DTI Microgeneration Strategy)*. United Kingdom. Disponible en ligne: <http://www.berr.gov.uk/files/file27575.pdf>
- EERE – Energy Efficiency and Renewable Energy (2008). States with Renewable Portfolio Standards. Information disponible en ligne http://www.eere.energy.gov/states/maps/renewable_portfolio_states.cfm
- EIA - Energy Information Administration (2005). *Kentucky's Residential Electric Rates*. US Department of Energy. Disponible en ligne http://www.kaec.org/images/stand/0607_RateMap.pdf
- Energy Saving Trust (2005). *Potential for Microgeneration Study and Analysis*. Final Report, November
- EurObserv'ER (2008a). *Wind Energy Barometer*. Systèmes solaires : Le journal des énergies renouvelables N° 183. Publications supported by the European Commission.
- EurObserv'ER (2008b). *Photovoltaic Energy Barometer*. Systèmes solaires : Le journal des énergies renouvelables N° 184. Publications supported by the European Commission.
- EurObserv'ER (2007a). *Biogas Barometer*. Systèmes solaires : Le journal des énergies renouvelables N° 179. Publications supported by the European Commission.
- EurObserv'ER (2007b). *Solid Biomass Barometer*. Systèmes solaires : Le journal des énergies renouvelables N° 182. Publications supported by the European Commission.
- Eurostat (2008). *Environnement et Énergie*. Données disponible en ligne <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>
- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2008). *Renewable Energies Grow Strongly Again in 2007*. Press release. http://www.bmu.de/english/current_press_releases/pm/41027.php
- Féménias, A., Bouvier, M., Balny, P. et Jaujay, J. (2008). *Évaluation des conditions de développement d'une filière de méthanisation « à la ferme » des effluents d'élevage*. Ministère de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables. Disponible en ligne http://www.ecologie.gouv.fr/publications/IMG/pdf/Rapport_Methanisation_effluants_elevage.pdf
- Financière agricole du Québec (2008). *Coût de production, revenu stabilisé et caractéristiques technique : Maïs-grain*. Consulté 21 octobre 2008. Disponible en ligne : <http://www.fadq.qc.ca/index.php?id=1055>
- Fischer T. (2007). *Expérience allemande : politique et apprentissage technologique*. Journée sur la méthanisation des engrais de ferme.
- FNR - Handreichung Biogasgewinnung und nutzung (2004). L'installation de Biométhanisation Agricole bio-Recycle de Mignéville, L'installation de Méthanisation du GAEC OUDET. Codigestion et Cogénération. www.eden-enr.org/spip/IMG/pdf/Fiche_Biogaz_6_Oudet_EDEN.pdf
- GAEC OUDET (2008). *Communication personnelle, 12 juin 2008*.
- Gagné, E. (2008). *Communication personnelle, 19 juin 2008*. Fédération québécoise des coopératives forestières.
- Ginisty, C. (2008). *Communication personnelle, 16 juin 2008*. CEMAGREF.
- Gipe, P. (2008a). *Tables of Renewable Tariffs or Feed-In Tariffs Worldwide*. Disponible en ligne: <http://www.wind-works.org/FeedLaws/TableofRenewableTariffsorFeed-InTariffsWorldwide.html>
- Gipe, P. (2008b). *Renewable Tariffs and Standard Offer Contracts in the USA*. Information compilées par Paul Gipe et disponible en ligne <http://wind-works.org/FeedLaws/USA/USAList.html#USA>

- Gipe P. (2007). Renewables Without Limits. Moving Ontario to Advanced Renewable Tariffs by Updating Ontario's Groundbreaking Standard Offer Program. Ontario Sustainable Energy Association. Disponible en ligne : <http://www.ontario-sea.org/pdf/RenewablesWithoutLimits.pdf>
- Government of Michigan (2007). *House Bill No. 5218*. Introduced by Rep. Kathleen Law and referred to the Committee on Energy and Technology on September 15, 2007. 7 p.
- Goyette J., (2008). *SYMPOSIUM Q-WEB – Valorisation de la biomasse forestière et des résidus de transformation*. Roche Ingénieurs conseils
- Graham, B., (2008). *Communication personnelle le 20 mai 2008*. Manitoba Hydro Energy Services Advisor
- Hélimax Énergie Inc. (2004). *Étude sur l'évaluation du potentiel éolien, de son prix de revient et des retombées économiques pouvant en découler au Québec*.
- Hydro-Québec (2007) *Rapport annuel 2007*. Disponible en ligne : http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/2007/pdf/hydro2007fr_complet.pdf#page=107.
- Illinois General Assembly (2008). *HB5855*. Introduced on the 95TH GENERAL ASSEMBLY. Information disponible en ligne <http://www.ilga.gov/legislation/default.asp>
- IERF- Intégration des énergies renouvelables à la ferme (2008). *Outil des énergies renouvelables destiné aux agriculteurs*. Disponible en ligne <http://www.ferme-energie.ca/IERF/>.
- Klein A., Held A., Ragwitz M., Resch G., Faber T. (2006). *Evaluation of different feed-in tariff design options - Best Practice Paper for the International Feed-In Cooperation*. Disponible en ligne http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/best_practice_paper_final.pdf.
- La biométhanisation en Région wallonne (2006). Région wallonne, août. Disponible en ligne : <http://energie.wallonie.be/servlet/Repository/la-biomethanisation-en-region-wallonne.PDF?IDR=6534>
- L'Observatoire Économique, Social et Territorial de la Vendée. DDAF Vendée (2006). *Réflexions sur la valorisation non alimentaire de la biomasse*, février. Disponible en ligne : http://agriculture.gouv.fr/sections/publications/etudes/reflexions-sur-la-valorisation-non-alimentaire-de-la-biomasse/downloadFile/FichierAttache_1_f0/environnement_biomasse_etude.pdf?nocache=1180702801.47
- Local energy - turning consumers into producers (2007) House of Commons, Trade and Industry Committee. First Report of Session 2006–07, janvier
- Manitoba Hydro (2008). *Communications personnelles* et http://www.hydro.mb.ca/customer_services/customer_owned_generation/start.shtml.
- Manwell J. F. (2007). *Policy Options for Renewable Energy Incentives: The European Experience*. From Local to Global: The Rhode Island Model For Harnessing Wind Energy Worldwide.
- MDDEP - Ministère du Développement durable, de l'environnement et des Parcs (2006). *Plan d'action 2006-2012. Le Québec et les changements climatiques : Un défi pour l'avenir*. 40 p.
- Ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement Durables (2008a). *Les enjeux énergétiques pour la France*. Information disponible en ligne http://www.industrie.gouv.fr/energie/politiqu/fle_pol.htm
- Ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement Durables (2008b). *Textes de référence, analyses sur la biomasse*. Information disponible en ligne http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/biomasse/fle_biom.htm

- Ministère de l'Énergie de l'Ontario (2008). *La facturation nette en Ontario*. Information disponible en ligne. <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=renouvelable.netmetering>
- Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources (2008). The BC Energy Plan A Vision for Clean Energy Leadership. Information disponible en ligne <http://www.energyplan.gov.bc.ca/newsrelease/default.htm>
- Minnesota House of Representatives (2008). H.F. No. 3537. Introduced on the 85th Legislative Session (2007-2008). Information disponible en ligne <https://www.revisor.leg.state.mn.us/bin/bldbill.php?bill=H3537.0.html&session=ls85>
- MRNF – Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (2008). *L'énergie éolienne au Québec*. Information disponible en ligne <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/eolien/index.jsp>
- MRNF - Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (2006). *La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*. Gouvernement du Québec, 119 p.
- Merlin, A. (2007). *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*. Rapport d'orientation « Orientations européennes ». Commission Énergie, avril
- Ministère de l'économie, France (2004). *Coûts de référence de la production électrique. Deuxième partie – Moyens de production décentralisée*. Disponible en ligne : <http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/cout-ref-4.pdf>
- NNEC - Network for New Energy Choices (2007). *Freeing the Grid, 2007 Edition*. Disponible en ligne : http://www.newenergychoices.org/uploads/FreeingTheGrid2007_report.pdf
- OPA- Ontario Power Authority (2008). Renewable Energy Standard Offer Program (SOP). Information disponible en ligne <http://www.powerauthority.on.ca/SOP/Page.asp?PageID=924&ContentID=6538>
- OPA- Ontario Power Authority (2008). *A Progress Report on Renewable Energy Standard Offer Program*. Disponible en-ligne:
http://www.powerauthority.on.ca/SOP/Storage/84/7994_RESOP_September_2008_report_revOct._21.pdf
- OSEA - Ontario Sustainable Energy Association (2005). *Powering Ontario Communities*. Disponible en ligne : <http://www.ontario-sea.org/pdf/PoweringOntarioCommunities.pdf>
- OSEA - Ontario Sustainable Energy Association (2007). *Powering Ontario Communities*. Disponible en ligne : <http://www.ontario-sea.org/pdf/RenewablesWithoutLimits.pdf>
- OSEA - Ontario Sustainable Energy Association (2008). Saving Ontario's Rural Communities from Energy "Grid Lock". Press Realease. Disponible en ligne : <http://www.ontario-sea.org/pdf/PoweringOntarioCommunities.pdf>
- Pollution Probe (2003). *L'ABC des Technologies de L'Énergie Renouvelable*. Disponible en ligne : http://www.agrireseau.qc.ca/agroenvironnement/documents/energ_renov.pdf
- Porsche, G. (2007). *The impact of national policies and economic frames for the development of biogas in Germany*. The future of biogas in Europe – III. European Biogas Workshop, June 14-16, Denmark.
- Parlement Européen (2005). *Rapport de la Belgique concernant la mise en œuvre des objectifs fixés en application de la directive 2001/77/CE du Parlement Européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité* (JOCE L283 du 27/10/2001).
- Priarollo, J. (2008). *Communication personnelle, 12 juin 2008*. Solagro.

- Ragwitz, M. et Huber, C. (2005). *Feed-In Systems in Germany and Spain and a Comparison*. Disponible en ligne: http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/langfassung_einspeisesysteme_en.pdf
- Régie de l'énergie (2006). *Décision D-2006-28: Demande d'approbation de modalités tarifaires et de conditions de service liées à l'autoproduction d'électricité*. Cause R-3551-2004. <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2006-28.pdf>
- Spanish Renewable Energy Association (2008). Corporate presentation. www.buyusa.gov/colorado/171.pdf
- Ste-Anne-de-Prescott- Economic Development Committee (2006). *Cost-Benefit Spreadsheets For Manure Digesters in Single Farm Units*. Disponible en ligne : <http://ste-anne.ca/vm/newvisual/attachments/512/documents/2-1DigesterFeasibility-Ste-Anne-Ont-Phase2%20SingleFarm-Spreadsheet%20Cover%20Report.FINAL.pdf>
- Tampier M., Beauchemin P. A., Smith D., Bibeau E. (2006). *Identifying environmentally preferable uses for biomass resources*. BC Bugwood: Economics, Technical Feasibility and GHG Implications of Seven Small to Medium-Scale Technologies.
- US Department of Energy (2006). *Renewable Electric Power Sector Net Generation by Energy Source and State, 2006*. Disponible en ligne : http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/rea_data/table1_18.pdf
- WADE - World Alliance for Decentralized energy (2006). *World survey of decentralized energy*. 46 p.
- World Resources Institute (2006a). *Government Incentives for Renewable Energy in Europe. Germany*. Disponible en ligne: http://www.thegreenpowergroup.org/pdf/renewable_policy_Germany.pdf
- World Resources Institute (2006b). *Government Incentives for Renewable Energy in Europe. Austria*. Disponible en ligne: http://www.thegreenpowergroup.com/pdf/renewable_policy_Austria.pdf
- World Resources Institute (2006c). *Government Incentives for Renewable Energy in Europe. Spain*. Disponible en ligne: http://www.thegreenpowergroup.com/pdf/renewable_policy_Spain.pdf
- Wright L., B. Boundy (2006). *Biomass energy databook*. Edition 1 for the U.S. Department of Energy Energy Efficiency and Renewable Energy.

Annexes

ANNEXE 1 – DESCRIPTION DÉTAILLÉ DES FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES IDENTIFIÉES	92
Énergie éolienne.....	92
<i>Contexte.....</i>	92
<i>Technologie disponible.....</i>	93
<i>Avantages et inconvénients actuels</i>	95
<i>Processus de développement d'un parc d'éoliennes</i>	96
Énergie solaire photovoltaïque	96
<i>Contexte.....</i>	96
<i>Technologie disponible.....</i>	97
<i>Avantages et inconvénients actuels</i>	98
Énergie produite à partir de biogaz	98
<i>Contexte.....</i>	98
<i>Technologie disponible.....</i>	100
<i>Avantages et inconvénients actuels</i>	101
Énergie produite à partir de la biomasse agricole et forestière.....	102
<i>Contexte.....</i>	102
<i>Technologie disponible.....</i>	104
<i>Avantages et inconvénients actuels de la filière</i>	105
 ANNEXE 2 – INCITATIFS OFFERTS POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA	 106
Incitatifs fédéraux.....	106
Incitatifs provinciaux.....	107
 ANNEXE 3 – ÉTUDE DE CAS D'UN DIGESTEUR CENTRALISÉ À STE-ANNE-DE-PRESCOTT (ONTARIO)	 110
ANNEXE 4 – INCITATIFS OFFERTS POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AUX ÉTATS-	
UNIS	112
Incitatifs fédéraux.....	112
Incitatifs dans divers États américains	114
 ANNEXE 5 –INCITATIFS OFFERTS POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN EUROPE .	 118
Incitatifs européens	121
Allemagne	122
France.....	126
Espagne	128
Belgique	129
Royaume-Uni	131
Incitatifs dans d'autres pays européens	132
 ANNEXE 6 - TARIF DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR D'AUTRES PAYS EUROPÉENS, EN 2006.....	 134
ANNEXE 7 – TYPE DE FACTURATION DES COÛTS DE CONNEXION EN EUROPE.....	136
ANNEXE 8 – COÛTS DE PRODUCTION DE TROIS INSTALLATIONS DE BIOGAZ EN ALLEMAGNE.....	137
ANNEXE 9 – COÛTS DE PRODUCTION DE DEUX INSTALLATIONS DE BIOGAZ EN FRANCE	139
Production de biogaz et valorisation de 1 972 000 kWh par cogénération.....	139
Production de biogaz et valorisation de 750 000 kWh par cogénération	142
 ANNEXE 10 – ÉTUDE DE CAS POUR LA PRODUCTION DE BIOGAZ EN FRANCE.....	 144

Annexe 1 – Description détaillé des filières énergétiques identifiées

Énergie éolienne

Contexte

Au Québec, la filière éolienne est celle qui est la plus développée pour la production d'électricité de source renouvelable après l'hydroélectricité. Le développement de cette filière a commencé en 1998 avec le projet Le Nordais, localisé à deux endroits : soit à Cap-Chat avec 76 éoliennes (capacité installée de 57 MW) et dans la MRC de Matane avec 57 éoliennes (capacité installée de 43 MW).

Le développement s'est accru ensuite avec le premier appel d'offres d'Hydro-Québec en 2003, pour l'achat d'un bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne qui était réservé à la région de la Gaspésie et à la municipalité régionale de comté (MRC) de Matane. La livraison de l'électricité des projets retenus doit s'échelonner jusqu'en 2012. Le premier projet issu de cet appel d'offres, celui de Baie-des-Sables dans la MRC de Matane, d'une capacité installée de 109,5 MW, a commencé à produire en 2006. Un second appel d'offres, ouvert à toutes les régions du Québec pour l'achat de 2 000 MW, s'est terminé en septembre 2007. Hydro-Québec a alors retenu 15 projets (totalisant 2 004 MW) répartis dans huit régions du Québec. La livraison de l'électricité devrait s'échelonner de 2011 à 2015. Le prix moyen de l'électricité des offres retenues est de 10,5 ¢/kWh (8,7 ¢/kWh pour l'énergie éolienne, 1,3 ¢/kWh pour le transport et 0,5 ¢/kWh pour le service d'équilibrage). Finalement, un bloc de 500 MW supplémentaire réservé aux MRC et aux nations autochtones fera l'objet d'appels d'offres futurs, en deux blocs distincts de 250 MW chacun. D'autres projets ont également été développés par des promoteurs privés à l'extérieur du processus des appels d'offres, par des ententes de gré à gré avec Hydro-Québec. À l'horizon 2015, le gouvernement du Québec souhaite atteindre le développement de 4 000 MW par le biais de ces appels d'offres (MRNF, 2006).

