

**COMITÉ TECHNIQUE AGRICOLE DE  
LA MRC DE LA RIVIÈRE-DU-NORD / INTERSAN**

---

**Description du processus de développement de  
projets de valorisation énergétique du biogaz**

*Octobre 2003*

---



## TABLE DES MATIÈRES

---

	page
<u>1</u> <u>INTRODUCTION</u> .....	1
<u>2</u> <u>PROJET DE VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DU GAZ D'ENFOUISSEMENT DE VANCOUVER</u> .....	2
<u>3</u> <u>PROJET D'UTILISATION DU GAZ D'ENFOUISSEMENT DE JACKMAN</u> .....	5
<u>4</u> <u>GREEN KNIGHT ECONOMIC DEVELOPMENT PROJECT</u> .....	7
<u>5</u> <u>CONCLUSION</u> .....	10

ANNEXE 1    Projet de valorisation énergétique des biogaz de Vancouver

ANNEXE 2    Projet d'utilisation du gaz d'enfouissement de Jackman, Colombie-Britannique

ANNEXE 3    Green Knight Economic Development Project, Pennsylvanie

## 1 INTRODUCTION

Lors de la quatrième réunion du Comité technique agricole de la MRC de La Rivière-du-Nord / Intersan tenue le 25 septembre 2003, TECSULT a présenté une revue bibliographique des projets de valorisation agricole des biogaz en Amérique du Nord. Suite à cette présentation, le Comité a mandaté TECSULT pour approfondir les connaissances sur le processus de développement de trois projets particuliers, soit ceux de Vancouver et de Jackman en Colombie-Britannique et celui de Waste Management et *Green Knight Economic Development Corporation* en Pennsylvanie. Ce rapport présente les résultats des recherches de TECSULT sur ces trois projets.

## **2 PROJET DE VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DU GAZ D'ENFOUISSEMENT DE VANCOUVER**

Le site d'enfouissement de Vancouver appartient à la Ville de Vancouver et celle-ci en assure l'exploitation. Il est situé dans la municipalité de Delta, en Colombie-Britannique, et dessert une population d'environ 900 000 habitants. Ce site, d'une capacité de 30 millions de tonnes, est exploité depuis 1966 et avait déjà reçu en 2002 plus de 12 millions de tonnes. Il reçoit présentement 400 000 tonnes par année et on prévoit de continuer à y enfouir des déchets pendant 40 autres années. Depuis septembre 2003, les biogaz de ce site d'enfouissement sont valorisés à des fins énergétiques.

Dans le cadre de la gestion environnementale du site d'enfouissement, la Ville a mis en place en 1991 un système de captage et de torchage des biogaz conçu principalement dans le but d'atténuer les odeurs. Une partie des biogaz capté était utilisée pour chauffer l'immeuble servant à la gestion du site d'enfouissement et l'alimenter en eau chaude, ce qui constituait un avantage supplémentaire du système.

Reconnaissant l'occasion de valorisation énergétique du biogaz capté, la Ville a lancé un appel d'offres en janvier 2001 afin d'obtenir des propositions visant l'utilisation bénéfique du biogaz. L'appel d'offres faisait référence au souhait de la Ville de trouver un partenaire pour financer, concevoir, construire et opérer des équipements de valorisation du biogaz. La Ville a ainsi reçu cinq propositions consistant à sécher des coquilles de mer pour en faire des fertilisants, traiter le biogaz pour approvisionner une conduite de gaz naturel locale, chauffer des serres, utiliser directement le biogaz dans une cimenterie et utiliser le biogaz en cogénération sur un site de serres à proximité du lieu d'enfouissement.

À la suite de l'évaluation des propositions, le projet de cogénération proposé par la société Maxim a été sélectionné et la Ville de Vancouver a donc débuté les négociations avec Maxim. La proposition de Maxim comprenait les éléments suivants:

- Un investissement d'environ 8 millions \$ de Maxim;
- La construction de compresseurs et de systèmes d'enlèvement de la condensation à la station de torchage du site d'enfouissement;
- La construction d'une conduite de 2,5 km depuis le site d'enfouissement jusqu'aux serres de CanAgro au sud du site;

- La construction d'une centrale thermique de 5 MW dotée de moteurs alternatifs;
- L'utilisation de la vapeur pour fournir 100 000 GJ par année de chaleur aux serres de CanAgro.

La principale difficulté qu'ont rencontrée Maxim et la Ville de Vancouver pour faire aboutir le projet a été de faire modifier le zonage du secteur du projet (qui était alors agricole) afin qu'il soit compatible avec l'utilisation industrielle envisagée. De plus, de nombreux résidents de la municipalité de Delta étaient préoccupés par les risques que présentaient ce projet de cogénération. Finalement, en janvier 2003, Maxim a obtenu toutes les autorisations requises et a signé avec la Ville de Vancouver un protocole d'entente pour la réalisation du projet. En vertu de cette entente de 20 ans, Vancouver reçoit environ 10% des revenus du projet estimés à 3 millions \$ par année et utilise ces revenus pour payer le coût d'opération du système de captage des biogaz.

Maxim produit de l'électricité à partir du biogaz afin de la vendre à BC Hydro. Une convention d'achat de 20 ans a ainsi été conclue avec BC Hydro en vertu de son programme «Green Energy Projects», ce qui signifie que BC Hydro paye une prime sur l'électricité qu'elle achète de Maxim.

De plus, Maxim optimise l'efficacité énergétique globale du projet en récupérant l'énergie résiduelle afin de la vendre à CanAgro qui l'utilise dans ses serres de légumes se trouvant à proximité de la centrale thermique. Maxim et CanAgro ont également convenu un contrat de vente de l'énergie de 20 ans. L'énergie que CanAgro achète comme source d'appoint lui coûte moins cher que le gaz naturel qu'elle utilise comme principale source énergétique.

Outre le contrôle des odeurs et la récupération d'énergie, les objectifs visés par la Ville de Vancouver à capter et brûler les biogaz incluent la réduction des émissions atmosphériques de biogaz. En effet, les sites d'enfouissement constituent des sources significatives d'émissions de gaz à effet de serre car le méthane a un effet de serre 21 fois plus grand que le dioxyde de carbone. Le captage et le brûlage des biogaz permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre car le méthane est alors converti en dioxyde de carbone. Ce dernier n'est pas comptabilisé comme émission de gaz à effet de serre, car il provient de sources atmosphériques assimilées par les organismes vivants (plantes et animaux). Le bilan du projet de valorisation énergétique du gaz d'enfouissement de Vancouver en termes de réduction des

émissions de gaz à effet de serre est donc fortement positif comme le démontre le tableau suivant :

<b>Activité</b>	<b>Réduction des émissions en équivalent de CO<sub>2</sub> (tonnes/année)</b>
Captage et combustion du biogaz	200 000
Production d'électricité	27 000
Réduction de l'utilisation de gaz naturel par les serres	5 000
Total	232 000

En présumant qu'une automobile produit environ 5 tonnes/année d'équivalent en CO<sub>2</sub>, la réduction des gaz à effet de serre associée au captage et à la valorisation des biogaz du site de Vancouver correspond aux émissions annuelles de 45 000 automobiles. De plus, la quantité d'énergie produite par le projet est environ de 500 000 GJ/année, ce qui correspond aux besoins énergétiques de 3 000 à 4 000 ménages.

L'annexe 1 présente davantage d'informations sur le projet de valorisation énergétique du gaz d'enfouissement de Vancouver.

### **3 PROJET D'UTILISATION DU GAZ D'ENFOUISSEMENT DE JACKMAN**

Le site d'enfouissement de Jackman appartient au comté de Langley et est situé dans la zone rurale et résidentielle d'Aldergrove, dans le comté de Langley en Colombie-Britannique. Ce site d'enfouissement a commencé à recevoir des déchets solides municipaux en 1956. Le comté de Langley s'en est porté acquéreur en 1973 et a poursuivi son exploitation jusqu'en 1990, année au cours de laquelle le lieu d'enfouissement a été fermé. Ce site de 14 ha contient maintenant 500 000 tonnes de déchets.

À la suite de la fermeture du lieu d'enfouissement, le comté de Langley a mis en œuvre un plan de fermeture, comprenant le recouvrement du lieu d'enfouissement, la gestion des eaux de surface, le contrôle environnemental, l'aménagement d'un milieu humide et enfin, le captage du biogaz.

Le système de captage du biogaz a été installé pour contrôler les odeurs et pour prévenir la migration du gaz dans les sols entourant le lieu d'enfouissement. Le projet de captage et d'utilisation du gaz d'enfouissement a été conçu comme une coentreprise entre le comté de Langley qui est le propriétaire du site d'enfouissement, Norseman Engineering Limited comme promoteur du projet, E.H. Hanson Engineering Group comme ingénieur de développement et Topgro Greenhouses comme utilisateur final. Topgro est apparu comme un utilisateur viable des biogaz captés en raison de ses besoins importants en énergie et de sa proximité (environ 1,5 km) du site d'enfouissement. L'annexe 2 présente un bulletin technique sur ce projet.