En avril 2007, la puissance installée au Québec était de 321,75 MW, avec 272 éoliennes principalement localisées sur le territoire de la Gaspésie et de la MRC de Matane (MRNF, 2008). Le Québec constitue donc la troisième province canadienne en importance, après l'Alberta (442,75 MW) et l'Ontario (415,31 MW), et la capacité québécoise représente 22 % de production du Canada. L'électricité produite est raccordée principalement au réseau de distribution d'Hydro-Québec et utilisée par les divers secteurs économiques.

Technologie disponible

Les éoliennes utilisées pour produire de l'électricité sont offertes dans une multitude de tailles. Les éoliennes géantes, habituellement installées en parcs d'éoliennes, peuvent produire des centaines de MW d'électricité. La puissance nominale des éoliennes de grande taille situées sur la terre varie aujourd'hui de 600 kW à 2,5 MW (Hélimax, 2004). Un aérogénérateur de 2 MW permet de couvrir les besoins annuels de 750 à 1000 foyers. Des aérogénérateurs d'une puissance nominale de 5 MW ont déjà fait l'objet de tests et pourraient assurer l'alimentation électrique d'une petite ville¹².

Quant aux éoliennes de faible puissance, le marché se divise en trois catégories :

- Mini éoliennes (capacité de production nominale de 300 W à 1 kW);
- Petites éoliennes (entre 1 et 30 kW);
- Moyennes éoliennes (de 30 à 300 kW¹³).

Il est important de noter que la taille de l'éolienne a un impact sur le prix de revient de l'électricité produite : plus la capacité de l'éolienne est élevée, plus le prix de revient est faible.

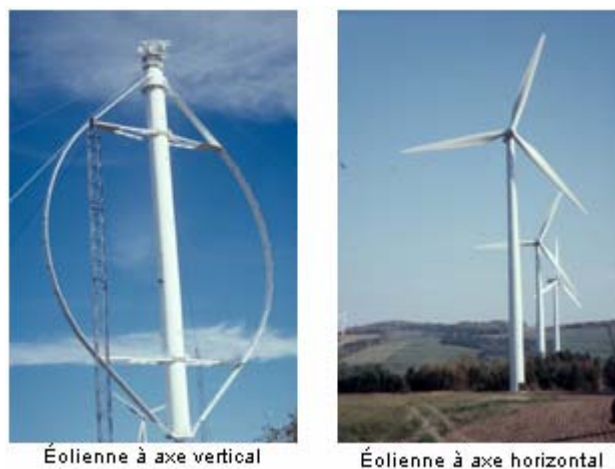
Il existe deux types principaux d'éoliennes : les éoliennes à axe horizontal (les plus utilisées) et les éoliennes à axe vertical (Figure 3). Les quatre principaux composants sont les suivants :

- Un *rotor*, composé de pales dont les surfaces sont aérodynamiques. Lorsque le vent souffle sur les pales, le rotor tourne, entraînant ainsi le *générateur* ou *alternateur* de l'éolienne, qui produit de l'électricité;
- Une *boîte d'engrenage*, qui fait correspondre la vitesse du rotor avec celle du générateur/alternateur. Habituellement, les plus petites éoliennes (moins de 10 kW) n'ont pas besoin de boîte d'engrenage;
- Un boîtier ou *nacelle* qui protège des intempéries le multiplicateur de vitesses, le générateur et les autres composants de l'éolienne;
- Un *gouvernail* ou *système d'orientation* qui aligne la turbine avec le vent.

¹² Voir www.windstrom.de/fr/energie_umwelt.htm

¹³ Voir www.smallwindenergy.ca/fr/Overview/SmallWindCanada.html

FIGURE 2 : ÉOLIENNES À AXE HORIZONTAL ET À AXE VERTICAL



Source : MRNF, 2008.

Pour les éoliennes à axe horizontal, une *tour* supporte la turbine (les éoliennes à axe vertical sont habituellement installées à même le sol). Plusieurs types de tours sont disponibles :

- Pylônes à haubans, où la tour est soutenue en permanence par des haubans. Ces tours sont généralement les moins coûteuses, mais occupent une grande superficie de terrain;
- Tours inclinables à haubans, qui peuvent être relevées et abaissées pour être facilement entretenues et réparées;
- Tours autoportantes, qui ne nécessitent aucun hauban. Ces tours sont généralement plus lourdes et plus coûteuses, mais occupent une moins grande superficie de terrain en raison de l'absence de haubans.

Pour la connexion au réseau, le fournisseur public exige l'installation d'un commutateur convertisseur entre l'éolienne et les lignes du réseau ainsi qu'un compteur bidirectionnel pour effectuer le suivi de l'énergie stockée et de celle obtenue à partir du réseau. (Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales Ontario¹⁴). Les producteurs qui ne sont pas raccordés au réseau doivent ajouter un système de stockage d'énergie dans des batteries, par exemple une cellule photovoltaïque.

¹⁴ Voir www.omafr.gov.on.ca/french/engineer/facts/03-048.htm

Avantages et inconvénients actuels

Les principaux avantages de cette filière sont la simplicité d'installation et le faible coût de fonctionnement et d'entretien. Ces installations sont généralement fiables et peuvent fonctionner en moyenne 25 ans. L'impact environnemental est très faible et le coût en carburant est nul. Enfin, les nouvelles technologies sont silencieuses et représentent un faible danger pour la santé.

Le principal point qui désavantage cette filière est la production intermittente d'énergie. L'intermittence renvoie aux problématiques d'investissement et de dimensionnement des moyens de production complémentaires nécessaires pour substituer les pointes de consommation avec une production éolienne aléatoire. L'énergie éolienne fait également face à de l'imprévisibilité (à laquelle on peut rajouter les fluctuations infrajournalières et infrahoraires) qui cause une problématique d'exploitation afin d'ajuster la production à la demande en temps réel.

La viabilité économique de l'installation d'une éolienne dépend grandement de la taille de l'éolienne, mais également de la qualité du vent. La production annuelle d'une éolienne est en fonction de la distribution de la vitesse des vents à l'emplacement et à la hauteur de la turbine. Une éolienne commence à produire de l'énergie avec des vents de l'ordre de 3 à 5 m/s et atteint sa puissance maximale vers 15 m/s. Elle cesse de produire par mesure de sécurité aux alentours de 25 m/s. Un certain nombre de caractéristiques du vent affectent la production possible : régularité, turbulences, distribution des vitesses autour de la moyenne, pertes de sillage, etc. Une méthodologie a été développée par Hélimax afin de déterminer le potentiel éolien technique de chacune des 17 régions administratives du Québec, et ce, pour les trois classes de gisement offrant un potentiel de viabilité économique à court et moyen terme, soit :

- Le gisement de qualité exceptionnelle : 9 m/s et plus;
- Le gisement d'excellente qualité : 8 à 9 m/s;
- Le gisement de très bonne qualité : 7 à 8 m/s;

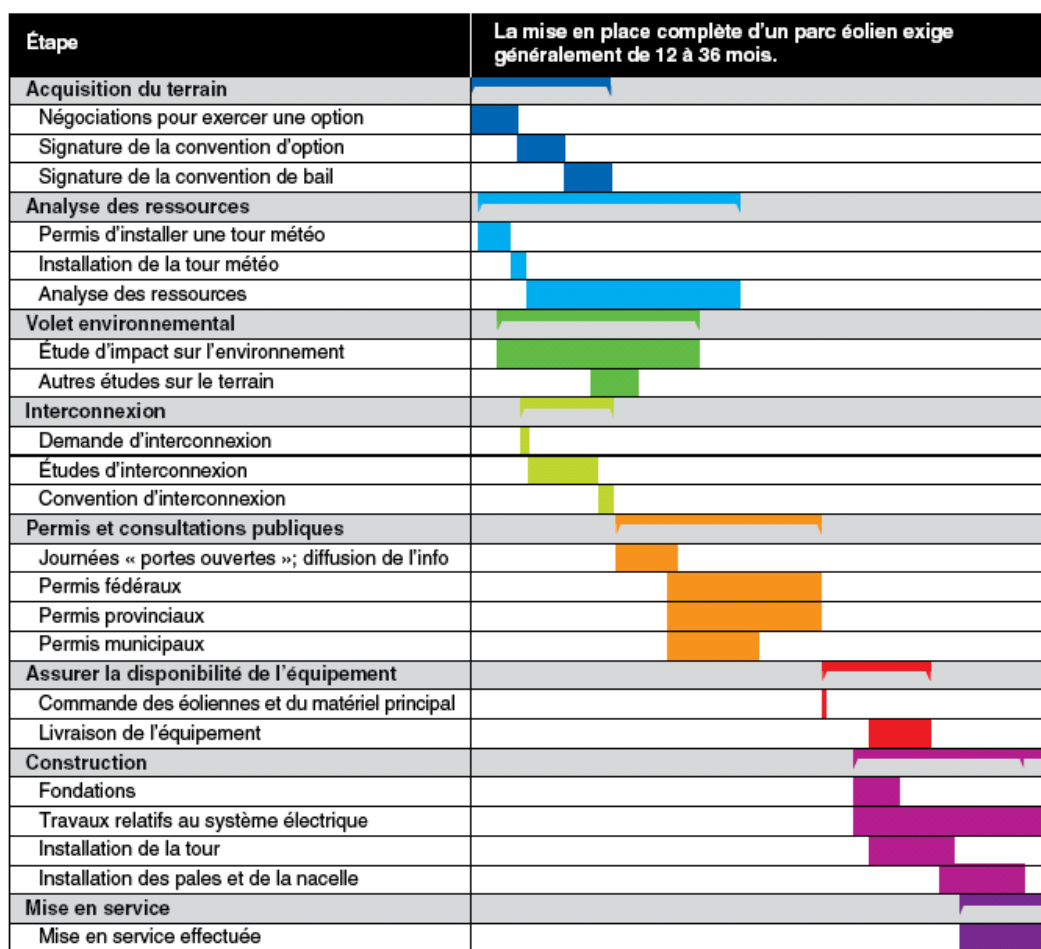
Seules les régions de la Côte-Nord et du Nord-du-Québec recèlent un potentiel qualifié d'exceptionnel. On retrouve un gisement d'excellente qualité dans les régions de la Côte-Nord et du Nord-du-Québec, au Saguenay-Lac-Saint-Jean et en Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine. La région de la Montérégie recèle d'un gisement qualifié de très bonne qualité (Hélimax, 2004).

Finalement, les coûts d'investissement sont élevés et cela constitue une contrainte importante à son développement.

Processus de développement d'un parc d'éoliennes

La Figure 3 expose les étapes nécessaires pour la construction d'un parc d'éoliennes en Ontario et le temps nécessaire pour chaque étape. La première étape, l'acquisition des terres ne s'applique pas dans le cas de la microproduction, et l'évaluation environnementale constitue un processus beaucoup moins complexe que dans le cas des projets de parc d'éoliennes. Toutefois, les étapes suivantes sont applicables.

FIGURE 3 : ÉTAPES NÉCESSAIRES AU DÉVELOPPEMENT D'UN PARC ÉOLIEN



Source : CANWEA, 2006

Énergie solaire photovoltaïque

Contexte

À l'instar de la majorité des autres juridictions en Amérique du Nord, la production d'énergie solaire constitue une filière renouvelable encore peu développée au Québec, principalement en raison de

l'important investissement de départ et l'absence d'incitatifs financiers. Le gouvernement entend toutefois favoriser le développement de ce type de production. Le niveau d'ensoleillement élevé au Québec offre un potentiel significatif de développement de cette filière.

Actuellement, la filière solaire se limite à l'utilisation de systèmes solaires thermiques à des fins d'usages résidentiels (chauffage de l'eau, des locaux ou des piscines), agricoles et industriels. Quant aux systèmes photovoltaïques, ils sont actuellement considérés comme une solution viable pour les endroits isolés, où l'on doit avoir recours à des groupes électrogènes très coûteux. L'utilisation de panneaux solaires photovoltaïques pour la production d'électricité en milieu agricole est donc également envisageable.

Technologie disponible

L'énergie solaire peut servir à produire de la chaleur ou de l'électricité. La production de chaleur par le solaire thermique correspond à la conversion du rayonnement solaire en énergie calorifique, à plusieurs niveaux de température. Traditionnellement, ce terme désigne les applications à basse et moyenne température dans le secteur du bâtiment. Les plus répandues sont le chauffage de piscines, la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage de locaux. La production d'électricité peut elle être réalisée par des systèmes thermodynamique ou photovoltaïque. L'énergie solaire thermodynamique est l'une des valorisations du rayonnement solaire concentré (utilisant seulement le rayonnement solaire direct). Il désigne la production d'électricité réalisée grâce à des cycles thermodynamiques (chaudières à gaz, à vapeur, à cycles combinés). Il existe trois procédés principaux : les centrales à tour, les centrales à capteurs cylindro-paraboliques et les concentrateurs orientables associés à des moteurs thermiques. (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, ADEME, France¹⁵)

L'énergie solaire incidente, elle, peut être convertie en énergie électrique grâce à la propriété de matériaux semi-conducteurs. Une centrale solaire est composée de panneaux solaires constitués de cellules photovoltaïques encapsulées, d'onduleurs convertissant le courant continu produit en courant alternatif pour le raccordement au réseau et d'éléments structuraux. Le principe de la photopile est la création d'une différence de potentiel entre la surface éclairée et la surface opposée. En reliant les deux faces par un câble électrique, on crée un courant électrique. L'énergie photovoltaïque est en général injectée sur le réseau ou stockée dans des batteries pour un usage décalé dans le temps par rapport à la production. La technologie peut être développée dans les exploitations agricoles pour couvrir tout ou partie de la consommation d'électricité de l'exploitation. L'avantage de l'agriculture est de disposer de grandes surfaces de toitures.

¹⁵ Voir www.est-testnet.net/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=12900

Le panneau photovoltaïque produit du courant continu. Les panneaux sont raccordés à un onduleur qui transforme le courant continu en courant alternatif de manière à ce qu'il corresponde à celui du réseau. Certains systèmes comprennent également des sectionneurs, par mesure de sécurité, et un compteur, pour mesurer l'électricité produite. Le coût de systèmes PV au Canada est d'environ 9 à 12 \$/watt installé. (Intégration des énergies renouvelables à la ferme¹⁶).

Les systèmes photovoltaïques reliés au réseau et conçus en fonction d'une maison ou d'une ferme ont généralement une capacité de 1 à 5 kW et les systèmes agricoles, commerciaux ou industriels reliés au réseau peuvent atteindre environ 100 kW. La taille d'un système est souvent en fonction de l'espace disponible et du montant de l'investissement qui peut être fait. De nos jours, les systèmes reliés au réseau ont un haut voltage (jusqu'à 600 volts environ) et les panneaux sont installés sur le toit, sur le sol, sur des poteaux ou servent de bardage de toit, selon le type de panneau choisi.

Avantages et inconvénients actuels

Cette filière est caractérisée par de faibles coûts de fonctionnement et d'entretien. Ce type d'énergie peut servir d'alternative à d'autres sources d'énergie lors des pointes de demande. La plupart des systèmes photovoltaïques peuvent être transportés et adaptés à la quantité d'énergie demandée.

À l'heure actuelle, l'énergie solaire photovoltaïque présente encore quelques inconvénients. Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28 %). De plus, lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru.

Le principal frein au développement de cette filière est encore le coût très élevé de l'investissement.

Énergie produite à partir de biogaz

Contexte

Le biogaz est un gaz issu de la fermentation de la matière organique. La fermentation produit un gaz combustible, le biogaz, dont la composition est variable. Il est constitué principalement de méthane (CH₄), dans une proportion allant de 40 à 70 %, de dioxyde de carbone (CO₂), et à l'état de trace, de l'hydrogène sulfuré. Le biogaz peut être utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité ou utilisé comme carburant.

¹⁶ Voir www.ferme-energie.ca/IReF/index.php?page=site-map

Les matières les plus disponibles pour la digestion anaérobie sont les sous-produits de l'agriculture, dont le fumier, la litière, les déchets d'aliments pour animaux et les eaux de ruissellement des silos. Les matières végétales (résidus de cultures et cultures énergétiques) ne sont pas considérées comme une matière première principale pour la digestion anaérobie en Amérique du Nord, mais elles constituent un apport intéressant au mélange, en raison de leur capacité d'équilibrer les principaux paramètres du mélange global des matières premières. En Europe notamment, les résidus de culture et plantes énergétiques sont utilisés dans des proportions significatives. La dernière source de matières premières est composée de matières organiques non agricoles, c'est-à-dire provenant du milieu municipal. Cependant, la prise en charge de ce type de résidus soulève quelques enjeux qui seront abordés dans les sections subséquentes.

Le biogaz est convertible en pratiquement toutes formes utiles d'énergie. Certaines applications sont largement développées et l'offre industrielle et commerciale est solidement établie pour la combustion directe en four, la production de chaleur sous forme de vapeur, la production d'air chaud pour le séchage, la production d'électricité par moteur à gaz, turbine à vapeur, turbine à gaz et la production combinée d'électricité et de chaleur par cogénération.

Les biodigesteurs agricoles valorisent le plus souvent le biogaz par cogénération avec usage interne de la chaleur. La chaleur peut alors être valorisée pour couvrir les besoins énergétiques :

- D'infrastructures horticoles ou agricoles : serre, porcherie, poulailler;
- Du séchage de lisier, de fientes, de céréales, de bois;
- D'habitations privées ou collectives;
- D'applications industrielles telles la pasteurisation, la production de froid, etc.

Une valorisation du biogaz uniquement sous forme de chaleur est possible par l'intermédiaire d'une chaudière à gaz disposant d'un injecteur adapté. Le coût d'investissement est alors moins élevé que pour la cogénération. Cette valorisation est rentable s'il existe une forte demande de chaleur à proximité du site capable d'absorber toute l'énergie produite durant l'année (La méthanisation à la ferme, ADEME, 2006).

Actuellement, deux vitrines technologiques existent au Québec :

- La Ferme R. Péloquin (Estrie) qui produit 5 000 porcs par an : utilisation de deux digesteurs de 165 m³ et un de 450 m³ fournissant une bouilloire au gaz de 400 000 BTU/h pour le chauffage de la pouponnière.
- La Ferme Saint-Hilaire (Chaudière-Appalaches) qui produit 10 000 porcs par an : utilisation de trois digesteurs de 450 m³ fournissant une bouilloire au gaz de 600

000 BTU/h pour le chauffage de la porcherie et éventuellement la production de l'électricité.

Technologie disponible

Il existe plusieurs types de digesteurs. Les digesteurs psychrophile fonctionnent de façon optimale à des températures plus faibles, entre 15°C et 25°C. Les digesteurs mésophiliques fonctionnent de façon optimale à des températures se situant entre 30 °C et 35 °C (ou entre 25 °C et 45 °C selon les sources) et les matières demeurent dans le digesteur de 15 à 30 jours. Ces digesteurs sont beaucoup plus robustes et nécessitent moins de chaleur industrielle pour maintenir le processus de digestion anaérobie, mais ils sont généralement composés de grandes chambres, ils produisent des volumes de biogaz relativement faibles et n'aseptisent pas les matières premières autant en profondeur que les autres types de digesteurs. Les digesteurs thermophiliques fonctionnent de façon optimale à des températures se situant entre 50 °C et 55 °C (ou entre 45 °C et 65 °C selon les sources), et les matières demeurent dans le digesteur de 10 à 15 jours. Ces digesteurs produisent des volumes de biogaz légèrement plus élevés, ont des taux de traitement plus rapides et aseptisent les solides provenant de la digestion plus en profondeur. Cependant, ils sont plus coûteux, nécessitent davantage de chaleur industrielle pour maintenir le processus de digestion et sont moins stables. On peut classer les digesteurs selon le type d'alimentation (continue, discontinue et à piston) et le nombre d'étapes qui constituent le processus de digestion (Intégration des énergies renouvelables à la ferme¹⁷).

Le rendement énergétique d'un digesteur dépend des matières premières qui l'alimentent et de leurs caractéristiques : la teneur en matière sèche, la teneur en matière sèche volatile (MSV), la production de biogaz par tonne de MSV, la teneur en méthane des biogaz et les éléments antagonistes dans la matière première (La biométhanisation en Région wallonne, 2006).

Plusieurs facteurs influent sur le développement de projets de méthanisation en milieu agricole et peuvent avoir un impact sur le milieu agricole et rural : le stockage, le transport et la vente de biogaz ainsi que l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel. Le biogaz se stocke, mais de façon limitée par les capacités construites : un à trois jours tout au plus sans faire tourner le générateur électrique; au-delà, il faut se résoudre à brûler en torchère le gaz non utilisé (Féménias et collab., 2008).

¹⁷ Voir www.ferme-energie.ca/IREF/index.php?page=technology-2

En France, le transport et la vente de biogaz par le réseau actuel ne sont pas autorisés, ce qui en pratique oblige à sa valorisation sur place en cogénération. Cette situation contraint fortement des opérateurs importants, qui souhaiteraient injecter le biogaz dans le réseau afin d'éviter de le stocker sur place pour satisfaire des besoins en énergie, ou le transporter vers les producteurs de chaleur plutôt que de créer des réseaux de chaleur. Le ministère responsable de l'énergie est conscient de cette situation et des dispositions sont actuellement prises afin de faire évoluer la réglementation (Féménias et collab., 2008). Bien que l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel soit autorisé en Allemagne ou en Suisse (La méthanisation à la ferme, ADEME, 2006), pour certains auteurs, il ne semble pas envisageable de le réinjecter dans le réseau de distribution de gaz de ville. Le biogaz s'avère être, en effet, un gaz pauvre, fréquemment chargé d'éléments indésirables au pouvoir corrosif élevé (hydrogène sulfuré, par exemple), ce qui condamne l'injection sur un réseau public, sauf à mettre en œuvre de coûteux procédés de purification qui pèsent alors lourdement sur la compétitivité économique du combustible (Belot et collab., 2006).

Avantages et inconvénients actuels

Cette technologie suscite énormément d'intérêt en ce qui concerne les applications agricoles puisque le fumier animal constitue une matière première intéressante pour la digestion anaérobie. Un digesteur anaérobie de ferme offre la possibilité de traiter le fumier d'une manière qui respecte les exigences réglementaires de plus en plus strictes au plan environnemental. De plus, il génère des produits très utiles (fertilisants) et des sources potentielles de revenu (production de chaleur et d'électricité). Les digesteurs anaérobies peuvent être de petite taille, tels les digesteurs de ferme qui conviennent au traitement du fumier provenant d'un petit troupeau de bovins, ou de grande taille. Les digesteurs de taille industrielle situés, dans un endroit centralisé, peuvent également traiter des matières premières agricoles et non agricoles.

L'installation de bioréacteurs à la ferme présente des avantages sociaux et environnementaux intéressants. L'effluent traité, le digestat, contient essentiellement la même quantité de fertilisants (azote, phosphore, potassium, etc.) que le lisier brut et présente un volume presque équivalent. La forme minérale de l'azote et du phosphore a toutefois été favorisée par la digestion, ce qui rend ces éléments plus facilement assimilables par les plantes lors de leur épandage. Par contre, le taux de matière organique du lisier est grandement diminué. Le traitement réduit également de façon significative le nombre d'agents pathogènes et les odeurs du lisier (CRAAQ, 2008). D'un point de vue économique, bien que ces systèmes n'engendrent pas directement des emplois, des revenus indirects sont réalisés grâce aux économies

obtenues par la réduction des coûts de chauffage (résidence et bâtiments) et la légère diminution des épandages aux champs.

Un des principaux problèmes actuels de la méthanisation est l'inégalité de l'efficacité énergétique des substrats agricoles et domestiques. Le lisier de porc par exemple produit 16 à 23 m³/t de biogaz alors que le fumier de volaille en produit de 61 à 112 m³/t de biogaz et que les déchets domestiques produisent 126 m³/t de biogaz. (Fischer, 2007).

L'ajout d'autres produits appelés cosubstrats permet d'augmenter le rendement de méthane. On parle alors de codigestion. En effet, les déjections animales ont généralement un potentiel méthanogène limité. Ces cosubstrats peuvent provenir de la ferme (résidus de cultures ou des cultures énergétiques tels que le maïs), mais également de sources extérieures à la ferme. Lorsque la réglementation le permet, l'ajout de matières premières de source non agricole dans un digesteur anaérobie peut être très intéressant. En plus de leur potentiel de production de méthane, elles peuvent engendrer des revenus supplémentaires grâce aux redevances de déversement versées à l'exploitant d'un digesteur anaérobie pour la manipulation et le traitement de ces matières premières. Les produits organiques industriels sont les principales matières non agricoles traitées dans les digesteurs anaérobies. Le choix des matières organiques est un point clé de la gestion d'une installation à la ferme, car il détermine le rendement en méthane (Coulibaly, 2008).

Énergie produite à partir de la biomasse agricole et forestière

Contexte

La « biomasse » est un terme général qui fait référence aux matières organiques et qui englobe les plantes, les arbres, les résidus agricoles, tels que les tiges de maïs, la paille de blé, les déchets organiques des municipalités et les résidus des opérations forestières, y compris la sciure de bois, les rémanents d'exploitation et les résidus de sciage. Il existe plusieurs façons de transformer la biomasse en énergie: la combustion directe, la cuisson simultanée, la pyrolyse, la gazéification et la digestion anaérobie (L'ABC des technologies de l'énergie renouvelable, Pollution Probe, 2003).

Les principales sources de fibres agricoles sont les résidus de récolte, les céréales fourragères, les résidus de mouture et les cultures énergétiques. Les résidus agricoles sont peu utilisés dans les applications de combustion, car ils sont peu disponibles d'une part, et d'autre part, ils possèdent des teneurs élevées en silice et en métaux alcalins (potassium et sodium) qui se combinent pour former de la scorie dans les systèmes de combustion classiques. Les graminées telles que le panic érigé présentent des caractéristiques intéressantes pour la production de bioénergie en raison de leur rendement moyen à élevé, de leur

perennité, de leur efficacité dans l'utilisation de l'eau et des nutriments et de leur adaptation aux conditions climatiques du Québec et de l'est du Canada.

La majorité de la biomasse utilisée à des fins de combustion au Québec est issue de la forêt (résidus d'ébranchage-façonnage, résidus de coupes d'éclaircie, bois sur pied commercialement indésirable, cimes, branches, bois endommagé par le feu ou les insectes, etc.) ou de l'industrie de transformation du bois et des pâtes et papiers (sciures, écorces, copeaux, boues et liqueurs noires qui sont les sous-produits de transformation du bois). Les résidus provenant du secteur de la construction, de la démolition et de la rénovation sont très utilisés au Québec (CEPAF, 2007).

La sciure, les copeaux et les écorces sont entièrement utilisés pour la production de bûches et de granules densifiées. La technologie est optimisée et efficace. Par contre, des recherches de solutions rentables pour la collecte de la biomasse en forêts sont en cours (CEPAF, 2007). Bien qu'il soit possible de produire des granules à partir d'une grande variété de biomasse, seuls les granules de bois et de résidus de mouture sont produits actuellement à l'échelle commerciale au Canada. Toutefois, plusieurs centrales thermiques et électriques européennes utilisent des granules de paille pour produire de la chaleur et de l'électricité. Parmi les divers types de biomasse, les granules de bois présentent la plus grande valeur calorifique (20 GJ/t), suivies par les granules de panic érigé et les différents résidus de culture (de 18 à 19 GJ/t) (Brodeur, 2008 d'après Samson, 2008).

Au Canada, la capacité de production de granules a presque triplé entre 2001 et 2006, passant de 400 000 à plus de 1,1 million de tonnes. En 2006, 23 usines de granulation étaient en opération. Pour sa part, le Québec compte cinq usines, dont la plus importante est Energex, qui produit 120 000 tonnes de granules par année destinées aux marchés résidentiel et commercial. Pratiquement la totalité de sa production pour le secteur commercial doit être exportée à l'extérieur du Québec parce qu'elle ne trouve pas de débouché sur le marché intérieur. Ainsi, bien que le chauffage aux granules commence lentement à pénétrer les marchés au Québec et au Canada, les débouchés demeurent principalement à l'extérieur du pays. Toutefois, les usines fonctionnent à 50 % de leur capacité, faute d'un approvisionnement suffisant au Québec. À l'heure actuelle, aucune usine de granulation utilisant de la biomasse agricole (cultures énergétiques ou résidus agricoles) à grande échelle pour le marché de l'énergie n'est en opération au Québec (Brodeur, 2008).

On compte également douze centrales de cogénération à la biomasse forestière au Québec, raccordées au réseau d'Hydro-Québec, qui produisent plus de 285 MW d'électricité. Des projets existent pour 150 MW

supplémentaires. Le projet de règlement du 19 mars 2008 définit un bloc d'énergie produit par cogénération à la biomasse de 100 MW¹⁸. Le distributeur d'électricité doit procéder au plus tard le 30 juin 2008 à l'appel d'offres et les projets issus de cet appel d'offres doivent être réalisés de façon à amorcer les livraisons au plus tard le 1er décembre 2011. La société Boralex est le producteur d'électricité à partir de résidus de bois le plus important en Amérique du Nord (cinq centrales aux États-Unis et deux au Québec) (CEPAF, 2007). Par ailleurs, il existe de nombreuses installations de combustion de la biomasse pour l'autoproduction.

Technologie disponible

Il y a plusieurs façons de transformer la biomasse en énergie: la combustion directe, la cuisson simultanée, la pyrolyse, la gazéification et la digestion anaérobie (Pollution Probe, 2003).

La combustion directe permet de produire de la chaleur, de la vapeur et de l'électricité. Les moyens de combustion sont accessibles et technologiquement éprouvés. La combustion directe de résidus forestiers ou de biomasse condensée (bûches et granules) ou la cogénération font partie de ce procédé.

La cuisson simultanée fait référence à la pratique qui consiste à introduire de la biomasse dans les chaudières des centrales thermiques alimentées au charbon. Le fait d'ajouter de la biomasse comme source de combustible aide à réduire l'utilisation du charbon.

La pyrolyse fait référence au processus thermochimique utilisé pour convertir la biomasse solide en combustible liquide. Au cours du processus, la biomasse est chauffée dans un réservoir privé d'oxygène, afin de produire un gaz riche en hydrocarbures, qui est ensuite rapidement refroidi en un liquide qui ressemble à de l'huile et en un résidu solide, ou produit de carbonisation, habituellement appelé charbon et utilisé pour le brûlage. La pyrolyse a l'avantage de produire des combustibles liquides renouvelables, qui peuvent être entreposés, transportés et brûlés plus facilement que les déchets ligneux solides.

La gazéification est une forme de pyrolyse. Elle requiert davantage d'air que la pyrolyse lorsque la biomasse est chauffée. Le gaz qui en résulte, appelé gaz de gazogène, est un mélange de monoxyde de carbone, d'hydrogène et de méthane, ainsi que de dioxyde de carbone et d'azote. Ce gaz est brûlé pour produire de la vapeur ou utilisé dans des turbines à gaz pour produire de l'électricité (Pollution Probe, 2003). Cette technologie est quasi autosuffisante en énergie, puisque l'on doit seulement préchauffer le réacteur pendant quelques heures pour permettre son fonctionnement pendant 8 000 heures. Le rendement

¹⁸ Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01, a. 112, 1^{er} al., par. 2.1° et 2.2°)

énergétique est d'environ 70 %. Du 30 % restant, on peut récupérer 10 à 12 % sous forme de vapeur pour produire de l'énergie thermique. Le 15 % restant se retrouve sous forme d'eau chaude, qui pourrait éventuellement servir à chauffer des bâtiments (CEPAF, 2007).

La biomasse forestière peut également servir à la fabrication de granules densifiées. La *granulation* de la biomasse permet d'obtenir un biocombustible plus facile à manutentionner et d'une plus grande densité, c'est-à-dire avec un plus grand pouvoir calorifique par unité de volume. Le procédé de granulation consiste globalement en une extrusion dans laquelle la biomasse préalablement broyée est pressée à l'aide de rouleaux sur la paroi intérieure d'une matrice cylindrique perforée.

Enfin, la *cogénération* permet de produire à la fois de la chaleur et de l'électricité en faisant appel au gaz naturel, au mazout, à la géothermie, à la biomasse ou à la valorisation des déchets. Dans la plupart des applications, l'énergie mécanique produite est immédiatement convertie en énergie électrique pour être autoconsommée ou vendue à d'autres utilisateurs. L'énergie thermique peut servir au chauffage de bâtiments, à la production d'eau chaude ou à des procédés industriels. Ce système est caractérisé par un rendement supérieur (70 à 90 %) à celui obtenu avec une production séparée de chaleur et d'électricité, de plus, il permet de réduire de façon importante la facture énergétique et de limiter les émissions de polluants atmosphériques (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, 2007). La cogénération à partir de biomasse peut faire appel à différentes technologies : turbine à vapeur, moteur à vapeur, cycle organique de Rankine, moteur Stirling (CEPAF, 2007).

Avantages et inconvénients actuels de la filière

L'utilisation de la biomasse forestière et agricole présente des avantages socioéconomiques intéressants surtout pour les communautés des régions ressources forestières du Québec qui ont accès à la matière forestière ou agricole. De plus, les coûts totaux de production de granules à partir de différentes biomasses (saule, panic érigé, résidus forestiers) semblent relativement comparables.