En vertu de l'entente renouvelable de cinq ans conclue entre le comté de Langley et Norseman, ce dernier a le droit d'acquérir les biogaz en échange de la responsabilité du système de captage du biogaz et du contrôle des odeurs et de migration des gaz. Norseman a également conclu une entente avec Topgro pour l'achat du biogaz à un prix inférieur à celui du marché pour le gaz naturel. À cet effet, Norseman a construit une station de compression et un gazoduc menant aux installations de Topgro. L'utilisation du biogaz dans les serres de Topgro a ainsi débuté en janvier 1995.

La totalité des biogaz captés sur le site de Jackman est utilisée par Topgro par l'intermédiaire du gazoduc de 1,5 km. Topgro utilise le biogaz pendant toute l'année pour chauffer ses serres et aussi pour produire du CO<sub>2</sub> qui favorise la croissance des plantes durant la période estivale.

Le système est équipé de trois chaudières, une polycombustible qui brûle les biogaz et au besoin du gaz naturel et deux autres qui brûlent essentiellement du gaz naturel.

Puisque les végétaux sont très sensibles à certains contaminants atmosphériques, les produits de la combustion des biogaz ont été analysés pendant les premières années du projet afin de s'assurer de leur qualité. Les tests ont confirmé le caractère adéquat des émissions de la chaudière polycombustible.

Étant donné que le site d'enfouissement de Jackman a été fermé en 1990, les quantités de biogaz capté ont commencé à diminuer au début des années 2000. Le promoteur du projet a donc creusé en 2002 de nouveaux puits de captage du biogaz afin d'accroître la production. Ainsi, la production est prévue de se poursuivre jusqu'en 2010, soit une période totale de 15 ans depuis le début du projet.

Sur le plan économique, Topgro et Norseman ont assuré l'investissement de 580 000 \$ pour la conception et la construction du projet. L'installation du système de captage des biogaz a coûté environ 300 000 \$ et le système d'utilisation 200 000 \$. L'implantation de la chaudière polycombustible a coûté environ 80 000 \$ à Topgro. L'exploitation et l'entretien de l'ensemble du système coûte environ 10 000 \$ par année. Le promoteur a atteint le seuil de rentabilité après les quatre premières années d'exploitation du système et génère ainsi des profits depuis 1999. Pour sa part, le comté de Langley touche une redevance de 8% sur les ventes brutes de biogaz depuis que le promoteur a récupéré son investissement.

Sur le plan environnemental, le projet d'utilisation du biogaz du site d'enfouissement de Jackman présente des avantages significatifs. D'abord, le niveau de méthane dans les puits de contrôle a baissé de 30 à 40% par volume à des niveaux indétectables, ce qui indique que la migration des biogaz est maintenant contrôlée. Ensuite, le captage et l'utilisation du biogaz permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre. En effet, le méthane capté est brûlé dans la chaudière polycombustible de Topgro et est ainsi transformé en CO<sub>2</sub> et en vapeur d'eau. Une partie du CO<sub>2</sub> est converti par la photosynthèse en hydrates de carbone et en oxygène qui servent à nourrir les plantes. En 2001, la combustion du biogaz du site de Jackman a ainsi permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 4 700 tonnes d'équivalent de CO<sub>2</sub>, soit l'équivalent des émissions de 900 automobiles.



#### 4 GREEN KNIGHT ECONOMIC DEVELOPMENT PROJECT

Waste Management possède le lieu d'enfouissement sanitaire de Grand Central, situé dans le canton de Plainfield, dans le comté de Northampton en Pennsylvanie. Vers la fin des années '90, les municipalités de Wind Gap et de Pen Argyl, qui s'étendent à proximité du lieu d'enfouissement, ne bénéficiaient aucunement de sa présence, même si elles en subissaient des impacts tels que la circulation des camions. Les trois municipalités (incluant le canton de Plainfield), regroupant 11 000 habitants, font partie de la région appelée le « *Slate Belt* », dénomination qui fait référence à l'industrie d'extraction de l'ardoise jadis prospère mais qui s'est soudainement essoufflée, créant ainsi de nombreuses pertes d'emplois. De plus, aucun autre projet de développement n'a permis de remplacer ces emplois perdus.

Le lieu d'enfouissement sanitaire de Grand Central a été rempli à sa pleine capacité en 1990, avant d'être fermé et recouvert. La même année et en 1998, son élargissement fût autorisé pour atteindre 40 ha sur une propriété de 200 ha. Ce lieu d'enfouissement reçoit 2 750 tonnes de déchets par jour et il en prévu ainsi jusqu'en 2014.

En 1998, Waste Management tentait simultanément de trouver une utilisation bénéfique des 8 500 m<sup>3</sup>/heure de biogaz du site d'enfouissement qui étaient alors captés et torchés, ainsi qu'une façon d'accroître son appui à la communauté. Ses buts étaient les suivants :

- Utiliser les biogaz sur une base productive;
- Réinjecter les produits de l'utilisation des biogaz dans les trois municipalités avoisinantes;
- Favoriser le développement économique dans la région.

Waste Management a donc demandé aux trois municipalités si elles étaient intéressées de mettre sur pied un groupe de travail chargé d'analyser le concept et de développer un projet. Ces trois municipalités sont en effet liées par le fait qu'elles forment ensemble le district scolaire de Pen Argyl. Une association locale de citoyens fût aussi invitée à participer. Chaque organisation accepta donc l'invitation et nomma trois représentants pour former le comité.

En 1999, il est apparu que la meilleure solution pour que le projet réussisse serait qu'une organisation à but non lucratif, indépendante et non politique, en soit le promoteur. Avec le soutien de Waste Management, le groupe de travail créa ainsi la *Green Knight Economic*

*Development Corporation* (GKEDC), organisation à but non lucratif au sens de la loi. La plupart des membres du groupe de travail devinrent membres volontaires du conseil d'administration de GKEDC. La charte de GKEDC spécifie que les trois municipalités ont une représentation égale dans la corporation et que la mission de celle-ci est de promouvoir le développement économique au sein des trois municipalités. De plus, c'est le conseil d'administration qui détermine comment les revenus de la vente de l'énergie issue de la valorisation des biogaz sont investis dans la communauté.

Malgré les avantages que présentaient GKEDC, la mise en place de ce nouvel organisme à but non lucratif a demandé beaucoup de temps (environ 1 an) et d'argent (plus de 150 000\$ en frais légaux).

Parallèlement à l'incorporation de GKEDC, Waste Management a conçu les plans d'une centrale thermique de 10 MW et a aussi donné une propriété adjacente de 9 ha au *Northampton County Industrial Development Authority* (NCIDA), afin de développer sur ce terrain un parc industriel pour y attirer des investisseurs éventuels. Afin que GKEDC récolte les revenus de la centrale thermique, elle devait donc posséder cette centrale. À cet effet, Waste Management et GKEDC réussirent ensemble à convaincre une banque locale de prêter 9,500,000 \$ à GKEDC pour financer la construction de la centrale, prêt dont Waste Management s'est porté garant.

Avec le financement en place, Waste Management a supervisé la construction de la centrale au profit de GKEDC, incluant entre autres l'obtention des permis nécessaires, la gestion de la construction et la négociation des contrats au nom de GKEDC (construction, interconnexion électrique et vente d'énergie). Waste Management est maintenant l'opérateur de la centrale et en vertu d'un contrat de cinq ans avec GKEDC, est tenu à certaines garanties opérationnelles. En effet, étant garant du prêt de GKEDC, c'est dans l'intérêt de Waste Management de s'assurer que la centrale fonctionne à plein régime (24 heures par jour). Par ailleurs, puisque GKEDC achète le biogaz, Waste Management peut bénéficier d'un crédit d'impôt.

GKEDC vend maintenant l'énergie « verte » à Exelon Power Team au prix de gros (35 \$US/MWh). Après paiement de la dette à la banque, ainsi que du biogaz et des frais d'opération et d'entretien de la centrale à Waste Management, GKEDC réalise des gains nets annuels d'environ 300 000 \$US. Ces revenus sont réinjectés par GKEDC à des organisations

visant à rendre service à la communauté, à protéger l'environnement ou à promouvoir le développement communautaire. Ainsi, depuis 2001, environ 500 000\$ ont été distribués pour divers projets tels que l'engagement d'une bibliothécaire, la construction d'un sentier pédestre, l'attribution de bourses d'études, l'achat d'équipements pour les services ambulanciers et de lutte contre les incendies, etc.

Une partie des revenus générés en 2001 (voir annexe 3) a permis à GKEDC d'apporter une assistance financière à un entrepreneur privé pour construire et commercialiser un bâtiment industriel de 4000 m<sup>2</sup> situé dans le parc industriel avoisinant. La construction de ce bâtiment s'est terminée en novembre 2002 et un premier locataire l'occupe depuis cette année.