Cependant, cette filière doit faire face à de nombreux défis technologiques et économiques. Étant une production naissante au Québec, tout reste à faire, tant au niveau du fonctionnement général, qu'en matière de modèle d'affaires et de mise en marché de la production pour les plantes énergétiques. Les récentes innovations technologiques en matière de systèmes de combustion de la biomasse associées à une meilleure compréhension des carburants ont permis d'améliorer les systèmes (Intégration des énergies renouvelables à la ferme). Toutefois, à l'heure actuelle, les marchés alternatifs tels que la fabrication de litière, l'isolation des maisons, etc., présentent de meilleures opportunités pour les producteurs de cultures énergétiques (Brodeur, 2008).

Annexe 2 – Incitatifs offerts pour la production d'énergie renouvelable au Canada

Incitatifs fédéraux

Les objectifs de la *Loi sur la qualité de l'air* du gouvernement fédéral ont été révisés en avril 2007 avec le lancement du plan *Prendre le virage*. Ce plan cible une réduction d'émissions des GES de 20 % par rapport au niveau de 2006, d'ici 2020. Par la même occasion, le gouvernement a également introduit une série d'initiatives écoÉNERGIE visant à réduire le smog et les émissions de GES néfastes à l'environnement et à la santé des Canadiens. Annoncé le 19 janvier 2007, le programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable vise à encourager la production de 14,3 TWh d'électricité provenant de sources renouvelables à faible impact, telles que l'énergie éolienne, hydroélectrique, solaire, marémotrice et l'énergie de la biomasse.

L'objectif du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable est d'aider les industries utilisant des énergies renouvelables à se positionner, de manière à apporter une plus grande contribution à l'approvisionnement énergétique du Canada et ainsi contribuer à un avenir énergétique plus durable et plus diversifié. Les paramètres de conception du programme sont les suivants :

- Budget : environ 1,5 milliard de dollars sur une période de 14 ans;
- Période d'engagement pour la mise en service des projets : du 1^{er} avril 2007 au 31 mars 2011;
- Taux des primes d'incitation : 1 ¢/kWh;
- Contribution maximale payable à un bénéficiaire admissible pour la durée de vie du programme : 256 millions de dollars;
- Contribution maximale payable par projet : 80 millions de dollars.

Les modalités et conditions du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable résultent de l'expérience acquise par Ressources naturelles Canada avec le *Programme d'encouragement à la production d'énergie éolienne* (EPÉE). Toute entreprise, institution ou organisation avec une installation neuve ou remise à neuf de production à faible impact d'énergie renouvelable peut être bénéficiaire. Le projet doit avoir une capacité nominale totale de 1 MW ou plus, à l'exception des projets d'énergie éolienne mis en œuvre après le 31 mars 2006 et avant le 1^{er} avril 2007, dont la capacité minimale totale doit être de 500 kW.

De plus, le *Règlement de l'impôt sur le revenu* prévoit la déduction pour amortissement accéléré (à un taux annuel de 50 % selon la méthode de l'amortissement dégressif) à l'égard du matériel désigné pour la

production d'énergie propre acquis avant 2020. Les installations admissibles incluent les systèmes de cogénération à haute efficacité, les éoliennes, les petites installations hydroélectriques, les piles à combustible, les systèmes photovoltaïques, le matériel de production d'énergie houlomotrice et marémotrice, le matériel de génération d'électricité à partir de l'énergie géothermique, le matériel de génération d'électricité à partir de certaines sources de déchets, le matériel utilisé pour convertir la biomasse en biohuile, le matériel de production de biogaz par digestion anaérobie, ainsi que divers matériels pour la production de chaleur. Dans le budget de 2007, le matériel de production de biogaz est admissible uniquement si le contribuable est également le consommateur du biogaz et s'il s'en sert pour produire soit de l'électricité, soit de la chaleur pour un processus industriel ou une serre, soit les deux. Il est toutefois proposé dans le budget de 2008 de supprimer cette exigence¹⁹.

Incitatifs provinciaux

Les différents gouvernements provinciaux ont mis en place des incitatifs afin d'encourager les particuliers et les entreprises à développer des systèmes de production d'énergie renouvelable. Le Tableau 31 suivant décrit les différents incitatifs provinciaux recensés pour les différentes filières identifiées.

¹⁹ Voir <http://www.budget.gc.ca/2008/plan/ann4a-fra.asp>

TABLEAU 31 : INCITATIFS PROVINCIAUX AU CANADA

Province	Filière	Incitatif	Description
Ontario	Éolien Solaire Biogaz Biomasse	Exemption de taxes pour l'équipement de production d'énergie renouvelable.	8 % du prix d'achat de l'équipement éligible
Ontario	Biogaz	Subventions pour les nouveaux systèmes de biogaz et pour le perfectionnement de systèmes de biogaz existants ²⁰	<p>Phase 1 : jusqu'à 70 % des coûts pour études de faisabilité, de conception et de planification, jusqu'à concurrence de 35 000 \$</p> <p>Phase 2 : jusqu'à 40 % des coûts de construction, de mise en œuvre et de mise en service, jusqu'à 400 000 \$ pour chaque système de biogaz, moins tout financement de Phase 1 reçu pour le projet</p> <p>Le système de biogaz doit utiliser au moins 75 % de produits agricoles, de sous-produits agricoles, de produits d'origine alimentaire ou de sous-produits d'origine alimentaire</p> <p>Le système doit produire du biogaz destiné à la production d'électricité, au chauffage ou au remplacement de carburant fossile</p>
Ontario	Éolien Solaire Biogaz Biomasse	Programme d'énergie pour le Nord de l'Ontario : Prêts et subventions pour les projets visant la génération de l'énergie (chaleur, électricité, biocarburants ou une combinaison de chaleur et d'énergie) à partir d'une source renouvelable. ²¹	<p>Planification relative à l'énergie renouvelable : 50 % des coûts admissibles, jusqu'à concurrence de 100 000 \$</p> <p>Aide financière aux projets d'énergie renouvelable : 50 % des coûts admissibles, jusqu'à concurrence de 1 000 000 \$</p> <p>Nouveaux projets internes de production d'énergie : 50 % des coûts admissibles, jusqu'à concurrence de 250 000 \$</p> <p>Projets pilotes de conservation de l'énergie : 50 % des coûts admissibles, jusqu'à concurrence de 500 000 \$</p>

²⁰ Voir <http://www.omafr.gov.on.ca/french/engineer/biogas/guidelines.htm>

²¹ Voir http://www.mndm.gov.on.ca/nohfc/program_nep_f.asp

Province	Filière	Incitatif	Description
Saskatchewan	Solaire	<i>Solar Heating Initiative for Today (SHIFT)</i> : Remboursement des coûts d'installation des systèmes de chauffe-eau solaires.	Un maximum de 80 000 \$ couvrant jusqu'à 25 % des coûts de planification et d'installation. L'incitatif correspond au montant accordé dans le cadre du programme ecoÉNERGIE fédéral.
Saskatchewan		Programme de mesurage net du Saskatchewan Research Council : Subventions pour l'installation des systèmes d'énergie renouvelable destinés pour le mesurage net.	Un maximum de 25 000 \$ couvrant jusqu'à 25 % des coûts de planification et de l'installation.
Colombie-Britannique	Éolien Solaire Hydroélectricité	Exemption de taxes pour l'équipement de production d'énergie renouvelable. ²²	7 % du prix d'achat de l'équipement éligible
Île-du-Prince-Édouard	Éolien Solaire Géothermique Biogaz	Remboursement de taxe lors de l'achat de petits systèmes de production d'énergie renouvelable.	10 % du prix d'achat de l'équipement éligible

Source : Environnement Canada, consulté le 29 avril 2008 : http://www.ec.gc.ca/incitatifs-incentives/index_fra.asp?lang=en&jurisdiction=0&actionArea=6&keyword=&submit=Recherche

²² Voir www.ec.gc.ca/incitatifs-incentives/index_fra.asp?lang=en&jurisdiction=0&actionArea=6&keyword=&submit=Recherche

Annexe 3 – Étude de cas d'un digesteur centralisé à Ste-Anne-de-Prescott (Ontario)

Cette annexe documente les scénarios modélisés par Arborus Consulting Group pour le comité de développement économique de Ste-Anne-de-Prescott, région rurale du sud-est de l'Ontario. De 2003 à 2007, ce groupe a réalisé une étude de faisabilité sur la mise en place d'un digesteur anaérobie à l'échelle communautaire ainsi que la faisabilité d'installer des digesteurs à l'échelle d'une grande ferme d'élevage ou de plusieurs petites exploitations fonctionnant à proximité les unes des autres.

Le scénario initial a évalué la faisabilité économique et technique d'un digesteur « centralisé », qui produirait du biogaz à partir des lisiers de bovins, de porcs et de boues résidentielles de la région et qui utiliserait le méthane pour ravitailler un système de production d'électricité. Tel qu'envisagé, l'installation servirait un territoire de 25 kilomètres de rayon (Ste-Anne-de-Prescott Biological Digester, 2005).

La production de méthane quotidienne serait de 12 832 m³, la puissance installée serait de 2 120 kW. Huit scénarios ont été analysés :

- Option A - Modèle simple sans stockage du digestat;
- Option B - Modèle simple avec stockage du digestat sur le site;
- Option C - Usine séparant les digestats liquides et solides sans stockage du digestat;
- Option D - Usine séparant les digestats liquides et solides avec stockage du digestat sur le site;
- Option E - Usine séparant les digestats liquides et solides et compostage des solides sur le site;
- Option F - Usine séparant les digestats liquides et solides, retour des digestats liquides sur les fermes et compostage des solides sur le site;
- Option G - Usine séparant les digestats liquides et solides, stockage des digestats liquides en lagon et compostage des solides sur le site;
- Option H - Usine séparant les digestats liquides et solides, stockage des digestats liquides en lagon et compostage des solides sur le site, sans utilisation de boues résidentielles.

Les investissements variaient selon les scénarios de 4 265 000 \$ à 6 892 641 \$, les coûts annuels de fonctionnement variaient de 1 850 719 \$ à 2 989 274 \$ alors que le retour sur investissement pouvait varier de 5 à 16 ans ou ne jamais être atteint dans le cas des scénarios C, D et E.

Suite à cet exercice, il apparut qu'ajouter des boues ou d'autres matières premières dans le digesteur compliquait le projet (pour l'obtention d'un permis, la perception du public et la réglementation).

Aux dernières étapes de l'exercice de faisabilité, il devint manifeste pour le comité que le projet tel qu'envisagé à l'origine était bien trop complexe et imprévisible pour être en mesure d'attirer et de maintenir l'engagement de la part du secteur privé local et des agences publiques.

En effet, il devint évident que le projet comportait plusieurs désavantages, notamment :

- Les coûts et les exigences logistiques de déplacer le fumier vers l'installation et d'en évacuer les boues;
- Les préoccupations entourant le choix du site, les questions liées aux permis et aux émissions générées par les eaux usées;
- Les lacunes sur le plan de l'utilisation rentable de quantités considérables de chaleur issues des déchets que générerait l'installation;
- La complexité du modèle économique, qui reposait sur plusieurs estimations qui ne pouvaient être vérifiées à l'avance.

À la suite de ce constat et poursuivant la vision d'utiliser avec plus d'efficacité le fumier et d'autres biomasses, la seconde étape du projet de Ste-Anne-de-Prescott consista à explorer la faisabilité d'installer des digesteurs plus petits à l'échelle d'une grande ferme d'élevage ou de plusieurs petites exploitations.

Annexe 4 – Incitatifs offerts pour la production d'énergie renouvelable aux États-Unis

Le Tableau 32 présente les États avec les plus grandes capacités de production selon la filière. Il est important de noter que ces données ne tiennent compte que des projets dont la production de l'électricité est la source de revenus principale. Aux États-Unis, le développement des projets en énergie renouvelable est largement dominé par les entreprises privées.

TABLEAU 32 : ÉTATS DONT LES CAPACITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE SONT LES PLUS IMPORTANTES

Filière	État	Capacité (MW)
Solaire	Californie	495
	Arizona	13
Éolienne	Texas	2 768
	Californie	2 361
	Minnesota	895
Biomasse et biogaz	Californie	2 841
	Maine	1 851
	Michigan	1 065

Source: US Department of Energy, 2006

Incitatifs fédéraux

Il existe plusieurs incitatifs et avantages fiscaux au niveau fédéral qui promeuvent l'utilisation et la génération d'énergie renouvelable, tout particulièrement par le biais du *Farm Bill Clean Energy Program*, qui a été mis en place dans le cadre du *Farm Security and Rural Investment Act* en 2002 et du *Renewable Energy Production Incentive*. Le *Tribal Energy Program Grant* ainsi que le programme des *Clean Renewable Energy Bonds* sont d'autres incitatifs en énergie renouvelable qui sont disponibles au niveau fédéral. Il existe aussi plusieurs avantages fiscaux, notamment le *Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS) and Bonus Depreciation*, le *Business Energy Tax Credit*, et le *Renewable Energy Production Tax Credit*. Ces incitatifs et avantages fiscaux sont décrits plus en détail dans la Section 5.2.2.

Les incitatifs, avantages fiscaux et subventions en énergie renouvelable offerts au niveau fédéral sont présentés dans le Tableau 33.

TABLEAU 33 : INCITATIFS EN ÉNERGIE RENOUVELABLE AUX ÉTATS-UNIS AU NIVEAU FÉDÉRAL

Filière	Incitatif ou avantage fiscal	Description
Solaire, biomasse, éolienne, biogaz	<i>Renewable Energy Systems and Energy Efficiency Improvements Program</i> : Subventions et prêts aux producteurs agricoles et aux petites entreprises rurales pour l'achat des systèmes de production d'énergie renouvelable et pour des améliorations en efficacité énergétique.	La valeur maximale d'une subvention est de 25 % du coût total du projet, jusqu'à 500 000 \$ US. La valeur maximale d'un prêt est de 85 % du coût total du projet pour les prêts d'en dessous de 600 000 \$ US, 80 % pour les prêts d'entre 600 000 \$ US et 5 \$ US million et 70 % pour les prêts d'entre 5 et 10 \$ US million. Un budget de 15,8 \$ US million en subventions et 204,9 \$ US million en prêts a été annoncé pour le programme en 2008
Solaire, biomasse, éolienne, biogaz	<i>Renewable Energy Production Incentive</i> : Incitatifs de nouveaux projets de production d'électricité renouvelable.	0,019 \$ US/kWh (indexé chaque année) pendant les dix premières années de production. Les incitatifs sont disponibles pour les services publics au niveau municipal et au niveau de l'État, aux gouvernements des communautés autochtones et aux coopératives d'électricité à but non lucratif.
Solaire, biomasse, éolienne, biogaz	<i>Tribal Energy Program</i> : Subventions aux communautés autochtones pour l'installation des systèmes de génération d'énergie renouvelable.	Les subventions s'appliquent aux projets avec une capacité d'au moins 1 MW. L'énergie provenant des sources renouvelables devrait remplacer au moins 30 % de la consommation normale (50 % en Alaska). Le niveau du financement est déterminé selon chaque proposition.
Solaire, biomasse, éolienne, biogaz	<i>Clean Renewable Energy Bonds (CREB)</i>	Les obligations CREB permettant le financement des projets d'énergie renouvelable. Les CREB peuvent être vendues par les services publics au niveau municipal et au niveau de l'État et par des coopératives d'électricité. Les obligations sont repayées sans intérêt, mais l'acheteur a droit à un crédit d'impôt selon un taux déterminé par le <i>US Treasury Department</i> .
Solaire, biomasse, éolienne, biogaz	<i>Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS) + Bonus Depreciation</i>	Le Economic Stimulus Act de 2008 a stipulé que 50 % de la valeur ajustée des équipements de génération d'énergie renouvelable est déductible des impôts . L'autre 50 % est déductible sur une période d'amortissement de cinq ans pour les équipements solaires et d'éolienne et de sept ans pour les équipements de biomasse et de biogaz.
Solaire	<i>Business Energy Tax Credit</i> : Crédit d'impôt	30 % sur les équipements solaires dans le secteur commercial et industriel.
Éolienne, Biomasse, Biogaz	<i>Renewable Energy Production Tax Credit</i> : Crédit d'impôt	0,02 \$ US par kWh pour les systèmes d'éolienne et de biomasse à cycle fermé et de 0,01 \$ US pour les systèmes de biomasse à cycle ouvert et de biogaz. La biomasse à cycle ouvert consiste en de la biomasse produite exclusivement pour la production de l'énergie.

Source : DSIRE, 2008

Incitatifs dans divers États américains

Le nombre d'États américains offrant des incitatifs et avantages fiscaux est présenté dans le Tableau 34. Dans certains cas, les incitatifs sont offerts au niveau de l'État alors que, dans d'autres cas, ils sont offerts par les fournisseurs d'électricité (publics ou privés).

**TABLEAU 34 : ÉTATS OFFRANT DES INCITATIFS ET DES AVANTAGES FISCAUX POUR L'ÉNERGIE
RENOUVELABLE**

Type	Description	Nombre d'États offrant le programme
Subventions	Offertes par l'État et la municipalité, les services publics et/ou entreprises privées	4
	Offertes par l'État seulement	20
	Offertes par la municipalité, les services publics et/ou entreprises privées seulement	10
	Total	34
Rabais sur l'achat des équipements liés à la production d'énergie renouvelable	Offerts par l'État et la municipalité, les services publics et/ou entreprises privées	13
	Offerts par l'État seulement	7
	Offerts par la municipalité, les services publics et/ou entreprises privées seulement	18
	Total	38
Prêts	Offerts par l'État et la municipalité et/ou les services publics	9
	Offerts par l'État seulement	17
	Offerts par la municipalité et/ou les services publics seulement	6
	Total	32
Crédit d'impôt et/ou déduction d'impôt	Impôt personnel et commercial	17
	Impôt personnel seulement	3
	Impôt commercial seulement	6
	Total	26
Exonération de taxes de vente	Total	23

Source : DSIRE, 2008

Les incitatifs, avantages fiscaux et subventions en énergie renouvelable offerts dans quelques États (la Californie, le Wisconsin le Michigan et le Minnesota) sont présentés dans le Tableau 35. D'autres États ont mise en place des incitatifs financiers qui sont recensés sur le site *Database of States Incentives for Renewables and Efficiency*²³.

²³ Voir www.dsireusa.org/Index.cfm?EE=0&RE=1

TABLEAU 35 : INCITATIFS EN ÉNERGIE RENOUVELABLE AUX ÉTATS-UNIS, PAR ÉTAT

État	Filière	Incitatif	Description
Californie	Solaire	<i>Property Tax Exemption</i> : exonération d'impôt	100 % exonération d'impôts fonciers pour les installations solaires
	Solaire	<i>California Solar Incentive</i> ²⁴ : incitatifs dégressifs selon le nombre de MW installés dans le cadre du programme	À compter du 9 juin 2008 : Pour les régions servies par les compagnies PGE et SCE : <ul style="list-style-type: none"> < 100 kW : 1,55 \$US/W (résidentiel et commercial), 2,30 US\$/W de capacité (gouvernement et organisations sans but lucratif) > 100 kW : 22 ¢US/kWh (résidentiel et commercial), 32 ¢US/kWh (gouvernement et organisations sans but lucratif) Pour les régions servies par les compagnies CCSE : <ul style="list-style-type: none"> < 100 kW : 1,90 \$US/W (résidentiel et commercial); 2,65 \$US/W de capacité (gouvernement et organisations sans but lucratif) > 100 kW : 26 ¢US/kWh (résidentiel et commercial) 37 ¢US/kWh (gouvernement et organisations sans but lucratif)
Wisconsin	Solaire et éolien	<i>Solar and Wind Energy Equipment Exemption</i>	La valeur ajoutée des systèmes est exemptée de taxe de propriété
	Solaire, éolien, biomasse, biogaz	<i>Focus on Energy - Renewable Energy Grant Programs</i> : Études de développement d'affaires et marketing, Études de faisabilité, Mise en œuvre du projet	<ul style="list-style-type: none"> PV: 25% ou 50000 \$US; taille maximale du système 50 kW Éolien: 35% ou 50000 US\$; taille maximale du système 100 kW Biomasse, biogaz: 25% ou 50000 US\$; taille maximale du système 500 kW et coûts du projet maximal maximum : 1.75 million \$US
	Solaire PV, solaire thermique, éolien, biomasse,	<i>Focus on Energy - Renewable Energy Cash-Back Rewards</i>	<ul style="list-style-type: none"> Systèmes éoliens (≤20 kW): 25% du coût du projet ou 35000 \$US Systèmes PV (0.5 kW - 20 kW): 25% (du coût du projet ou 35000 \$US Système de combustion à la biomasse: 25% du coût du projet ou entre 3000 \$ US et 10000 \$ US selon la capacité

²⁴ Voir : <http://www.sgip-ca.com/>, consulté le 9 juin 2008.

État	Filière	Incitatif	Description
Michigan	Éolien, biomasse, solaire, biogaz et autres	<i>Property Tax Exemption</i> : Exemption d'impôt foncier	Limite de 2MW pour des systèmes simples et 10MW pour des systèmes combinés (sauf pour l'éolien, le PV et les piles à combustibles qui ne sont pas limités)
	Solaire PV, solaire thermique, éolien,	<i>Wisconsin Public Power, Inc. - Renewable Energy Rebate</i> :remise	PV : Remise de 3 \$US/kWh pour les systèmes incorporés aux nouvelles constructions, entre 2 et 2.50 \$US/kWh pour les systèmes incorporés dans les anciens édifices Maximum de 10000 \$US Éolien ≤20 kW : remise de 25% du coût du système avec un maximum de 10000 \$US
Minnesota	Éolien, biomasse, hydro-électricité, biogaz		Le Minnesota offre une prime de 1.0 ¢US to 1.5¢US par kWh pour l'électricité générée par des installations de moins de 2MW
	Éolien	Exemption de taxe de vente	Les systèmes éoliens sont exemptés de taxe de vente au Minnesota
	Éolien, biomasse, biogaz	<i>Agricultural Improvement Loan Program</i>	<i>Rural Finance Authority</i> participe à des prêts agricoles jusqu'à 45% dans un maximum de 200000\$US du prêt principal accordé à l'exploitant agricole
	Éolien, biomasse, biogaz	<i>Value-Added Stock Loan Participation Program</i>	<i>Rural Finance Authority</i> participe à des prêts agricoles jusqu'à 45 % dans un maximum de 40000 \$ US du prêt principal accordé à l'exploitant agricole La taille maximale par projet doit être de 1MW pour les systèmes éoliens

Source : DSIRE, 2008

Les incitatifs les plus pertinents ont été recensés dans ce tableau. D'autres incitatifs sont relevés sur le site <http://www.dsireusa.org/Index.cfm?EE=0&RE=1>

Annexe 5 –Incitatifs offerts pour la production d'énergie renouvelable en Europe

Afin de lutter contre la pollution de l'air et le réchauffement climatique, l'Union européenne (UE) soutient le développement des énergies renouvelables et a fixé des objectifs non contraignants de production d'électricité à partir de ces énergies. Leur réalisation dépend de la volonté politique et de la mobilisation des États membres. Par exemple, la directive du 27 septembre 2001 proposait de porter à 21 % la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité de l'UE25 d'ici 2010, et en plus de porter à 12 % la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie de l'UE15.

L'UE a adopté des mécanismes à la fois incitatifs et normatifs pour mettre en œuvre efficacement sa politique de lutte contre le changement climatique en réduisant les émissions de GES, principalement le CO₂. Par exemple, la directive du 13 octobre 2003 établit un système d'échange de quotas d'émissions de GES dans la Communauté européenne. Le dispositif mis en place est normatif, car chaque État membre fixe un plan national d'allocation de quotas contraignants (sous peine de pénalités) aux gros consommateurs d'énergie, sous le contrôle de la Commission européenne. Il est également incitatif, car les entreprises ont la possibilité de s'échanger les permis sur un marché libre, ce qui favorise une allocation économique plus efficace des droits d'émission, plusieurs marchés organisés coexistant en Europe (par exemple, Powernext Carbon).

Parmi les mesures pratiques pour les énergies renouvelables, un système de garantie d'origine a été créé par la directive du 27 septembre 2001. Ce certificat délivré par un organisme agréé mentionne :

- La ou les sources à partir desquelles l'électricité est produite;
- La technologie utilisée pour la production;
- La technologie utilisée pour comptabiliser la production;
- La puissance nette développable de l'installation de production;
- Les aides et subsides éventuels octroyés pour la construction ou le fonctionnement de l'installation de production, ou pour la production d'électricité par cette installation;
- La date de mise en service projetée de l'installation;
- Le lieu de production.

Le système est établi au niveau national et devait être mis en place au plus tard le 27 octobre 2003. Les États membres peuvent désigner un ou plusieurs organismes indépendants des activités de production et de distribution pour superviser la délivrance des garanties²⁵.

La Commission européenne a présenté le 10 janvier 2007 ses propositions pour une politique de l'énergie pour l'Europe construite à partir des trois axes majeurs que sont : la lutte contre le réchauffement climatique, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement et la protection de la compétitivité de l'industrie européenne.

La Commission européenne a présenté, le 23 janvier 2008, son nouveau paquet « climat-énergie » sous forme d'une proposition de directive qui intègre les résultats du sommet de Bali. Les mesures proposées comprennent²⁶:

- un renforcement du système communautaire d'échange de quotas d'émission, couvrant un éventail plus large d'émissions et permettant aux entreprises établies dans un pays de l'Union européenne d'acheter des quotas d'émission dans n'importe quel autre pays;
- l'application d'un objectif de réduction des émissions aux secteurs ne participant pas au système d'échange de quotas d'émission (bâtiment, transports et déchets par exemple), afin de garantir la contribution de chacun;
- l'adoption d'objectifs contraignants, visant à augmenter la part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie, tout en tenant compte des besoins et possibilités spécifiques de chaque État membre;
- la définition de nouvelles règles pour le piégeage et le stockage du carbone, et pour les aides en faveur de la protection de l'environnement.

Les objectifs européens pour 2020 sont de porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique européen et à 10 % la part des biocarburants dans les transports. La Commission estime, de manière ambitieuse, que les énergies renouvelables produisant de l'électricité ont le potentiel pour fournir environ un tiers de l'électricité de l'UE d'ici 2020 compte tenu des niveaux atteints par l'énergie éolienne au Danemark, en Espagne ou en Allemagne et de perspectives de baisse des coûts de production des autres énergies.

²⁵ Voir europa.eu/scadplus/leg/fr/lvb/l27035.htm

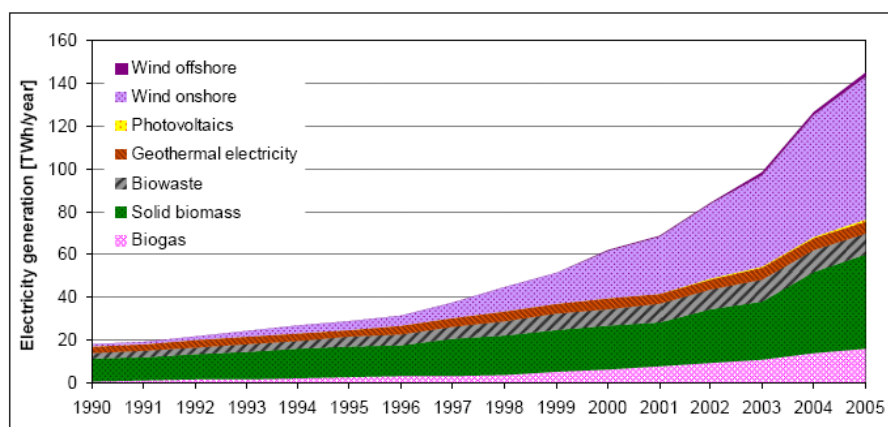
²⁶ Voir ec.europa.eu/commission_barroso/president/focus/energy-package-2008/index_fr.htm

La contribution des énergies renouvelables dans le domaine de la production d'électricité est l'axe de développement qui a été privilégié au niveau européen. Toutefois, le but affiché par la Commission européenne d'atteindre, en 2020, une part de 34 % d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation globale de l'Union (à comparer avec l'objectif de 21 % en 2010) apparaît ambitieux à l'échelle européenne. Pour certains auteurs, afin d'atteindre l'objectif de développement de la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique global, il convient de soutenir le développement de l'usage thermique (Merlin, 2007).

En effet, selon l'ADEME, l'électricité produite à partir des bioénergies issues de la valorisation de la biomasse (bois-énergie et biogaz par exemple) peut répondre à l'objectif de l'Union de développer l'électricité issue d'énergies renouvelables, mais en complément de la production de chaleur. En effet le rendement énergétique de la production électrique étant faible (15 à 20 %), avec les technologies actuelles il est indispensable de valoriser et soutenir l'énergie thermique²⁷.

Par ailleurs, la production d'électricité à partir de la biomasse, du biogaz et de l'énergie éolienne sur terre a augmenté de façon significative depuis une quinzaine d'années en Europe. La part de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne marine est faible, mais augmente également. La Figure 4 présente l'évolution de la production d'énergie à partir de sources renouvelables (hormis l'hydroélectricité) en Union européenne de 1990 à 2005.

FIGURE 4 : PRODUCTION D'ÉNERGIE À PARTIR DE SOURCES RENOUVELABLES (HORMIS L'HYDROÉLECTRICITÉ) EN UNION EUROPÉENNE DE 1990 À 2005



Source : Klein, 2006

²⁷ Voir www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=13487

D'après la *World Alliance for Decentralized Energy*, la production totale d'énergie décentralisée était de 125 TWh en Allemagne en 2004 et de 28 TWh au Royaume-Uni en 2005 avec plus de 82 000 micro-installations : 4 300 installations solaires photovoltaïques, 650 installations éoliennes, 990 en cogénération et 150 installations qui utilisent la biomasse (WADE, 2006 et DTI, 2006). D'après le Ministère de l'économie français, en 2006 la France produisait 2150 GWh d'électricité raccordée au réseau provenant de l'énergie éolienne, 36 GWh d'électricité raccordée au réseau provenant de l'énergie solaire photovoltaïque et 2 GWh provenant du biogaz agricole.

En 2006, la production de biogaz d'origine agricole, de déchets municipaux et d'unités centralisées de codigestion était de 1,3 Mtep, soit 24 % de la production de biogaz total, au sein de l'Union européenne. C'est une progression de 49 % par rapport à l'année précédente. Les trois principaux pays producteurs sont l'Allemagne, l'Autriche et le Danemark produisant respectivement 0,98 Mtep, 0,10 Mtep et 0,056 Mtep (EurObserv'ER, 2007 dans Coulibaly, 2008).

Incitatifs européens

Les aides européennes en faveur de la maîtrise de l'énergie sont principalement constituées du 7^e programme-cadre de recherche et développement (PCRD) avec un budget de 50,5 milliards d'euros sur une période de sept ans à compter de 2007²⁸ (Ministère de l'industrie français, avril 2007). Ce 7^e PCRD comprend quatre programmes majeurs :

- Le volet « coopération » est doté de 32,2 milliards d'euros (recherche collaborative sur 10 priorités thématiques);
- Le volet « idées » doté de 7,4 milliards d'euros (recherche à caractère exploratoire);
- Le volet réservé aux « personnes » doté de 4,7 milliards d'euros (mobilité et formation des jeunes chercheurs);
- Le volet « capacités » doté de 4,3 milliards d'euros (infrastructures, mesures en faveur des PME, science dans la société et régions de la connaissance).

Les gouvernements de divers États membres de l'Union européenne ont mis en place des incitatifs pour encourager la production ou la consommation d'énergie renouvelable. Les sous-parties suivantes présentent les incitatifs mis en place en Allemagne, en France, en Espagne, en Belgique et au Royaume-Uni ainsi que dans d'autres pays européens. Il est à noter que les aides et incitatifs en faveur de l'énergie renouvelable au niveau européen et de chaque pays membre ne sont pas spécifiques à la microproduction

²⁸ Voir www.industrie.gouv.fr/energie/developpement/econo/textes/se_europ.htm#t1

d'énergie. Tous les producteurs d'énergie décentralisée peuvent y prétendre selon les conditions de chaque programme.

Allemagne

Le développement des énergies renouvelables en Allemagne date des années 1990. La loi *The Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare Energien-Gesetz : EEG)* est un élément pivot du gouvernement fédéral concernant les mesures environnementales et énergétiques. Cette loi remplaça en 2000 l'ancienne *Electricity Feed-in Act* de 1991. L'EEG vise à baisser de 21 % les six gaz ciblés par le protocole de Kyoto (CO₂, CH₄, N₂O, HCFC et SF₆) d'ici 2012 (Coulibaly, 2008).

D'après Daniel Argyropoulos (2008) du Ministère de l'environnement allemand, les énergies renouvelables fournissent 6,6 % de la consommation d'énergie allemande alors que 14,2 % de l'électricité consommée est produite à partir de sources renouvelables en 2007, ce qui représente une augmentation de 20 % par rapport à l'année précédente. D'ici 2020, l'Allemagne souhaite obtenir 25 à 30 % d'électricité de sources renouvelables. Les scénarios actuels indiquent que les énergies renouvelables peuvent facilement représenter 25 à 30 % de la contribution totale de consommation d'électricité en Allemagne d'ici 2020 (ministère fédéral de l'Environnement, de la conservation de la nature et de la sécurité nucléaire). Toutes filières confondues, 250 000 personnes travaillent dans le secteur des énergies renouvelables. Les énergies renouvelables procuraient 222 TWh d'énergie en 2007, ce qui représente 8,5 % de la consommation totale d'énergie.