Il est important de mentionner que la centrale thermique a été conçue de façon à récupérer la chaleur produite lors de la génération de l'électricité (cogénération), permettant ainsi à GKEDC de vendre cette énergie thermique. Par contre, aucun utilisateur de chaleur n'a encore été trouvé. De plus, il est à espérer que la centrale pourra éventuellement vendre l'électricité directement aux utilisateurs, permettant ainsi d'économiser les frais reliés au transport et à la distribution de l'électricité. Enfin, le statut d'organisation à but non lucratif de GKEDC lui permettait de pouvoir profiter de subventions qui ne sauraient être disponibles pour une organisation privée à but lucratif. Toutefois, GKEDC n'a pas encore vraiment cherché à obtenir de telle subvention, préférant ne pas être redevable vis-à-vis le gouvernement ou tout autre organisme.

Le projet de GKEDC a gagné le prix du projet de l'année 2000 décerné par le *Landfill Methane Outreach Program* de USEPA grâce à sa structure unique : le projet appartient à une organisation communautaire à but non lucratif et le site d'enfouissement est la propriété d'une compagnie privée.

L'annexe 3 présente davantage d'informations sur le projet de valorisation énergétique des biogaz de Waste Management et de la GKEDC.

## 5 CONCLUSION

La présente recherche a permis d'approfondir le processus de développement de trois projets novateurs en matière de valorisation énergétique des biogaz. Elle a aussi permis d'entrevoir les bénéfices et les problèmes liés au développement de tels projets.

Ainsi, il a été permis d'apprendre que la principale contrainte du projet de valorisation énergétique des biogaz du site d'enfouissement de Vancouver a été de faire modifier le zonage du secteur du projet, qui était alors agricole, afin que la présence de la future centrale thermique soit compatible avec le nouveau zonage. Par contre, les bénéfices de ce projet sont multiples, tant sur les plans environnemental, économique et énergétique.

Le projet de Vancouver, tout comme celui de GKEDC, a aussi fait l'objet de préoccupations de la part de citoyens inquiétés par la présence d'une centrale thermique. D'ailleurs, Waste Management et GKEDC ont été dans l'obligation de modifier la localisation de leur centrale, ce qui a causé certains problèmes de conception et de construction. Toutefois, ces problèmes ont pu être résolus par des solutions novatrices.

Une autre difficulté qu'ont rencontré Waste Management et ses partenaires dans son projet en Pennsylvanie fût de créer de toutes pièces une organisation à but non lucratif. Cet exercice s'est avéré long et coûteux. Il aurait été plus facile d'utiliser une organisation déjà existante, mais fallait-il que cette organisation existe et adhère au projet.

Enfin, le projet de GKEDC démontre bien qu'il est possible de réaliser avec succès un projet de valorisation des biogaz pour le profit de la communauté. Toutefois, l'examen de ce projet a permis de constater que cet exercice exige une planification rigoureuse et des ressources humaines et financières non négligeables.

En somme, à partir de ces expériences, le Comité technique agricole de la MRC de La Rivière-du-Nord / Intersan peut tirer les leçons suivantes :

- Mise sur pied d'une organisation à but non lucratif qui agit comme promoteur pour permettre une implication de la communauté et la redistribution des bénéfices;
- Intersan doit prendre en charge et contrôler les volets techniques;
- Il faut rechercher un projet qui optimise les bénéfices et en l'occurrence réaliser une étude de faisabilité incluant une visite des projets décrits dans le présent document.

# **ANNEXE 1**

---

Projet de valorisation énergétique des biogaz de Vancouver

# Vancouver Landfill: Landfill Gas Collection and Utilization Project

**J. Paul Henderson, P.Eng**  
Manager of Transfer & Landfill Operations  
City of Vancouver Engineering Services  
Vancouver, B.C.

**Ian R.B. Neville, B.Sc.**  
EBA Engineering Consultants  
Vancouver, B.C.

**Chris E. Underwood, P.Eng**  
Assistant Branch Head  
Structures and Greenways Branch  
City of Vancouver Engineering Services  
Vancouver, B.C.

Note: All authors worked in the Transfer & Landfill Operations Branch at the time they contributed to this paper.

## **Abstract**

The Vancouver Landfill is owned and operated by the City of Vancouver and is located in the southwest corner of Burns Bog in Delta, B.C. An active landfill gas (LFG) collection and control system has been operated at the Landfill since 1990 to prevent odours and reduce greenhouse gas emissions. In 2000, the City of Vancouver expanded the existing collection system such that the system now collects approximately 2000 standard cubic feet per minute (scfm) of LFG at a methane content of approximately 50%. In January 2003, the City of Vancouver signed an agreement with Maxim Power Corporation (Maxim) to beneficially use the LFG from the Landfill. Maxim will pipe the gas to CanAgro Greenhouses and at the greenhouse burn the gas to generate 5 MW of electricity for sale to B.C. Hydro and 100 GJ of heat for sale to CanAgro. The project will result in the use of approximately 500,000 GJ/year of energy, the total energy requirements of 3,000 to 4,000 homes, and will result in a reduction of more than 230,000 tonnes per year CO<sub>2</sub> equivalents or the emissions of approximately 45,000 automobiles. The LFG beneficial use project will be fully functional by the fall of 2003.

## **Background**

The Vancouver Landfill is located in the southwest corner of Burns Bog in the Corporation of Delta, British Columbia, approximately 20 kilometres south of the City of Vancouver. The Vancouver Landfill is a municipal solid waste (MSW) landfill and is owned and operated by the City of Vancouver.

The Landfill has operated since 1966 and receives approximately 400,000 tonnes of MSW annually. The Landfill serves over 900,000 residents and associated businesses from a catchment area including Vancouver, Delta, Richmond, White Rock, the University of B.C. Endowment Lands, and a portion of Surrey.

The Landfill is considered a long-term disposal facility under the 1995 Greater Vancouver Regional District Solid Waste Management Plan with a remaining capacity of approximately

18,000,000 tonnes (approximately 12 million tonnes currently in place). In September 1999 Vancouver and Delta reached an agreement that, among other things, provides an operating framework for the Landfill until 2037. The conclusion of the Vancouver-Delta Agreement has allowed the City to proceed with long-term planning and capital improvements including expansions to the site's LFG control system.

The operation of the Landfill is regulated by the Ministry of Water, Land and Air Protection (formerly Environment, Lands and Parks), under an Operational Certificate (OC). The OC includes provisions for controlling and recovering LFG at the Vancouver Landfill.

The City of Vancouver has operated an active landfill gas (LFG) collection and flare system at the Vancouver Landfill since 1991. The original system covered approximately 84 hectares of the site and included 190 vertical collection wells, plus a blower/flare system. The system was installed for odour control. Landfill gas is also used to heat and provide hot water for the Landfill's administration building.

### ***Site Characteristics***

The natural topography of the Landfill site is relatively flat, and the water table is generally within 1 metre of the ground level. The total area of the property is approximately 635 hectares and the footprint of the landfill is 225 hectares. Disposal of MSW at the site since it was first opened has proceeded from west to east. The Landfill's Design and Operations Plan (Sperling Hansen, 2000) includes filling the existing footprint to a total height of 39 metres over the remaining site life of 40 years.

The Landfill is underlain by compressible peat, up to 6 meters thick, which in turn is underlain by flood plain deposits of silty-clay, and sand. The combined thickness of the compressed peat and silty-clay layer is a minimum of 4 metres thick. The peat and silty-clay layers provide a leachate migration barrier that is more effective than required by the B.C. Landfill Criteria for Municipal Solid Waste (MOWLAP, 1993) for an engineered landfill liner (one metre thick,  $1 \times 10^{-9}$  m/s, minimum 30 cm hydraulic head) (Gartner Lee, 2000).

The Landfill is constructed by installing compacted lifts of MSW over a 3 metre thick mattress of primarily wood construction and demolition (C&D) material. The C&D mattress is installed on top of the peat to provide a working surface for heavy equipment and act as a conduit for leachate to perimeter leachate collection ditches. Leachate is pumped to a local municipal sewage treatment plant.



Refuse is deposited in 5 metre thick lifts. The active landfill area is the most eastern landfill phase, Phase 1 in Figure 1. Phase 1 will be filled to a maximum height of approximately 35 metres by 2005 or 2006. The remaining landfill phases, 2 to 9, will be filled in sequence over the rest of the Landfill's operating life according to a plan developed at part of the Landfill's Design and Operations Plan (Sperling Hansen, 2000).