D'après les statistiques du BMU, Working Group on Renewable Energies - Statistics (AGEE-Stat) de mars 2008, l'Allemagne produisait au total 87,5 TWh d'électricité à partir de sources renouvelables, dont 3,5 TWh d'électricité provenant de l'énergie solaire photovoltaïque, 23,8 TWh d'électricité provenant de la biomasse (solide, liquide, biogaz, déchets et site d'enfouissement) et 39,5 TWh d'électricité provenant de l'énergie éolienne (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2008). La plupart des installations étaient détenues par des propriétaires privés ou des petites entreprises. L'Allemagne devint alors le chef de file mondial dans la technologie solaire et éolienne (OSEA, mai 2005).

En Allemagne, les incitatifs financiers sont proposés par les gouvernements de chaque État. Les quatre tableaux suivants synthétisent par filière énergétique les incitatifs recensés dans ces États pour encourager les énergies renouvelables : énergie éolienne (Tableau 36), solaire (Tableau 37), valorisant la biomasse (Tableau 38) ainsi que l'énergie hydroélectrique et géothermique (Tableau 39).

TABLEAU 36 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

État	Énergie éolienne
▪ Hesse	▪ Systèmes éoliens <1 MW, subvention jusqu'à 20% de l'investissement total jusqu'à un maximum de 50505€ par installation
▪ Mecklenburg-West Poméranie	▪ Subvention jusqu'à 10% ▪ Les installations d'un investissement inférieur à 2525€ sont exclues
▪ État de Sachsen	▪ Subvention de 76€ /kW pour des installations >250 kW
▪ Sarre	▪ Éolien > 500 kW: subvention jusqu'à 30% de l'investissement avec un maximum de 77000 € par installation
▪ Schleswig-Holstein:	▪ La subvention dépend de l'investissement, de l'efficacité et de la production. Le montant maximal est limité à 17%, sauf pour les installations < 300 kW qui ont une prime de 3%
▪ Thuringien	▪ Subvention de 202€/kW avec un maximum de 101010 € ▪ Parc éolien : maximum de 151515€ ▪ Petit éolien : 100€/kW avec un maximum de 75000€ par installation
▪ Brême	▪ Subvention de 30% de l'investissement total

Source : Government Incentives for Renewable Energy in Europe, World Resources Institute, Germany, 2006

TABEAU 37 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE SOLAIRE

État	Énergie solaire
▪ Bavière	▪ Subvention jusqu'à un maximum de 1626€: 126-176 € par m ² de capteur et 202€ par kW installé pour une pompe à chaleur, jusqu'à 30% de l'investissement
▪ Brandebourg	▪ Installations photovoltaïques, subvention jusqu'à 50% du coût total, avec un maximum de 7669€/kW
▪ Hambourg	▪ Subvention de 252 € par m ² de capteur pour une installation de 4 à 10 m ² et 328 € par m ² pour une installation de 3 à 7 m ²
▪ Hesse	▪ Chauffe-eau solaire : subvention jusqu'à 20% de l'investissement total jusqu'à un maximum de 1010€ ▪ Installations photovoltaïques : subvention jusqu'à 30% de l'investissement total jusqu'à un maximum de 8586 €
▪ Mecklenburg-West Poméranie	▪ Capteurs solaires: subvention jusqu'à 20%, maximum de 1515€ ▪ Solaire PV: subvention jusqu'à 40% ▪ Les installations d'un investissement inférieur à 2525€ sont exclues
▪ Le Nordrhein-Westfalen	▪ Solaire PV > 2 kW: subvention : 1000 €/kW pour les installations intégrées au bâti et 750€/kW pour les installations non-intégrées au bâti
▪ État de Sachsen	▪ Installations combinées : biomasse et solaire photovoltaïque jusqu'à 100 €/kW pour installations < 30 kW et jusqu'à 50 €/kW pour les installations > 30 kW ▪ Capteurs solaires : subvention de 152/m ² pour des installations <20 m ² ; 76€/m ² pour des installations plus larges jusqu'à un maximum de 25253€
▪ Saxon-Anhalt	▪ Système de chauffage solaire : subvention jusqu'à 30%
▪ Schleswig-Holstein:	▪ Installations photovoltaïques intégrées au bâti, subvention de 2020 €/kW (1 kW - 5 kW)
▪ Thuringien	▪ Capteurs solaires : < 10 m ² , 202€/m ² , >10 m ² , 152€/m ² , maximum de 25253€ ▪ Capteurs solaires photovoltaïques: 3000€/kW avec un maximum de 30000€

Source : Government Incentives for Renewable Energy in Europe, World Resources Institute, Germany, 2006

TABEAU 38 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE VALORISANT LA BIOMASSE

État	Énergie valorisant la biomasse
▪ Brandebourg	▪ Subvention jusqu'à 35% du coût total, avec un maximum de 1176€ /kW
▪ Hesse	▪ Subvention jusqu'à 50% de l'investissement total
▪ Mecklenburg-West Poméranie	▪ Subvention jusqu'à 30% de l'investissement total ▪ Les installations d'un investissement inférieur à 2525€ sont exclues
▪ Le Nordrhein-Westfalen	▪ Subvention jusqu'à 2 %
▪ État de Sachsen	▪ Biomasse < 30 kW : subvention jusqu'à 80 €/kW et jusqu'à 40 €/kW pour installations > 30 kW ▪ Installations combinées : biomasse et solaire photovoltaïque jusqu'à 100 €/kW pour installations < 30 kW et jusqu'à 50 €/kW pour les installations > 30 kW ▪ Biogaz jusqu'à 20%
▪ Sarre	▪ Biomasse entre 100 kW and 1 MW : subvention jusqu'à 30% de l'investissement avec un maximum de 130 €/kW
▪ Thuringien	▪ Systèmes à la biomasse : 15-50 kW : 76€/kW; >50 kW, 51€/kW; maximum de 101010€ ▪ Cogénération : <100 kW : 253€/kW; >100 kW : 202€/kW; maximum de 101010€

Source : Government Incentives for Renewable Energy in Europe, World Resources Institute, Germany, 2006

TABEAU 39 : INCITATIFS ALLEMANDS POUR L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE ET GÉOTHERMIQUE

État	Énergie hydroélectrique et géothermique
▪ Bavière	▪ Installations hydroélectriques <1000 kW : subvention avec un maximum de 4 000€/kW pour la rénovation, l'entretien et la mise à jour
▪ Brandebourg	▪ Installations hydroélectriques, subvention jusqu'à 20% du coût total, avec un maximum de 920€/kW
▪ Mecklenburg-West Poméranie	▪ Hydroélectricité: subvention jusqu'à 20% ▪ Systèmes géothermiques : subvention jusqu'à 40% ▪ Les installations d'un investissement inférieur à 2525€ sont exclues
▪ Le Nordrhein-Westfalen	▪ Hydroélectricité < 1 MW: subvention jusqu'à 30% avec un taux maximum de 5000/kW
▪ État de Sachsen	▪ Hydroélectricité: subvention jusqu'à 30% pour les installations nouvelles et jusqu'à 70% de l'investissement avec un maximum de 102260 € par installation
▪ Saxon-Anhalt	▪ Petite hydroélectricité : réactivation, entretien, agrandissement et installation d'installation > 300 kW : subvention jusqu'à 30 %, maximum de 330€/kW
▪ Thuringien	▪ Hydroélectricité: 455€/kW; >50 kW, 354€/kW

Source: Government Incentives for Renewable Energy in Europe, World Resources Institute, Germany, 2006

France

La loi du 13 juillet 2005 fixe les orientations de la politique énergétique de la France. Les actions à conduire pour l'atteinte des objectifs sont ambitieuses. La France souhaite, entre autres, la production de 10 % des besoins énergétiques à partir de sources d'énergie renouvelables à l'horizon 2010, soit :

- Une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation en 2010;
- Le développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici 2010 une hausse de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable;
- L'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables à hauteur de 2 % d'ici au 31 décembre 2005 et de 5,75 % d'ici au 31 décembre 2010.

Pour l'énergie éolienne, une régulation favorable à son développement maîtrisé a été mise en place. Des zones de développement de l'éolien seront définies sur proposition des collectivités concernées en tenant compte des caractéristiques locales (réseaux électriques, protection des sites et paysages) (Ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement Durables, 2008a).

La filière de méthanisation est donc susceptible d'être aidée au titre des projets domestiques définis par le protocole de Kyoto. En effet, la France a mis en place un appel à projets visant à réduire les émissions de GES appelés « projets domestiques CO₂ » en octobre 2007 (Caisse des Dépôts et Consignations, 2007). Ce système permet à des acteurs mettant volontairement en œuvre des projets réducteurs d'émissions de GES, de valoriser financièrement les réductions d'émissions obtenues. Il concerne les secteurs d'émissions non couverts par le système des quotas : transports, agriculture, bâtiment, et certaines installations industrielles, et représente 75% des émissions de CO₂ en France. Le système des projets domestiques CO₂ repose sur le mécanisme de la Mise en œuvre conjointe institué à l'article 6 du protocole de Kyoto, qui autorise l'utilisation d'un crédit carbone, juridiquement défini et cessible internationalement sur le marché du carbone : l'Unité de Réduction d'Émission. Ce mécanisme implique la participation d'un investisseur d'un pays étranger, ayant comme la France ratifié le protocole de Kyoto. Les projets domestiques CO₂ visent entre autres la captation du méthane produit par des effluents d'élevage sur des exploitations agricoles et les réductions de consommation d'énergie ou la substitution des sources d'énergie utilisées (Caisse des Dépôts et Consignations, 2007).

Une méthode de calcul des unités de réduction d'émission (URE) de GES pour les projets de méthanisation d'effluents d'élevage a été référencée en octobre 2007. Ces URE peuvent ensuite être commercialisées dans des conditions fixées par le protocole (crédits carbone). Dans la méthode

référéncée, seul le méthane issu des effluents d'élevage est pris en compte, ce qui exclut les coproduits et les cultures énergétiques. La Caisse des Dépôts et Consignations a lancé un appel à projets le 16 octobre (et s'est engagée globalement à racheter les URE (environ 10 € la tonne de CO₂) dans la limite de 5 millions de tonnes de CO₂ sur la période 2008-2012). Les projets individuels doivent être fédérés pour générer une quantité minimale de CO₂ économisée de 10 000 tonnes par projet collectif sur la période (Féménias, 2008).

Pour la filière énergétique valorisant la biomasse forestière, l'ADEME (2008), aux côtés de nombreux partenaires, a encouragé le développement du chauffage domestique, urbain et industriel au bois dans le cadre du programme bois-énergie 2000/2006. Le programme bois énergie 2007-2010 s'inscrit dans le contrat d'objectifs passé entre l'ADEME et l'État, qui fixe un objectif de 290 000 tep supplémentaires de bois pour la période 2007-2010. L'objectif fixé pour 2010 est ambitieux et correspond à doubler le résultat moyen obtenu lors du précédent programme (45 000 tep). Pour ce faire, des avancées en matière de structuration du secteur, en particulier sur la mobilisation de la ressource, ainsi qu'un meilleur ciblage des aides ADEME vers les projets les plus performants, tant du point de vue énergétique qu'environnemental, devront permettre d'augmenter la production annuelle de chaleur bois-énergie et les installations de taille importante devraient ainsi être plus représentées (Ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement Durables (2008b). Le programme précédent visait l'installation de 1000 chaufferies (600 chaufferies collectives et 400 chaufferies industrielles), pour une puissance totale de 1 000 MW et une consommation de bois de 300 ktep.

Le Tableau 40 regroupe les incitatifs recensés en France pour encourager les énergies renouvelables.

TABLEAU 40 : INCITATIFS FRANÇAIS POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Incitatif	Filière
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crédit d'impôt pour les dépenses d'équipement de l'habitation principale et des équipements de production d'énergie utilisant une source d'énergie renouvelable pouvant ▪ Jusqu'à 40 % des dépenses ▪ Maximum 8 000 € pour une personne seule 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Systèmes de fourniture d'électricité à partir de l'énergie éolienne, photovoltaïque, hydraulique ou de biomasse ▪ Équipements de raccordement à certains réseaux de chaleur alimentés majoritairement par des énergies renouvelables ou des installations de cogénération ▪ Équipements de chauffage (chaudières basse température et à condensation) ▪ Matériaux d'isolation ▪ Appareils de régulation de chauffage ▪ Équipements utilisant des énergies renouvelables ▪ Pompes à chaleur

Source : Direction générale des Impôts, France. Voir www.industrie.gouv.fr/energie/renou/fle_ren.htm

Espagne

En 2006, 18,8 % de la production d'électricité provenait de sources renouvelables dont 9,7 % de source hydroélectrique, 7,5 % de source éolienne, 0,8 % à partir de la biomasse, 0,3 % provenant de la production de biogaz et 0,04 % de source solaire photovoltaïque (SPEA, 2008). En mai 2007, l'Espagne avait installé plus de 12100 MW de capacité d'énergie éolienne, se plaçant seconde mondialement derrière l'Allemagne. En août 2007, 315 MW étaient installés en énergie solaire photovoltaïque. Les objectifs officiels pour 2010 sont de produire 2199 MW d'énergie hydroélectrique provenant d'installations inférieures à 10MW, 3257 MW d'énergie hydroélectrique provenant d'installations entre 10 et 50 MW, 20155 MW d'énergie éolienne, 400 MW d'énergie solaire photovoltaïque, 500 MW d'énergie solaire thermoélectrique, 2039 MW d'énergie valorisant la biomasse, 235 MW d'énergie produite à partir de biogaz (Institute for Energy Diversification and Savings, dans Spanish Renewable Energy Association, Janvier 2008). Le Tableau 41 suivant regroupe les incitatifs recensés en Espagne pour encourager les énergies renouvelables.

TABLEAU 41 : INCITATIFS ESPAGNOLS POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Filière	Incitatif
<ul style="list-style-type: none"> Solaire thermique Solaire photovoltaïque Éolienne Géothermique Biomasse et déchets 	<ul style="list-style-type: none"> Principauté des Asturies Solaire thermique : subvention maximale de 238€ par m² jusqu'à 12000€ maximum Solaire photovoltaïque : raccordé au réseau : 7.14 € par W installé jusqu'à 12000€ maximum; non raccordé au réseau : 14.29 € par W installé Éolienne, géothermique et biomasse : 60% des coûts, jusqu'à 30000€ maximum.
<ul style="list-style-type: none"> cogénération, petite hydroélectricité, biomasse et biogaz et autres filières 	<ul style="list-style-type: none"> Région de La Rioja Subvention de 15 % des coûts d'investissement
<ul style="list-style-type: none"> Solaire thermique Solaire photovoltaïque Éolienne Géothermique Biomasse agricole et forestière et déchets solides municipaux 	<ul style="list-style-type: none"> Région de Murcie Subvention de 50 % des coûts d'investissement
<ul style="list-style-type: none"> Solaire, biomasse agricole et forestière et valorisation des déchets municipaux 	<ul style="list-style-type: none"> Déductions de taxe de 10% pour l'ensemble du pays

Source: Government Incentives for Renewable Energy in Europe, World Resources Institute, Spain, 2006

Belgique

En Belgique, les politiques énergétiques sont mises en place séparément en Wallonie, en Flandres et à Bruxelles. La biomasse est la source d'énergie renouvelable dominante en Belgique. En 2000, moins de 2 % des besoins énergétiques wallons étaient satisfaits grâce à l'utilisation de sources d'énergies renouvelables. L'objectif de la politique énergétique wallonne est que, pour l'année 2010, les sources d'énergies renouvelables fournissent 9 % des besoins en électricité et 12 % des besoins en chaleur.

La Belgique, le Royaume-Uni, l'Italie, les Pays-Bas ainsi que la Suède ont mis en place un système de certificat vert (*Renewable Obligation Certificates System, ROCS*). Le propriétaire de l'installation de production d'électricité verte bénéficie de deux revenus : l'un lié à la vente physique d'électricité sur le réseau l'autre à la vente de certificats verts. Chaque fournisseur d'énergie doit fournir un certain quota de certificats verts en fonction des ventes d'électricité qu'ils réalisent. Par exemple, lorsque le quota est de 5%, un fournisseur qui vend 100 MWh à des clients finals doit fournir 5 certificats verts. En 2007, le quota était de 7 % en région wallonne (Rapport de la Belgique concernant la mise en œuvre des objectifs fixés en application de la directive 2001/77/CE du Parlement Européen, 2005).