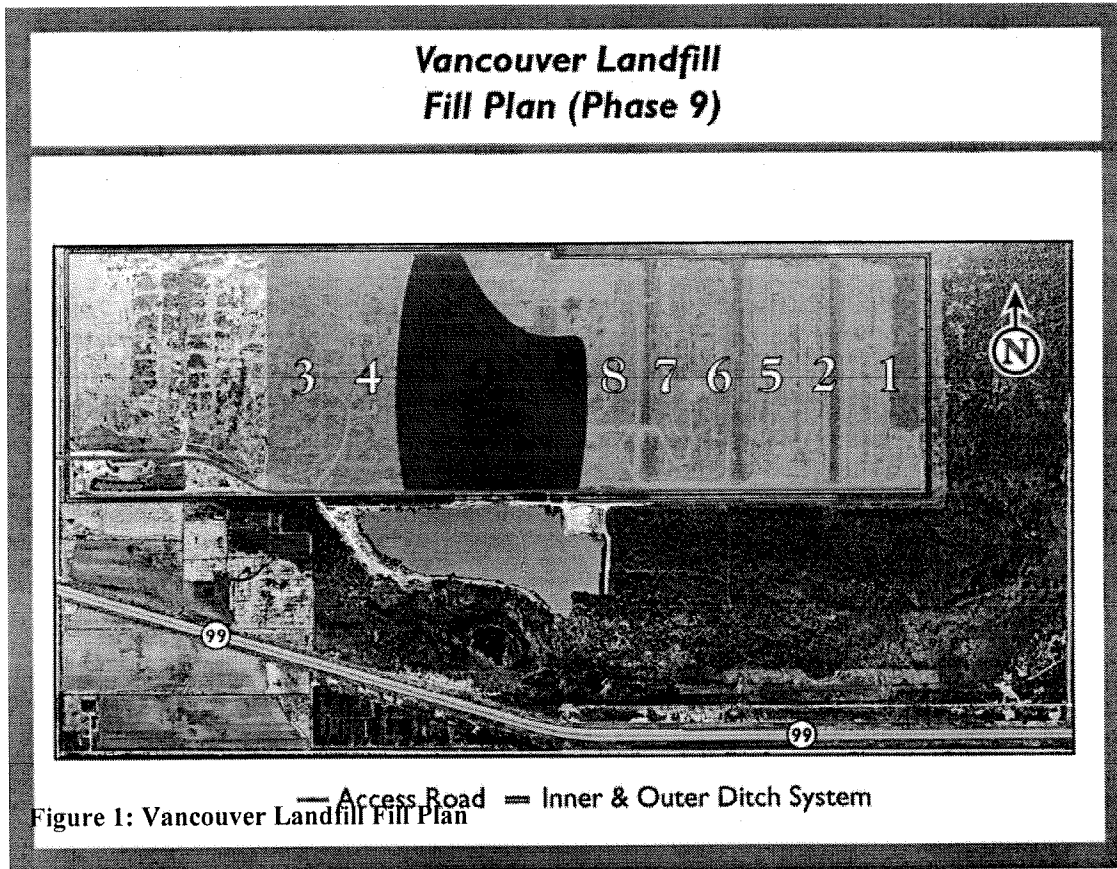


Figure 1: Vancouver Landfill Fill Plan

Figure 1: Vancouver Landfill Fill Plan

## 2000 Landfill Gas System Expansion

In 1999, Vancouver City Council approved an expenditure of \$4,700,00 to expand the Vancouver Landfill gas collection and control system. The project included expansion of the LFG control system onto approximately 58 hectares of the Landfill that had been filled since 1990, and replacement of the blower/flare system. After an initial short-listing process, two companies were asked to provide proposals for the design-build project. CH2M Hill was selected to complete the project.

The system expansion includes:

- 156 vertical high density polyethylene (HDPE) wells (230 mm bore with 100 mm diameter perforated well screens), drilled through to the bottom of the C&D mattress;

- 28 new condensate drain traps with associated piping and condensate knockout apparatus draining to the Landfill's perimeter leachate ditch;
- over 10,000 metres of buried HDPE piping in sizes ranging from 150 mm to 450 mm;
- a new blower/flare system (skid mounted), consisting of 2 multistage centrifugal blowers (1,500 standard cubic feet per minute [scfm] each), 2 refractory-lined steel enclosed-type flares (1,500 scfm each); and
- an automated alarm, shut-off and monitoring system for LFG flow rates, flare operating temperatures and LFG CH<sub>4</sub> and O<sub>2</sub> content.

The design-build project delivery method allowed the project to be completed approximately six months faster than if a traditional design-tender-construct delivery method had been selected.

The 2000 expansion was operational by February 2001. It extracts and flares LFG at approximately 2,000 scfm with 50 percent methane. Since commissioning, the system has been operated by CH2M Hill under contract and has operated more than 98% of time.

### ***2003 Landfill Gas System Expansion***

In May 2001, Vancouver City Council approved the next phase of the LFG system expansion at an estimated cost of \$1,750,000. This phase involves the installation of horizontal gas collection wells within Phase 1 and additional vertical wells in areas of the landfill that have been filled since 2000 and are not expected to receive additional refuse in the near term. A horizontal gas collection system is being installed in Phase 1 to allow the collection of LFG in this area prior to closure of Phase 1. Early gas collection will minimize odours, reduce greenhouse gas emissions and provide more LFG for beneficial use. Golder Associates is providing professional services for design and installation of the system.

The horizontal gas collection laterals are being installed within a 2 metre thick layer of woodwaste C&D material installed on top of the third layer of MSW. Approximately three more lifts of MSW will be installed on top of the C&D material prior to achieving the full landfill height in this phase of approximately 35 metres. The C&D material will act as a gas collection layer improving the flow of gas to the horizontal pipe network, and improving drainage within the landfill. Improving drainage within the landfill will reduce the potential for flooding of the gas collection laterals. Due to the low hydraulic conductivity of compacted MSW, flooding of horizontal gas collection pipes is a significant cause of system failure.

Gas system construction will occur over the summer of 2003, and gas will gradually come on line as additional MSW is filled over top of the C&D material. In total, the 2003 gas collection system is anticipated to increase LFG collection by up to 1000 scfm.

### ***Future Gas Collection Potential***

Given that the Landfill is expected to operate for up to an additional 40 years, LFG will be generated long into the future. Maximum LFG generation is expected to occur at approximately the time of closure of the Landfill and is expected to equal up to 6,000 scfm (Conestoga Rovers and Associates, 1999). Increased gas collection will occur incrementally as each phase of the Landfill is completed and closed.

## **Landfill Gas Beneficial Use**

In January 2001, the City issued a request for proposals (RFP) for LFG beneficial use. The RFP outlined the City's desire to find a partner that would finance, design, build and operate a beneficial use facility. The City received a total of 5 proposals for the project with utilization concepts including: drying sea urchin shells for fertilizer, upgrading the gas to pipeline quality for delivery to a local natural gas line, heating greenhouses, direct use in a cement kiln and cogeneration at a neighboring greenhouse. The cogeneration proposal was provided by Maxim Power Corp (Maxim). Maxim's proposal was rated highest, and therefore City staff began negotiations with Maxim.

Maxim's proposal involves:

- an investment of approximately \$8,000,000 by Maxim
- construction of compressors and condensate removal systems at the Landfill blower/flare station
- construction of a 2.5 kilometre pipeline from the Landfill to CanAgro's greenhouses south of the Landfill
- construction of a power station including 5 MW of generating capacity using Cat reciprocating engines
- use of the hot water from the engines to provide 100,000 GJ per year of heat to CanAgro's greenhouses

Maxim is selling electricity from the project to B.C. Hydro as "green power". B.C. Hydro is paying a premium for the power as part of its initiative to meet 10% of increased demand for electricity through a variety of new green energy sources through 2010 (B.C. Hydro, 2003).

In January 2003 Maxim and Vancouver signed an agreement regarding the project. The agreement has a 20-year term and Vancouver will receive approximately \$300,000 per year in revenues from the project. Vancouver's revenues will be used to offset the cost of operating the LFG collection system. Detailed design of the beneficial use system is complete and the system will be operating by fall 2003.

## **Environmental Benefits**

Vancouver's goals in collecting and combusting landfill gas include odour reduction, landfill gas emission reductions, and energy recovery. Landfills are potentially a significant source of greenhouse gas emissions because methane has a greenhouse gas potential of 21 times carbon dioxide. Collecting and burning LFG significantly reduces greenhouse gas emissions due to the conversion of methane to carbon dioxide. International protocols specify that carbon dioxide generated by landfills or through the combustion of LFG does not need to be counted as a greenhouse gas emission because the carbon dioxide had previously been stored in the plant or animal was from atmospheric sources (EPA, 2002). Therefore, the net increase in carbon dioxide is zero.

Table 1 provides an estimate of the total carbon dioxide emission reductions associated with the Vancouver Landfill gas collection and control system and the Maxim cogeneration facility based

on an estimated minimum system flow of 2000 scfm of LFG at 50% methane. The table uses a baseline condition of venting the LFG.

**Table 1: Vancouver Landfill LFG Collection and Beneficial Use Carbon Dioxide Emission Reduction**

Activity	CO <sub>2</sub> Equivalent Emission Reduction (tonnes/year)
LFG Collection and Combustion	200,000
Electrical Generation	27,000
Greenhouse Natural Gas Reduction	5,000
Total	232,000

**Notes:**

Assume alternative electrical generation method is simple cycle electrical using natural gas (e.g. Burrard Thermal)

Assume greenhouse alternative fuel is natural gas

As a reference, an automobile produces approximately 5 tonnes/year of CO<sub>2</sub> equivalents. Therefore, the net greenhouse gas emission reductions associated with LFG collection and beneficial use at the Vancouver Landfill is equal to the emissions of approximately 45,000 automobiles.

The amount of energy available from the project is equal to approximately 500,000 GJ/year or the energy requirements of 3,000 to 4,000 households.

## **References**

B.C. Hydro, 2003, [www.bchydro.com/environment/greenpower/greenpower1652.html](http://www.bchydro.com/environment/greenpower/greenpower1652.html)

Conestoga Rovers and Associates, 1999, Final Report Vancouver Landfill Gas Management System Project 1, Report prepared for the City of Vancouver Transfer & Landfill Operations Branch.

EPA, 2002, "Solid Waste Management and Greenhouse Gases: A Life-Cycle Assessment of Emissions and Sinks" EPA 530-R-02-006, Available at [www.epa.gov/globalwarming](http://www.epa.gov/globalwarming)

Gartner Lee Ltd., 2000, Vancouver Landfill Leachate Collection and Containment System Upgrades, Report prepared for the City of Vancouver Transfer & Landfill Operations Branch

MOWLAP (formerly Ministry of Environment, Lands and Parks), 1993, Landfill Criteria for Municipal Solid Waste

Sperling Hansen Associates, 2000, Vancouver Landfill Design and Operations Plan, Report prepared for the City of Vancouver Transfer & Landfill Operations Branch

## **ANNEXE 2**

---

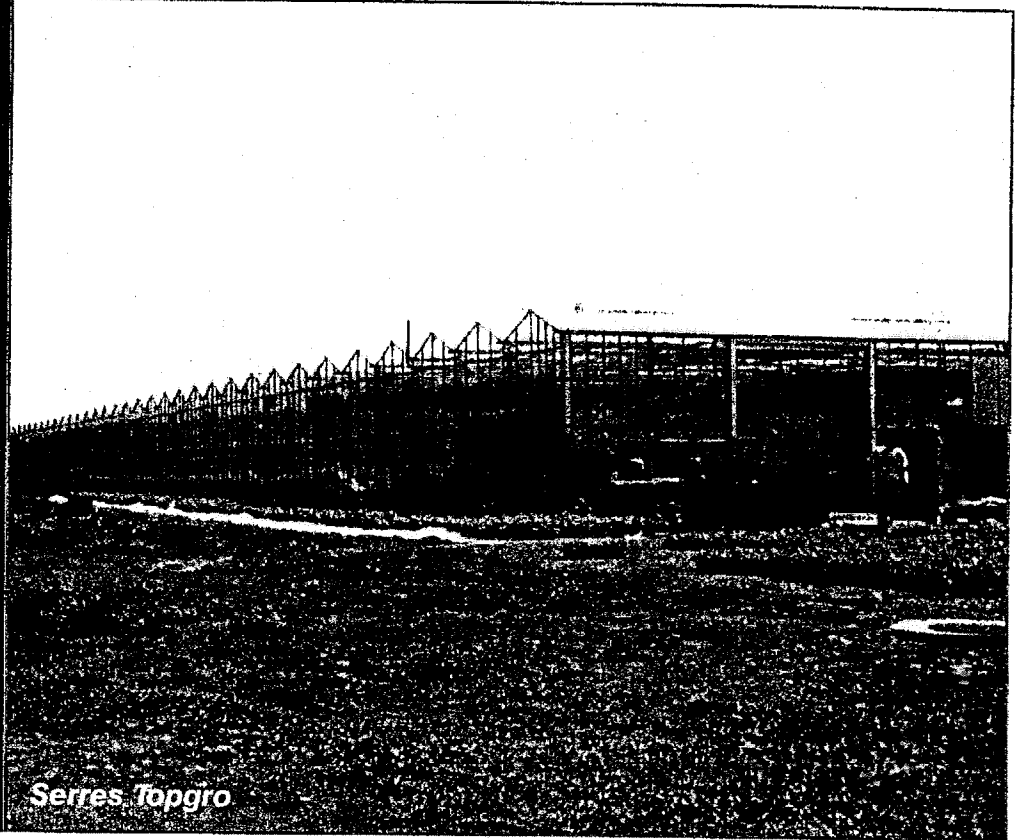
Projet d'utilisation du gaz d'enfouissement de Jackman,  
Colombie-Britannique

# Utilisation des gaz d'enfouissement

## LIEU D'ENFOUISSEMENT JACKMAN

### FAITS SAILLANTS DU PROJET

- ◆ Approche novatrice pour optimiser l'utilisation des gaz d'enfouissement qui profitent de la présence d'une serre commerciale à proximité du lieu d'enfouissement;
- ◆ le gaz d'enfouissement sert en hiver à chauffer les serres commerciales et, en été, à produire du dioxyde de carbone qui favorise la croissance des plantes;
- ◆ réduit les émissions de gaz d'enfouissement d'environ 18 000 tonnes d'équivalent annuel de dioxyde de carbone (correspond au retrait de 4 400 voitures de la route);
- ◆ contreprise réussie permettant de recouvrer la mise de fonds en cinq ans, de réaliser des économies de carburant pour l'utilisateur final et de verser des redevances à la municipalité; et
- ◆ fait la preuve qu'avec un investissement modeste, l'utilisation des gaz d'enfouissement peut réussir sur un petit lieu d'enfouissement fermé.



*Serres Topgro*

### Résumé

Depuis le début de 1995, le gaz d'enfouissement recueilli du lieu d'enfouissement Jackman a été utilisé par Topgro Greenhouses Ltd., un cultivateur de végétaux, situé à proximité du lieu. Pendant les mois d'hiver, ce gaz sert essentiellement de carburant. En été, on peut également l'utiliser pour le chauffage mais il sert essentiellement à produire du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) pour favoriser la croissance des plantes dans la serre. Le projet a démontré la viabilité économique de l'utilisation d'un ancien petit lieu d'enfouissement comme source de carburant. Le captage des gaz d'enfouissement, combiné à un système d'injection d'air situé à proximité du lieu, empêche la migration des gaz d'enfouissement dans les terrains voisins.

### Présentation générale

#### *Le gaz d'enfouissement*

Le gaz d'enfouissement est produit par la décomposition anaérobie des déchets organiques qui se trouvent dans le lieu d'enfouissement. Les principaux composants des gaz d'enfouissement sont le méthane et le dioxyde de carbone. Divers autres composés, parfois en concentration minuscule, peuvent provoquer des odeurs désagréables, nuire à la qualité de l'air et avoir des effets néfastes sur la santé. Le méthane qui se trouve dans les gaz d'enfouissement est non seulement une source d'énergie mais il présente en plus un risque d'explosion et c'est un gaz à effet de serre puissant qui contribue au changement climatique.

#### *L'emplacement du lieu*

Le lieu d'enfouissement Jackman est situé dans une zone rurale et résidentielle à proximité d'Aldergrove, dans le comté de Langley, en Colombie-Britannique. Ce lieu appartient au comté de Langley et a été exploité par ce comté jusqu'à sa fermeture en 1989. On y a enfoui des déchets domestiques et agricoles. Lors de la fermeture, environ 500 000 tonnes de déchets solides avaient été enfouis sur le lieu de 14 hectares. L'épaisseur moyenne des déchets est d'environ 12 mètres. Le lieu n'est pas équipé d'une membrane d'étanchéité quoi qu'il est recouvert d'un revêtement d'argile de un mètre d'épaisseur.