Les fournisseurs peuvent remplir leur obligation soit en produisant eux-mêmes l'énergie de ces certificats, soit en l'achetant directement aux producteurs d'électricité renouvelable via un mécanisme de marché, soit faire les deux. S'ils ne parviennent pas à présenter un nombre de certificats suffisant, les fournisseurs doivent payer une pénalité (un prix de rachat) pour chaque certificat manquant auprès d'un organisme national de régulation. Ce dernier fixe chaque année le montant de la pénalité en fonction de l'indice des prix au détail (EurObserv'ER, 2008a).

Chaque producteur d'électricité verte²⁹, dont l'installation doit d'abord être certifiée, reçoit des certificats verts proportionnellement à sa production d'électricité et au taux d'économie de CO₂ que son installation permet par rapport à une installation classique de référence. Un certificat vert sera attribué pour 1 MWh divisé par le taux d'économie en CO₂ (t). Le mécanisme des certificats verts est un système de soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables d'énergie dont toute installation située en Wallonie peut en bénéficier (que l'électricité soit autoconsommée ou injectée sur le réseau).

²⁹ En Région wallonne, l'électricité verte est définie comme de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou de cogénération de qualité dont la filière de production permet un taux minimum de 10% d'économie de CO₂ par rapport aux émissions d'une production classique d'électricité dans des installations modernes de référence.

Les producteurs d'électricité verte en Région wallonne peuvent également bénéficier d'un mécanisme d'aide à la production. Il s'agit d'un « subside » obtenu en échange des certificats verts. À côté du prix de marché, les producteurs d'électricité verte se voient garantir un certain montant qui leur permet de prendre en charge les surcoûts liés à la production d'électricité verte. Le montant de l'aide est en principe de 65 € par certificat vert. L'aide à la production peut être accordée pour la durée de l'amortissement de l'installation avec un maximum de dix ans (Rapport de la Belgique concernant la mise en œuvre des objectifs fixés en application de la directive 2001/77/CE du Parlement Européen, 2005).

Le régime d'aide à la production n'est pas cumulable avec le mécanisme des certificats verts. Chaque trimestre, le producteur peut, soit vendre ses certificats verts sur le marché des certificats verts, soit les échanger auprès de l'administration pour bénéficier de l'aide à la production. (Rapport de la Belgique concernant la mise en œuvre des objectifs fixés en application de la directive 2001/77/CE du Parlement Européen, 2005). Le Tableau 42 regroupe les divers incitatifs recensés en Belgique pour encourager les énergies renouvelables.

TABLEAU 42 : INCITATIFS BELGES POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Filière	Incitatif
▪ Méthanisation	▪ Aides relatives à la mise en conformité des capacités de stockage des effluents d'élevage liquides : 40 % sur l'investissement des cuves
▪ Méthanisation ▪ Solaire, Éolienne ▪ Hydraulique ▪ Géothermie	▪ Prime forfaitaire de 15 % du montant du programme d'investissement : terrains, bâtiments, investissements matériels, licences et de brevets ▪ Aide à la consultation : 75 % des honoraires
▪ Solaire photovoltaïque	▪ 20 % de l'investissement avec un plafond à 3.500 €
▪ Méthanisation	▪ Étude de faisabilité : subvention de 50 % plafonnée à 2 500 €
▪ Éolien	▪ Subvention aux études de mesures de vent : 50 % du coût, maximum de 5 000 €
▪ Production d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelables ▪ Appareils de combustion, de chauffage, de climatisation et d'éclairage ▪ Production et utilisation d'énergie par conversion chimique, thermochimique ou biochimique de la biomasse et des déchets	▪ Déduction fiscale de 14 %

Source : Service public fédéral. Voir
mineco.fgov.be/energy/renewable_energy/report_Belgium_directive_200177CE_fr.pdf

Royaume-Uni

Les objectifs du Royaume-Uni visent à réduire ses émissions de CO₂ par rapport à 1990 en innovant et en accélérant le développement des énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, solaire ou valorisant la biomasse. En octobre 2007, le ministre de l'Énergie a annoncé que 10 à 15 % de l'énergie produite en 2020 proviendraient de sources renouvelables. Un des objectifs de la stratégie *UK Biomasse Strategy* est d'accroître la proportion de chaleur et d'électricité produite à partir de sources renouvelables. Le système d'obligation sur les énergies renouvelables mis en place en 2002 impose à tous les fournisseurs d'électricité de recourir à des générateurs utilisant des sources d'énergie renouvelable à hauteur de 6,7 % (en 2007) de leur production totale (Ambassade de France au Royaume-Uni, Service Science et Technologie, 2007).

La microgénération, production domestique ou locale de chaleur et/ou d'électricité à partir de sources d'énergie peu émettrices de GES (micro-renouvelables et microcogénération), va recevoir 50 millions de livres sur trois ans (2006-2009) dans le cadre de la première *Microgeneration Strategy* annoncée en mars 2006 au Royaume-Uni. Ce programme va financer des projets de microproduction et d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

L'énergie décentralisée est celle générée au point ou tout près du lieu d'utilisation. L'Office des marchés du Gaz et de l'électricité (Ofgem) définit l'énergie décentralisée comme l'énergie produite par des installations de puissance inférieure à 50 MW connectées au réseau local de distribution. La microgénération réfère à l'énergie décentralisée de petite puissance (entre 50 et 100 kW) (Trade and Industry Committee, 2007).

Tel que mentionné, le Royaume-Uni a mis en place un système de certificat vert basé sur un quota de fourniture (toutes énergies confondues), dont la valeur s'ajoute au prix du marché de l'électricité. Au Royaume-Uni, ce quota augmente chaque année comme le prévoit la loi. Il était de 7,9 % en 2007/2008 et augmentera jusqu'à 14,5 % en 2015. Les producteurs peuvent demander un certificat pour chaque MW (ou moins) d'électricité renouvelable produite. Ensuite, ces certificats peuvent être vendus sur le marché à des distributeurs afin de les aider à remplir leurs obligations de fournir une proportion d'électricité provenant de source renouvelable. Le prix du certificat dépend du marché et de plusieurs facteurs. Toutefois, les producteurs décentralisés pouvaient espérer un prix de 20 à 30 £ par certificat en 2006-2007 (Microgeneration strategy, 2006).

Le Tableau 43 regroupe les incitatifs recensés au Royaume-Uni pour encourager les énergies renouvelables.

TABEAU 43 : INCITATIFS BRITANNIQUES POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Incitatif	Filière
▪ Taxe sur la Valeur ajoutée de 5 %	▪ La plupart des technologies de microgénération d'énergie
▪ 50 % d'aide à l'investissement	▪ Solaire Photovoltaïque

Source : Department for Environment, Food and Rural Affairs. Voir www.defra.gov.uk/farm/crops/industrial/energy/capital-grants.htm

Incitatifs dans d'autres pays européens

D'autres pays européens ont mis en place des incitatifs pour le développement des installations de microproduction d'électricité. Les incitatifs en Autriche, au Danemark, en Hongrie, en Italie et au Luxembourg sont détaillés. D'autres incitatifs mis en place par d'autres juridictions européennes sont recensés sur le site du *World Resources Institute*³⁰.

En Autriche, des incitatifs fédéraux sont proposés par le *Kommunalkredit* à hauteur de 30 % des coûts d'investissement pour les petites installations hydroélectriques, les installations de chauffage à la biomasse, les installations de production de biogaz, les systèmes géothermiques, les systèmes solaires et éoliens. Ces incitatifs peuvent être combinés à des supports financiers proposés par les différents États jusqu'à 60 % des coûts. (Government Incentives for Renewable Energy in Europe, Austria). Les producteurs de biogaz particulièrement bénéficient de subventions et de prêt à faible taux d'intérêt pour la construction de leur installation (Coulibaly, 2008).

Au Danemark, les producteurs de biogaz bénéficient également d'aide à l'investissement avec un montant maximal de 20 % des coûts de construction, d'une exonération de taxe sur la production de biogaz, de prêts à taux d'intérêt réduit pour le financement des unités de production de biogaz (Couturier, 2004 dans Coulibaly, 2008).

La Hongrie propose des subventions jusqu'à 30 % des coûts d'investissement pour toutes les filières énergétiques de source renouvelable, selon le projet et la capacité installée³¹.

L'Italie propose également des subventions à l'installation de 30 à 40 % des coûts et jusqu'à 80 % pour le solaire photovoltaïque, notamment pour les installations sur le toit de petite capacité (5 à 50 kW)³².

³⁰ Voir www.thegreenpowergroup.com/policy.cfm?loc=eu

³¹ Voir www.thegreenpowergroup.com/pdf/renewable_policy_Hungary.pdf

Le Luxembourg propose des subventions pour les systèmes solaires photovoltaïques : les installations inférieures à 4 kW reçoivent une subvention de 50 % des coûts avec un maximum de 4000 €/kW. Les installations entre 4 et 50 kW reçoivent entre 400 et 655 €/kW³³.

³² Voir www.thegreenpowergroup.com/pdf/renewable_policy_Italy.pdf

³³ Voir www.thegreenpowergroup.com/pdf/renewable_policy_Luxembourg.pdf

Annexe 6 - Tarif de rachat d'électricité pour d'autres pays européens, en 2006

Le Tableau 44 présente les tarifs de rachat d'électricité la première année et durée du contrat, pour chaque filière énergétique et chaque pays membre européen, en 2006, ainsi que la durée de l'aide pour différentes technologies.

TABLEAU 44 : TARIFS DE RACHAT D'ÉLECTRICITÉ DANS D'AUTRES PAYS EUROPÉENS EN 2006 (€ CENTS/KWH)

Pays		Petite Hydro			Biomasse solide	Biogaz	PV	Géothermie
Autriche		3.8-6.3 13 ans	7.8 13 ans	-	10.2 – 16.0 13 ans	3.0 – 16.5 13 ans	47.0 – 60.0 13 ans	7.0 13 ans
Chypre		6.5 Aucune limite	9.5 15 ans	9.5 15 ans	6.5 Aucune limite	6.5 Aucune limite	21.1 – 39.3 15 ans	-
Rép. Tchèque	fixe	8.1 15 ans	8.5 15 ans	-	7.9 – 10.1 15 ans	7.7 – 10.3 15 ans	45.5 15 ans	15.5 15 ans
	premium	10.5 15 ans	12.5 15 ans	-	10.0 – 12.0 15 ans	9.9 – 12.5 15 ans	49.0 15 ans	18.0 15 ans
Danemark		-	7.2 20 ans	-	8.0 20 ans	8.0 20 ans	8.0 20 ans	6.9 20 ans
Estonie		5.2 7 ans	5.2 12 ans	5.2 12 ans	5.2 7 ans	5.2 12 ans	5.2 12 ans	5.2 12 ans
France		5.2 – 7.6 20 ans	8.2 15 ans	13.0 20 ans	4.9 – 6.1 15 ans	4.5 – 14.0 15 ans	30.0 – 55.0 20 ans	12.0 – 15.0 15 ans
Allemagne		6.7 – 9.7 30 ans	8.4 20 ans	9.1 20 ans	3.8 – 21.2 20 ans	6.5 – 21.2 ²⁾ 20 ans	40.6 – 56.8 12 ans	7.2 – 15.0 20 ans
Grèce		7.3 – 8.5 12 ans	7.3 – 8.5 12 ans	9.0 12 ans	7.3 – 8.5 12 ans	7.3 – 8.5 12 ans	40.0 – 50.0 12 ans	7.3 – 8.5 12 ans
Hongrie		9.4 Aucune limite	9.4 Aucune limite	-	9.4 Aucune limite	9.4 Aucune limite	9.4 Aucune limite	9.4 Aucune limite
Irlande		7.2 15 ans	5.7 – 5.9 15 ans	5.7 – 5.9 15 ans	7.2 15 ans	7.0 – 7.2 15 ans	-	-
Italie		-	-	-	-	-	44.5 – 49.0 20 ans	-
Lituanie		5.8 10 ans	6.4 10 ans	6.4 10 ans	5.8 10 ans	5.8 10 ans		-
Luxembourg		7.9 – 10.3 10 ans	7.9 – 10.3 10 ans		10.4 – 12.8 10 ans	10.4 – 12.8 10 ans	28.0 – 56.0 10 ans	-
Pays-Bas		14.7 10 ans	12.7 10 ans	14.7 10 ans	12.0 – 14.7 10 ans	7.1 – 14.7 10 ans	14.7 10 ans	-
Portugal		7.5 15 ans	7.4 15 ans	7.4 15 ans	11.0 15 ans	10.2 15 ans	31 – 45 15 ans	-
Slovaquie		6.1 1 an	7.4 1 an	-	7.2 – 8.0 1 an	6.6 1 an	21.2 1 an	9.3 1 an

Pays		Petite Hydro			Biomasse solide	Biogaz	PV	Géothermie
Slovénie	fixe	6.0 – 6.2 10 ans	5.9 – 6.1 10 ans	-	6.8 – 7.0 10 ans	5.0 – 12.1 10 ans	6.5 – 37.5 10 ans	5.9 10 ans
	premium	8.2 – 8.4 10 ans	8.1 – 8.3 10 ans	-	9.0 – 9.2 10 ans	6.7 – 14.3 10 ans	8.7 – 39.7 10 ans	8.1 10 ans
Espagne	fixe	6.1 – 6.9 Aucune limite	6.9 Aucune limite	6.9 Aucune limite	6.1 – 6.9 Aucune limite	6.1 – 6.9 Aucune limite	23.0 – 44.0 Aucune limite	6.9 Aucune limite
	premium	8.6 – 9.4 Aucune limite	9.4 Aucune limite	9.4 Aucune limite	8.6 – 9.4 Aucune limite	9.4 Aucune limite	25.5 Aucune limite	9.4 Aucune limite

1) Pour les pays ayant une autre monnaie que l'euro, le taux de change appliqué est celui du 1^{er} janvier 2006 [QANDA Corporation 2006]

2) La valeur maximale donnée pour l'Allemagne est seulement applicable si tous les premiums sont cumulés. Cela inclut l'utilisation avancée des innovations technologies, génération CHP et l'utilisation durable de la biomasse.

Source : Klein, 2006

Annexe 7 – Type de facturation des coûts de connexion en Europe

En Europe, il existe quatre méthodes pour facturer les coûts de connexion au réseau électrique (Klein, 2006) :

- *Shallow connection charging* : le producteur d'électricité paye uniquement le coût des équipements nécessaires au raccordement au point le plus près du réseau de distribution (au voltage approprié). Les coûts associés au renforcement du réseau sont supportés par l'opérateur du réseau, qui applique généralement une charge d'utilisation. Ce système est utilisé en Allemagne, en Belgique et au Danemark. D'après un rapport de septembre 2005 de l'ELEP (*European Local Electricity Production*), c'est le système le plus recommandé.
- *Deep connection charging* : le producteur d'électricité doit couvrir tous les coûts associés à la connexion de l'installation. Cela inclut les dépenses pour le raccordement au point le plus près du réseau de distribution ainsi que tous les coûts associés au renforcement du réseau. Ce système est utilisé en Autriche, en Italie et en Espagne.
- *Mixed or shallower connection charging* : le producteur d'électricité paye le coût de raccordement au réseau de distribution ainsi qu'une partie des coûts associés au renforcement du réseau. Le point crucial est de fixer le partage des coûts de renforcement du réseau. Cela nécessite des règles claires et transparentes. Généralement, ce coût est calculé selon la proportion d'utilisation de l'infrastructure en place. Ce système est utilisé en France et au Royaume-Uni.
- *True connection charging* : le producteur d'électricité doit payer les coûts équivalents à la dépense pour la connexion de l'installation au point le plus près du réseau de distribution (au voltage approprié) auquel la capacité du réseau est suffisante pour incorporer l'installation sans besoin de renforcer le réseau. Ce système est très peu utilisé en Europe.

Annexe 8 – Coûts de production de trois installations de biogaz en Allemagne

Une étude allemande propose des calculs de coût de production pour différents types d'installations de biogaz (FNR Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung, 2004) (Tableau 45).