## Bulletin technique

# Utilisation des gaz d'enfouissement

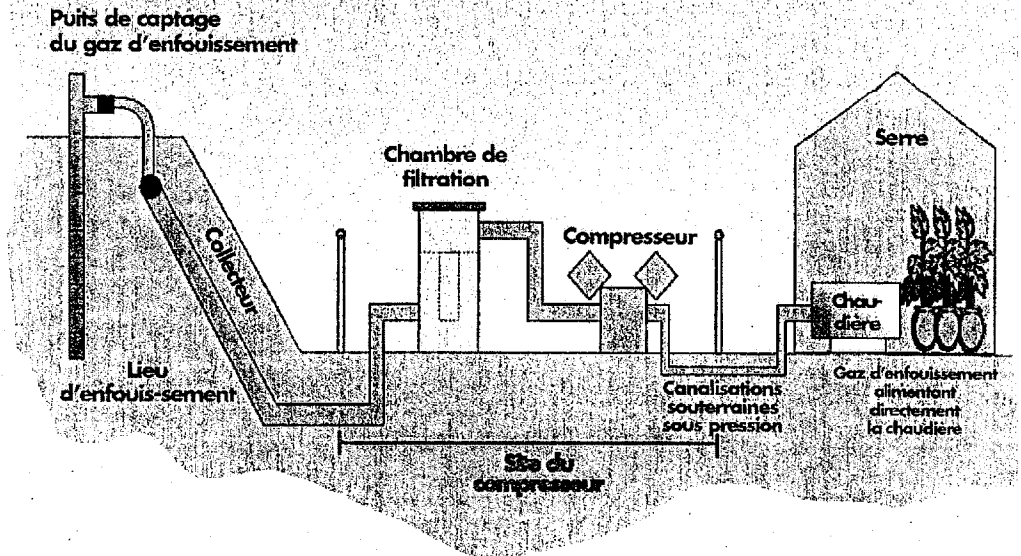
### Développement du projet

En 1991, le système de captage et de brûlage a été installé pour contrôler les odeurs et les migrations des gaz d'enfouissement dans les propriétés environnantes. En 1992, on y a ajouté un barrage à air comprimé souterrain pour contrôler les migrations de gaz en dehors du terrain. Le projet de captage et d'utilisation du gaz d'enfouissement a été conçu comme une contreprise entre le comté de Langley qui est le propriétaire du site d'enfouissement, Norseman Engineering Ltd. (Norseman) comme promoteur du projet, E.H. Hanson Engineering Group Inc. (E.H. Hanson) comme ingénieur de développement et Topgro Greenhouses Ltd. (Topgro) comme utilisateur final. Topgro est alors apparu comme un utilisateur viable des gaz d'enfouissement captés à cause de ses besoins importants en carburant et de la proximité (1,5 km environ) du lieu d'enfouissement. Une entente a été conclue entre le comté de Langley et Norseman, cette dernière société faisant l'acquisition des droits au gaz en échange de la responsabilité du système de captage des gaz et du contrôle des odeurs et des migrations des gaz. Une entente a également été conclue entre Norseman et Topgro pour l'achat du gaz. Topgro a commencé à utiliser le gaz d'enfouissement pour chauffer ses serres en janvier 1995.

### Description du projet

Le gaz d'enfouissement est extrait du site en utilisant 48 puits verticaux d'extraction répartis sur l'ensemble de la superficie du site. Ces puits descendent à 11 mètres dans la couche de déchets et sont reliés à un réseau de canalisations en PVC qui achemine le gaz d'enfouissement capté vers une station centrale de compression. L'eau recueillie dans les puisards du réseau de captage est recirculée dans le lieu d'enfouissement. Un compresseur Atlas-Copco d'un débit de 340 à 640

### Schéma du système de gaz d'enfouissement



mètres cubes par heure ( $m^3/h$ ) aspire le contenu des puits d'extraction à l'aide d'un collecteur installé sur les canalisations et comprime le gaz d'enfouissement recueilli pour l'acheminer vers l'utilisateur final.

Le gaz d'enfouissement recueilli est comprimé à 69 kilos Pascal (kPa) pour l'acheminer vers l'installation de Topgro en empruntant un gazoduc de 1,5 km de long construit avec des tuyaux en polyéthylène haute densité de 150 mm de diamètre.

La qualité des gaz d'enfouissement traités est surveillée deux fois par mois par une tierce partie indépendante qui vérifie la teneur en méthane, en dioxyde de carbone, en oxygène et en azote. En règle générale, le gaz contient de 50 à 55 p. 100 de méthane par volume et a un pouvoir calorifique d'environ 20 500 kilojoules/ $m^3$  (550 BTU/pi<sup>3</sup>).

Topgro Greenhouses utilise le gaz

d'enfouissement tout au long de l'année pour chauffer ses serres et également pour produire du  $CO_2$  qui favorise la croissance des plantes, essentiellement pendant la période estivale. Le système est équipé de trois chaudières. L'une brûle du gaz d'enfouissement et, au besoin, du gaz naturel alors que les deux autres ne brûlent que du gaz naturel. La chaudière alimentée au gaz d'enfouissement est un modèle Cleaver-Brooks qui a été modifié pour tenir compte de la plus faible valeur énergétique du gaz d'enfouissement.

Dans l'atmosphère contrôlée de l'intérieur des serres, on peut ajouter des quantités importantes de  $CO_2$  à l'air pour conserver des niveaux élevés de ce gaz afin de favoriser une croissance rapide et saine des plantes. Cela présente un intérêt particulier pendant les longues journées d'été qui connaissent la plus forte croissance des plantes et la demande la plus élevée en  $CO_2$ . Le gaz d'enfouissement capté est brûlé dans les chaudières, ce qui le réduit à deux

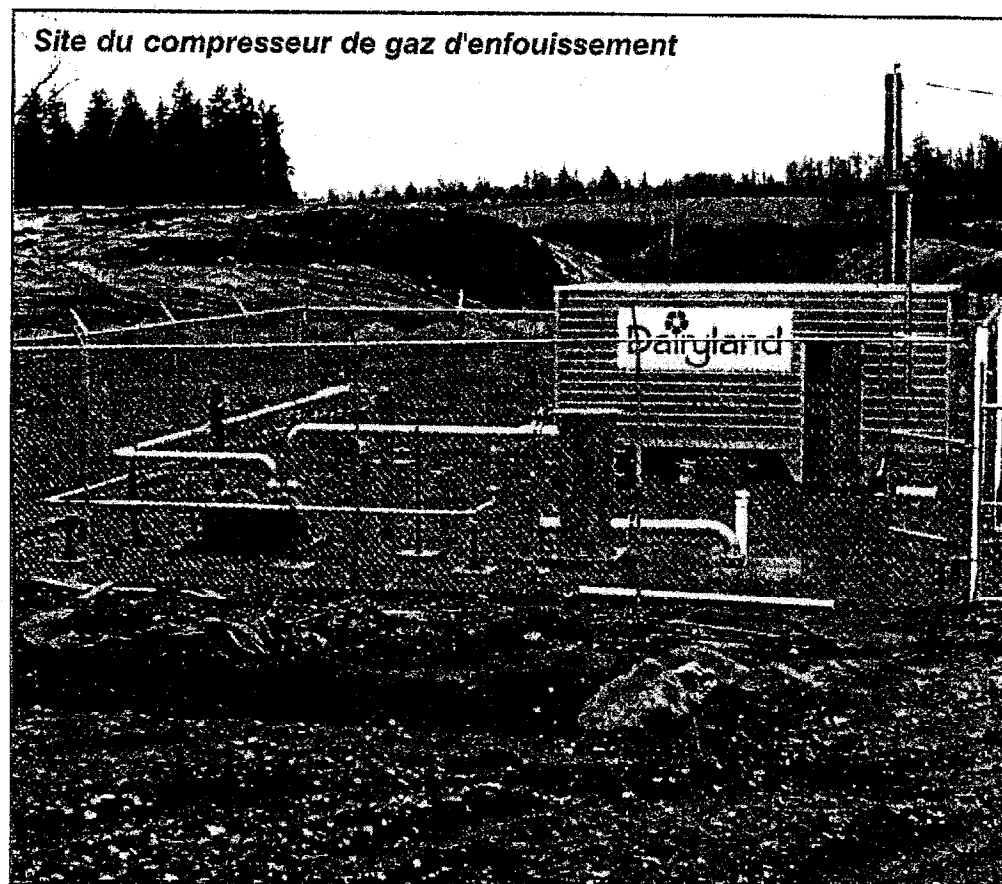
# SITE D'ENFOUISSEMENT JACKMAN

## ement

Composants : le CO<sub>2</sub> et la vapeur d'eau. L'excédent de chaleur obtenu avec la production de CO<sub>2</sub> est emmagasiné sous forme d'eau chaude dans des réservoirs isolés et circulé ensuite en fonction des besoins dans les serres pour conserver la température optimale. Ce processus de chauffage n'est en général utilisé que la nuit pendant la période estivale et jour et nuit en hiver. Pendant l'été, les gaz de chauffage de la chaudière sont captés dans la serre pour ajouter du CO<sub>2</sub> à l'air qui est consommé par les plantes.

Par ailleurs, les serres produisaient du méthane en brûlant du gaz naturel. Actuellement, le gaz d'enfouissement permet de répondre à la majorité des besoins en CO<sub>2</sub> de l'installation Topgro. On utilise aussi périodiquement du CO<sub>2</sub> en bouteille pour ajouter à celui produit avec le gaz d'enfouissement pendant les périodes où la demande est élevée et où les plantes en ont le plus besoin pour leur croissance.

Comme les plantes sont très sensibles à la contamination atmosphérique, il est très important d'analyser les produits et la combustion des gaz d'enfouissement afin de détecter la présence de tout sous-produit nuisible. On craignait particulièrement la présence d'éthylène à la suite de la combustion du gaz d'enfouissement car ce gaz accélère la maturation des plantes. Des analyses effectuées ont démontré que la concentration d'éthylène dans les rejets était nettement inférieure aux niveaux acceptables. Même les recherches réalisées en Europe ne mettaient pas la production de CO<sub>2</sub> à partir de gaz d'enfouissement pour les serres, on a conclu à la suite de ces analyses que les gaz du lieu Jackman sont « plus propres » que ceux de la plupart des lieux d'enfouissement. Topgro produit du CO<sub>2</sub> de mai à octobre pendant les deux dernières années en prenant certaines précautions comme les analyses régulières des gaz d'enfouissement, en équipant d'un système de contrôle sur



place et de systèmes d'alarme et en ne s'en servant qu'avec une bonne ventilation grâce à des fenêtres dans le toit. La production de CO<sub>2</sub> continue sur une base expérimentale.

Une torchère à gaz d'enfouissement a été installée sur le lieu d'enfouissement au cas où Topgro ne puisse utiliser le biogaz pour une raison quelconque. Il n'a pas été nécessaire d'utiliser cette torchère depuis que le système d'alimentation des serres est entré en service en janvier 1995.

Le contrôle de la migration des gaz d'enfouissement en dehors du lieu se fait au moyen d'un barrage souterrain à air comprimé. Ce système injecte de l'air dans les puits verticaux installés en pourtour du lieu sur les côtés est et nord de celui-ci. Ce barrage est composé de dix puits espacés d'environ 30 mètres et de 11 mètres de profondeur. Un ventilateur

régénératif Rotron à débit de 200 m<sup>3</sup>/h injecte de l'air dans les puits. Ce système de barrage à air comprimé est en service pendant environ 10 heures par jour. Les niveaux de méthane dans la zone tampon ont baissé en dessous des niveaux détectables depuis l'entrée en service du barrage à air comprimé et du captage du gaz.

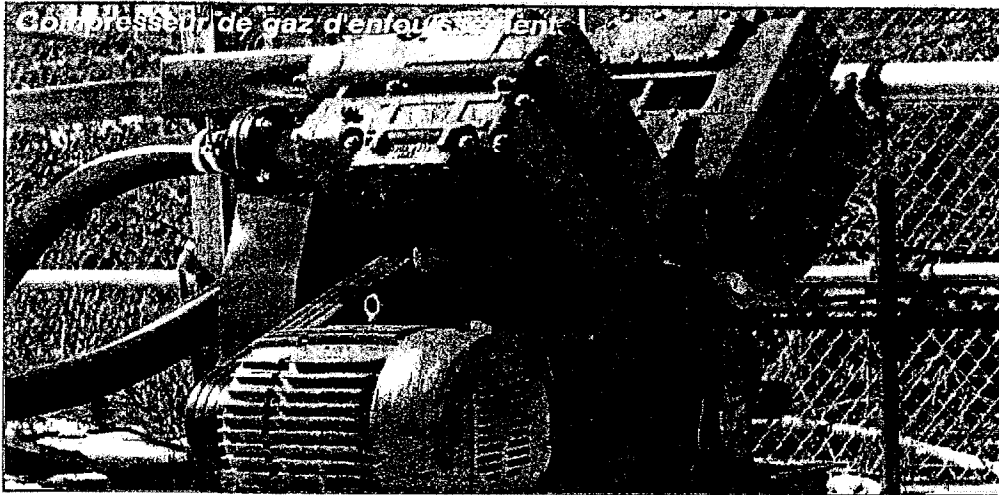
### Effacité

#### Exploitation

La totalité des gaz d'enfouissement captés sur le site Jackman sont utilisés par l'installation Topgro. En 1997, plus de 2,8 millions de mètres cubes de gaz d'enfouissement ont ainsi été recueillis et utilisés dans les serres. Cela donne environ le volume de gaz qu'il faudrait pour remplir plus de 900 montgolfières.

La quantité totale de gaz d'enfouissement





recueillis et utilisés à Topgro depuis 1997 a eu une valeur énergétique d'environ 57 000 gigajoules (60 700 MBTU). Cette énergie suffirait à chauffer plus de 800 maisons par an en Colombie-Britannique en faisant l'hypothèse d'une demande pour le chauffage de 150 m<sup>3</sup> de gaz naturel par maison par mois.

### La dimension économique

Le projet de captage et d'utilisation du gaz d'enfouissement de Jackman a nécessité un investissement initial d'environ 580 000 \$. Sur ce montant, l'installation du système de captage du gaz a coûté environ 300 000 \$ et le système d'utilisation 200 000 \$. La chaudière implantée dans la serre a été modifiée pour brûler les gaz d'enfouissement et cela a coûté environ 80 000 \$ à Topgro. L'analyse des rejets qui auraient pu se révéler nuisibles pour les plantes a été faite au prix de 27 000 \$.

L'exploitation et l'entretien continuels de l'ensemble du système revient à environ 10 000 \$ par an, ce qui comprend le remplacement des pièces usées et deux

nettoyages par an de la chaudière. Ce projet d'utilisation du gaz d'enfouissement devait, au départ, uniquement permettre de chauffer les serres pendant les mois d'hiver. Le projet a par la suite été élargi pour produire du CO<sub>2</sub> pendant les mois d'été, faisant grimper la demande de gaz d'enfouissement.

Le gaz d'enfouissement capté est vendu à Topgro Greenhouses Ltd., en fonction de la quantité consommée, à un taux inférieur à celui du marché pour le gaz naturel. Le promoteur s'attend à atteindre le seuil de rentabilité au bout des cinq premières années d'exploitation complètes et à générer des profits par la suite. Le comté de Langley touchera une redevance de 8 p. 100 sur les ventes brutes de gaz d'enfouissement quand le promoteur aura récupéré sa mise.

### L'environnement

L'environnement profite du captage et de la combustion des gaz d'enfouissement du lieu Jackman. Le niveau de méthane dans les puits souterrains de contrôle situés sur

le périmètre du lieu ont baissé de 30 à 40 p. 100 par volume à des niveaux indétectables, ce qui indique que les migrations de gaz dans les terrains avoisinants sont contrôlées.

Le captage et l'utilisation des gaz d'enfouissement réduit les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Le méthane, qui représente environ la moitié du volume du gaz d'enfouissement, est brûlé dans la chaudière. Il est ainsi transformé en dioxyde de carbone et en vapeur d'eau. Le dioxyde de carbone ainsi obtenu est converti par la photosynthèse en hydrates de carbone et en oxygène qui servent à nourrir les plantes. On obtient donc globalement un effet nettement favorable pour l'atmosphère.

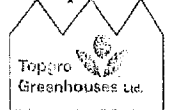
La quantité totale de gaz d'enfouissement recueillis et utilisés au projet Jackman a réduit les émissions de gaz à effet de serre d'environ 18 000 tonnes d'équivalents de dioxyde de carbone en 1997. Cela correspond à peu près aux rejets de dioxyde de carbone de plus de 4 400 automobiles.

À l'installation de Topgro, le gaz d'enfouissement est brûlé pour produire de la chaleur et du CO<sub>2</sub>. On réduit ainsi la consommation de gaz naturel, une ressource non renouvelable de carburant, ce qui est bénéfique pour l'environnement.

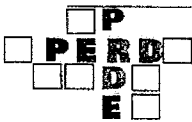
Le projet des gaz d'enfouissement de Jackman montre qu'avec un investissement modeste et la mise en œuvre d'approches novatrices, l'utilisation des gaz d'enfouissement peut se révéler une réussite dans des lieux plus petits et plus vieux.

### Pour de plus amples informations, s'adresser à :

E.H. Hanson  
Engineering  
Group Ltd.



Environnement  
Canada



Environment  
Canada

Environnement Canada  
Bureau national de la  
prévention de la pollution  
Place Vincent Massey  
351, boulevard St-Joseph  
13<sup>e</sup> étage  
Hull (Québec) K1A 0H3

Monsieur Peter Breederland  
Topgro Greenhouses Ltd.  
1110-264 Street  
Aldergrove (Colombie-Britannique)  
V4W 2M8

Monsieur Elson Hanson  
E.H. Hanson Engineering  
Group Ltd.  
Bureau 4, 7550 route River  
Delta (Colombie-Britannique)  
V4G 1C8

PRÉPARÉ PAR CONESTOGA-ROVERS & ASSOCIÉS AU NOM D'ENVIRONNEMENT CANADA

## **ANNEXE 3**

---

Green Knight Economic Development Project,  
Pennsylvanie



---

## Landfill Gas to Cold Hard Cash

By Lynn Merrill

Waste Age, Apr 1, 2001

Three communities and one waste company team up to turn a problem into an asset.

A Northampton County, Pa., landfill is turning gas into an economic opportunity that benefits the landfill owner, the environment and local communities. At the Grand Central Sanitary Landfill (GCSL) in Plainfield Township, purchased in 1996 by USA Waste Services Inc. (now Houston-based Waste Management Inc.), landfill gases that once were flared into the atmosphere now are running a 10-megawatt power plant as part of a regional industrial development project that generates electricity.

Originally permitted in November 1980, the landfill has grown from a local privately owned community facility to a regional site that serves communities in counties in eastern Pennsylvania as well as customers in New Jersey. The original 52-acre landfill was filled to capacity by 1990 and closed and capped. The permitted landfill was expanded in 1990 and again in 1998, totaling 87 acres on a 450-acre site. The landfill currently has a permitted average daily volume of 2,750 tons per day, with capacity expected to last until late 2006. A proposed expansion of the facility is expected to increase the landfill's life to 2014.

The landfill gas-to-energy (LFGTE) project began in 1998 when Waste Management (WMI) began exploring ways to use the 5,000 cubic feet per minute (cfm) of landfill gas being generated. WMI also was concerned about the economic welfare of the neighboring communities.