TABLEAU 45 : COÛTS DE PRODUCTION POUR TROIS TYPES D'INSTALLATIONS DE BIOGAZ EN ALLEMAGNE

Type d'installation		Cultures énergétiques : 55 kW	Cultures énergétiques : 330 kW	500 kW
Cheptel	UGB	120	840	840
Lisier de bovins	tMF /an	2 160	9 360	9 360
Lisier de porcs	tMF /an		3 456	3 456
Restes de fourrage	tMF /an	22	95	95
Ensilage d'herbes	tMF /an	400	1 500	
Ensilage de maïs	tMF /an	600	2 500	1 700
Seigle 40% en propre; 60% acheté	tMF /an		500	1 500
Bac à graisse	tMF /an			1 000
Restes de nourriture	tMF /an			3 000
Volumes du fermenteur	m3	420	2 400	3 000
Production de gaz	m3/an	233 490	1 319 724	1 919 534
Puissance de la cogénération	kW	55 dual-fioul	330 moteurs gaz	500 moteurs gaz
Rendement électrique	%	33	39	40
Durée de service en heures	h/an	8 000	8 000	8 000
Production d'électricité, nette	kWh/an	397 276	2 286 584	3 484 732
Production de chaleur, nette	kWh/an	393 684	2 033 041	2 647 861
Investissement/m3 du fermenteur, dont 40% d'équipement technique	€m3	564	286	340
Investissement pour le moteur	€kW	150	240	160
Frais d'investissements	€	245 130	765 600	1 100 000
Coût de production des cultures énergétiques consommées	€/an	36 016	198 255	243 082
Frais d'exploitation (amortissement, intérêts, assurances)	€/an	39 770	109 778	158 116
Achat énergie électrique	€/an	1 228	14 595	26 229
Dépenses en main d'œuvre (15 E/h)	€/an	547	16 425	27 375
Total des frais	€/an	82 489	336 053	454 802

Type d'installation		Cultures énergétiques : 55 kW	Cultures énergétiques : 330 kW	500 kW
Vente électricité	€an	71 674	407 797	391 977
Prime cogénération pour utilisation chaleur	€an	396	462	448
Fioul substitué pour maison (40 ¢ euros/l)	€an	1 200	1 200	1 200
Total recettes	€an	73 270	409 459	343 627
Valeur des engrais substitués	€an	6 142	30 005	3 8877
Profit pour entrepreneur	€an	-3 077	103 411	-22 298

Source : FNR Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung, 2004

UGB: une Unité gros bétail correspond à 500 kg de poids vivant d'animaux d'élevage moyens.

tMF /an : tonne de matière fraîche par an

Annexe 9 – Coûts de production de deux installations de biogaz en France

Production de biogaz et valorisation de 1 972 000 kWh par cogénération

Dans une ferme de Mignéville en France³⁴, une société composée de deux associés dont un agriculteur propriétaire et un gérant ont mis en place une installation de production de 784 000 m³ de biogaz par an. Cette installation produit de la chaleur (1 835 550 kWh/an, production pour l'équivalent de 40 ménages) et de l'électricité (1 550 000 kWh/an) vendue totalement au réseau électrique.

La chaleur produite a différentes utilisations : 7% est vendue à 8 habitations de Mignéville à 4 €/kWh, 5 % est proposée pour le chauffage de la mairie et de l'école, 2 % pour l'habitation de l'exploitant, salle de traite et salle d'accueil du public, 14 % pour le séchage du fourrage et 30 % pour le chauffage du digesteur.

Le biogaz épuré est brûlé dans un module de cogénération pour produire de l'électricité et de la chaleur. Un second module de cogénération est utilisé en appoint lorsque la production de biogaz est importante ou quand le cogénérateur principal est en panne. Le rendement électrique est de 38 % et le rendement thermique est de 45 %. La puissance nominale du moteur est de 230 kWé et 300 kWth.

La totalité de l'électricité produite par l'alternateur est introduite sur le réseau électrique local. Le raccordement a nécessité la mise en place d'un transformateur de 250 kVA. Dans le local technique, un compteur comptabilise l'énergie électrique sortant sur le réseau. Celle-ci est vendue au distributeur français EDF à 0,13 €/kWh. L'électricité nécessaire au fonctionnement de l'unité de méthanisation est ponctionnée sur le réseau local. Achetée à EDF, celle-ci est comptabilisée par un second compteur.

La combustion du biogaz par le moteur fournit 45 % de chaleur. Cette chaleur est valorisée sous forme d'eau chaude à 85°C au moyen d'un échangeur thermique. La répartition de la chaleur entre les différents éléments à chauffer varie en fonction des besoins de la saison (chauffage en hiver, séchage du fourrage en été). La partie du réseau de chaleur extérieure à l'exploitation, gérée par la SARL « Bio-Recycle », alimentera huit appartements de Mignéville. Il a été proposé à la commune d'étendre le réseau vers la mairie et l'école. Ceci permettrait de valoriser une quantité plus importante d'énergie thermique. L'installation engendre 4 h de travail par jour en moyenne au sein de l'exploitation.

L'apport des différentes matières premières au système est présenté au Tableau 46.

³⁴ Voir reseau-trame.com/maj/_files/upload/documents/f3M.pdf

TABEAU 46 : APPORT DE MATIÈRES PREMIÈRES AU SYSTÈME

Matières utilisées	Tonnage annuel	Équivalent agricole	Stockage
Lisier	955 tonnes/an	Effluent de 70 vaches laitières et élèves	Préfosse (60 m ³)
Fumier	255 tonnes /an		Fumière couverte (90 m ²)
Ensilage de cultures énergétiques	900 tonnes/an	20 ha	Silos (1 700 m ³ au total)
Issus de céréales ou coproduits agro- alimentaires	800 tonnes/an	/	
Graisses de flottation	350 tonnes/an	/	Pré-digester (240 m ²)

Source : L'installation de Biométhanisation Agricole "bio-Recycle de Mignéville"³⁵

L'installation « Bio-Recycle » possède un pré-digester, un digester, un post-digester et une cuve de stockage du digestat. Le post-digester est imbriqué dans le digester (système tank in tank). Il s'agit d'une installation mésophile. Le mélange des matières est porté à 39-40°C dans le prédigester et le digester.

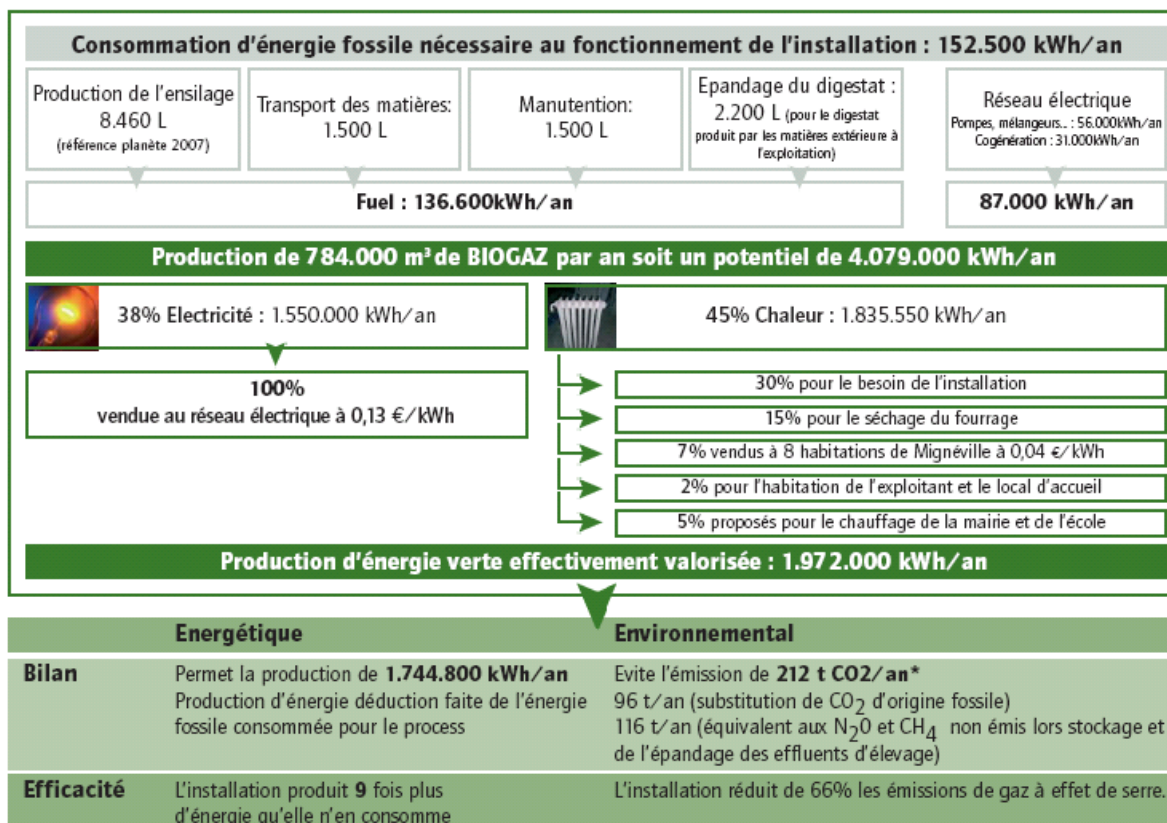
Le digestat est acheminé par gravité du post-digester à la fosse de réception du digestat dont la capacité de stockage est de 374 m³. Le volume de stockage peut paraître faible, en fait il vient s'ajouter au volume du post digester. L'acheminement du digestat est régulé par un système de double vanne.

L'épandage du digestat est effectué à l'aide d'une tonne à lisier équipée d'une rampe qui limite la volatilisation de l'ammoniac. Le digestat est épandu sur les terres de l'exploitation agricole ainsi que sur des terres mises à disposition par d'autres exploitants.

La Figure 5 présente le bilan énergétique et environnemental de l'installation de Mignéville, alors que la Figure 6 présente le bilan économique.

³⁵ Voir www.trame.asso.fr/maj/_files/upload/documents/F4M.pdf

FIGURE 5 : BILAN ÉNERGÉTIQUE ET ENVIRONNEMENTAL DE L'INSTALLATION DE MIGNÉVILLE



* références ADEME pour les calculs

Source : L'installation de Biométhanisation Agricole "bio-Recycle de Mignéville

FIGURE 6 : BILAN ÉCONOMIQUE DE L'INSTALLATION DE MIGNÉVILLE

Investissement total : 810.000 € - Dont 160 000 € d'investissement pour la première installation de 21 kW.

Détail de l'investissement		Financement : Installation de 21kW	
Première installation de 21kW	160.000 €	Etat	25% : 40 000 €
Fermenteur + terrassement	159.720 €	dans le cadre de la mise aux normes des bâtiments d'élevage	
Pompes et accessoires	7.500 €	ADEME	10% : 17 000 €
Raccordement réseau lisier	2.360 €	Conseil régional de Lorraine	10% : 17 000 €
Mélangeurs et mixers	56.900 €	Apport personnel	5% : 8 500 €
Réseau de chaleur	16.670 €	Prêt bancaire	50% : 80 000 €
Moteur et accessoires	187.825 €		
Armoire électrique et raccordement	55.620 €		
Introduceur	32.830 €	Financement : Installation de 230 kW	
Pèse-essieu	7.250 €	Etat	32% : 208 000 €
Tonneau lisier	38.000 €	dans le cadre du pôle d'excellence rural	
Hygiénisateur	25.000 €	ADEME	9% : 58 500 € (sous réserve)
Divers (petit matériel...)	12.600 €	Conseil régional de Lorraine	9% : 58 500 €
Etude ICPE	20.000 €	Apport personnel	4% : 26 000 €
Ingénierie et imprévus	27.000 €	Prêt bancaire	46% : 299 000 €
Chiffre d'affaire : 213.300 €			
Les recettes annuelles proviennent de la vente d'électricité, de chaleur et du service rendu pour le traitement des déchets agro-industriels.			
Retour sur investissement estimé : 9 ans			

Source : L'installation de Biométhanisation Agricole "bio-Recycle de Mignéville

Production de biogaz et valorisation de 750 000 kWh par cogénération

Une seconde installation en France est le GAEC Oudet qui gère un élevage de 65 vaches laitières, à Clavy-Warby dans les Ardennes³⁶. Il produit annuellement 1 100 m³ de lisier et 1 245 tonnes de fumier. L'unité de méthanisation traite le lisier de l'exploitation, de l'herbe et des refus de céréales extérieurs. Le biogaz produit est valorisé en électricité et en chaleur.

Actuellement, l'installation traite quotidiennement 6 à 7 tonnes de cosubstrats, à savoir 90 % de lisier, 9 % de refus de céréales et 1 % d'herbe. Les effluents traités sont ensuite épandus sur les terres de la ferme (188 ha). Le biogaz est valorisé en cogénération (cogénérateur de puissance 30 kW). L'électricité produite est entièrement vendue à EDF et la chaleur est utilisée pour le chauffage du digesteur et des deux maisons des exploitants. Le digesteur est une fosse béton de 600 m³, couverte, isolée, brassée et équipée de canalisation de chauffage. Le stockage se fait dans une fosse de 1 000 m³ couverte et brassée.

³⁶ L'installation de Méthanisation du GAEC OUDET. Codigestion et Cogénération. www.eden-enr.org/spip/IMG/pdf/Fiche_Biogaz_6_Oudet_EDEN.pdf

L'installation produit environ 550 m³ par jour. 80 % du biogaz est produit dans le digesteur. Les 20 % restants sont produits lors du stockage du lisier à température ambiante. Valorisé dans le groupe électrogène, le biogaz permet de produire en moyenne 720 kWh électriques par jour, soit 250 000 kWh par an, et 1 440 kWh thermiques par jour, soit 500 000 kWh par an. En moyenne, 20 % de la chaleur produite toute l'année sert au chauffage du digesteur. Le reste est utilisé pour les habitations des associés.

L'investissement total pour cette installation a été de 201 400 €. Le GAEC OUDET a reçu des aides du Conseil Régional, de l'ADEME, du Conseil Général et du Crédit Agricole, d'un montant s'élevant à 59 % de l'investissement total. Le temps consacré au montage du projet et à la réalisation est estimé par les exploitants à 3 000 heures. L'installation procure un revenu annuel d'environ 20 100 € (95 % en électricité et 5 % en économie d'engrais) auquel s'ajoutent les économies de chauffage. Les frais de fonctionnement annuels, concernant surtout l'entretien du cogénérateur, s'élèvent à 2 260 €. Le temps de retour sur investissement est estimé à 6 ans.

Annexe 10 – Étude de cas pour la production de biogaz en France

Une des études de cas du rapport du ministère de l'Économie en France porte sur les installations fonctionnant au biogaz. La méthode de calcul utilisée consiste à séparer l'installation en un « amont » de traitement des déchets et de production de biogaz et un « aval » de conversion de ce biogaz en électricité, le lien entre les deux étant porté par un coût fictif d'achat du biogaz. Dans la mesure où il existe une alternative à la production de biogaz pour traiter les déchets, le coût de production du biogaz est défini comme la différence de coût de traitement entre la solution « biogaz » et une solution de référence de traitement des déchets sans valorisation énergétique.

Dans le cas de la cogénération, le coût de production de l'électricité retenu est un coût net, comprenant les coûts de combustible et d'investissement qui auraient été nécessaires, en l'absence de cogénération, à la production de chaleur réalisée par l'installation.

Pour la production de biogaz, les coûts d'investissement et d'exploitation prennent en compte l'investissement pour les postes en aval de la torchère, pour la fourniture d'électricité au réseau de distribution, les coûts d'exploitation associés à ces matériels et les coûts de raccordement.

Pour le présent mandat, les hypothèses suivantes sont retenues :

- Modèle basé sur un système de codigestion collective de déjections animales et autres substrats (déchets des I.A.A, etc.), avec une puissance de 0,2 MW;
- Rendement de 34 % pour les moteurs à gaz (les moteurs à gaz les plus performants ont un rendement de 38,7 % pour une puissance de 0,2 MW);
- Durée de vie du moteur de 15 ans;
- Plan de maintenance pour une garantie constructeur de 120 000 h (15 ans) : maintenance préventive avec changement d'huile toutes les 700 h (immobilisation 20 h), révision 8 000 h (immobilisation 1 semaine), révision mi-lourde 20 000 h (immobilisation 2 semaines) et révision lourde 40 000 h avec échange standard du bloc moteur (immobilisation 1 mois);
- Aléa d'approvisionnement de la ressource : 5 % pour la méthanisation de biodéchets et la codigestion;
- Au total l'indisponibilité est estimée à 17 % pour la codigestion;
- Taxes locales : 7 €/kW;
- Coût d'exploitation supplémentaire de 0,75 €/MWh;
- Le coût de stockage du biogaz n'est pas compté.

Pour l'installation de codigestion collective, le coût du moteur 200 kW est élevé, le coût d'investissement total est de 1 660 €/kW. Les coûts d'exploitation et de maintenance sont estimés, selon les filières, de 50 à 70 €/kW-an en coûts fixes et de l'ordre de 17 à 27 €/MWh en coûts variables.

Dans la mesure où il existe une alternative à la production de biogaz pour traiter les déchets, le coût de production du biogaz est défini comme la différence de coût de traitement entre la solution « biogaz » et la solution de référence « sans biogaz ». On prend l'hypothèse que l'installation fournit un biogaz à débit et composition relativement réguliers dans le temps. En prenant comme hypothèses :

- Traitement de 20000 tonnes/an;
- Puissance du moteur : 200 kW;
- Taux d'utilisation du biogaz : 90 %;
- Référence de traitement sans biogaz : épandage.

Le coût de production du biogaz varie de 20 à 30 €/MWh.