Although the landfill is located in Plainfield Township, the boroughs of Pen Argyl and Wind Gap both are located adjacent to it. These three communities are Northampton County's "Slate Belt Region," an area that traditionally was the home of the slate quarrying industry. Later, the textile industry provided the region's employment base. However, in recent years these industries suffered and new economic growth in the area has been slow to supplant those job losses.

### **A Beacon Burns Bright**

According to GCSL community affairs manager Harry Smith, Waste Management Inc., the landfill's owner, continued looking for an alternative to flaring the gas when it merged with USA Waste in 1998.

"Waste Management's GCSL was flaring the gas and was looking for a way to use it productively," Smith says. At the same time, he says, GCSL also wanted the proceeds of the project to benefit the neighboring communities. "We came up with a concept of a landfill-gas-to-energy plant that would benefit the communities," he says.

Plainfield Township, Pen Argyl and Wind Gap, which form the Pen Argyl Area School District, became involved in the effort in the beginning. "We asked the three communities to help create a task force to look into this concept," Smith says. "We had a dozen volunteers from the three communities, including members of the Pen Argyl area concerned citizens group. They began their work in summer 1998, and we formalized the task force in January 1999."

“The task force wanted to accomplish a couple of things early on,” says Mark Messics, director of landfill gas-to-energy for WMI's eastern area. “One way was to keep it apolitical and independent of the local governments.”

According to Messics, Waste Management also wanted to:

- Put the LFG to productive use;
- Funnel the proceeds from the LFG use into all three nearby municipalities; and
- Spur economic development in the area to provide jobs and increase the real estate tax base.

The idea was to keep the proceeds in the three communities, Messics says. “But it became evident that there wasn't any existing organization that could partner with Waste Management to get this off the ground.”

According to Pete Albanese, one of the task force's local volunteers, “Waste Management contacted us through our mayors,” he says. “From what we found from the task force, [cooperating on an LFGTE project] seemed like a good way for a large business in the area to help bring money to the community in ways other than employing people at the landfill. Economic development was our main goal.”

To that end, Waste Management looked at the 450-acre site with an eye toward industrial development. Part of the site provides a setback or buffer area — which is zoned commercial/industrial and fronts Pennsylvania State Highway Route 512 — for the landfill.

“The company donated a 19-acre tract to the Northampton County Industrial Development Authority to help attract industry into the area,” Smith says.

### **Enter the Green Knights**

As the mission of the task force developed, “it became apparent that we had to form a new corporation that would represent the three municipalities without any political attachment,” Messics recalls. “At that point [we] decided to form a nonprofit, 501C(3) corporation.”

In 1999, the task force, guided by Waste Management, incorporated as the Green Knight Economic Development Corp. (GKEDC), taking its name from the Pen Argyl School District mascot. Most of the task force members became board members of the new corporation. The bylaws ensured equal representation for each of the three municipalities, and that the corporation's mission would be to promote economic development within the municipalities. The board would determine how monies would be spent in the community.

Simultaneously, Waste Management developed a 10-megawatt power plant plan and finalized donation of the 19-acre property adjacent to the Northampton County Industrial Development Authority (NCIDA).

However, in order for the GKEDC to reap the net proceeds from the sale of power from the plant, the corporation needed to own the plant. As a result, WMI and GKEDC together convinced a local bank to provide \$9.5 million in project financing. GKEDC was named the borrower, and Waste Management served as the loan guarantor.

Once financing was secure, WMI built the 11,300-square-foot power generation facility, which uses three Solar Centaur combustion gas turbine/generators sets with accompanying fuel gas compressor skids, with an

expected average net output of 8 megawatts.

As owner of the facility, GKEDC was responsible for entering into construction, electrical interconnection and power sale contracts, while WMI handled the permitting, construction oversight and contract negotiation on GKEDC's behalf. Waste Management was named the facility operator under a separate, five-year operations and maintenance contract.

This agreement also includes operational guarantees that maximize the plant's operation while ensuring a minimal amount of downtime. GKEDC will sell wholesale "green" power to the Exelon Power Team (formerly PECO). And as guarantor of the loan, it's in WMI's best interest to ensure the plant is running at its maximum potential, Messics says.

"That plant will operate around the clock," he adds. "It's modeled after a standard design that Waste Management has used for years. All these plants are designed to run unmanned. There are numerous safety alarm systems built into the design, and if there are any malfunctions detected, an automatic phone dialer calls up our operators."

According to Smith, "The gas plant is located a couple hundred feet from the [proposed] industrial park. The intention is to transmit the green power to that industrial park." To further foster interest in the industrial park, the NCIDA intends to construct a shell building on the site to attract energy-intensive industries with low-cost green energy.

"We are just starting to solicit businesses and companies to come in the area," says Albanese, treasurer of GKEDC. Additionally, the plant is built to accommodate add-on back-end heat recovery equipment, which will enable GKEDC to also sell thermal energy (district heating/cooling, steam, hot water, etc.) to industries that could locate nearby. The hope is that eventually, the plant could legally sell electricity directly to these customers, bypassing the electric utility company's transmission and distribution costs.

"There is potential to lure businesses in for that as well," Albanese says. "Our goals were to bring a company that has high heat or electric requirements and also a decent amount of jobs. In other words, we don't want a warehouse here. We want a production facility that offers well-paying jobs."

But even if GKEDC is not successful attracting businesses immediately, Messics says the corporation stands to benefit from the project. "We're concentrating more on the thermal energy aspect in the interim," he says. "We have a contract to sell power wholesale into Pennsylvania's grid. Even if we did nothing beyond the power plant, it makes money. It's gravy if we can find a buyer for the wasted heat."

Wholesaling green power generates net revenues to GKEDC. After paying the bank and Waste Management for the gas, and for operating and maintaining the power plant, the corporation is guaranteed to net six-figure revenues, Messics says. The proceeds then will be reinvested by GKEDC in economic development projects, including infrastructure.

While actual returns are a year away, discussions on future fund distributions and which projects might be eligible already have occurred. In the beginning, the towns mentioned run-off water or sewer upgrades as possible projects, Albanese says. GKEDC also has suggested creating grants for schools to purchase new computers or for new building additions. "These kind of grants [stimulate] economic growth and also help to develop and attract businesses as well," he says.

### **Repeating a Home-Run?**

Based on its experience, GKEDC and Waste Management believe that turning a landfill waste byproduct into a regional economic growth strategy requires innovation, good will, trust and a desire to create a better community.

Fortunately, "the pieces fell together just by the developments that were happening all at the same time," Smith says. "The need for economic development and the cooperation with the community [were essential for] a facility like this."

Throughout the project, GKEDC's and Waste Management's primary focus was to determine the communities' needs, and decide how today's regional-type landfills could respond to them, he says.

But Messics agrees that the success of this collaboration was a result of opportunity as much as it was a result by design. "We didn't have a master plan going into this, and there wasn't any organization in place for us to work with," he says. "We spent a lot of time, effort and money creating the organization ... If the organization already existed, we could have probably done the job quicker and easier."

In any event, Messics says people have to be dedicated to get a project off of the ground. "There was a year's worth of work in organizing and figuring out what we were going to do," he says. "And then it took another three months of discussions with a bank to get financing."

The Grand Central Sanitary Landfill and GKEDC's efforts have paid off in a number of ways, including receiving the Washington, D.C.-based U.S. Environmental Protection Agency (EPA) Landfill Methane Outreach Program's 2000 "Project of the Year" award. The award recognizes outstanding projects that include innovation and creativity, and success in promoting LFGTE projects with environmental and economic benefits.

Although the project's practical benefits will be realized in the future, the unique set of circumstances that brought the three communities, the landfill owner and a task force together prove that there's a lot more than hot air to be made from landfill gas.

Waste Age contributing editor Lynn Merrill is the director of public services for the city of San Bernardino, Calif. For more information on methane, visit [www.wasteage.com](http://www.wasteage.com).

© 2003, PRIMEDIA Business Magazines & Media Inc. All rights reserved. This article is protected by United States copyright and other intellectual property laws and may not be reproduced, rewritten, distributed, disseminated, transmitted, displayed, published or broadcast, directly or indirectly, in any medium without the prior written permission of PRIMEDIA Business Corp.

**Green Knight Economic Development Corp.**

**Pennsylvania Nonprofit Corporation**  
Plainfield Township, Northampton County  
1963 Pen Argyl Road  
Pen Argyl, PA 18072  
610-863-1388  
www.gkedc.com

**Green Knight Energy Center****Landfill-Gas-to-Energy facility at the Grand Central Sanitary Landfill**

The GKEDC (10 MW) power plant began selling electricity on March 1, 2001 to Exelon via Electricity Utility Power Grid and completed its first fiscal year of operation on Oct. 30, 2001. After GKEDC made payments for debt and operating expenses, the proceeds for the first eight months of operation amounted to \$230,000. The GKEDC Board of Directors has invested the entire proceeds for the initial year of operation as follows:

**Economic Development – Sale Belt Ind. Center 45,600-SF Building:**

- In a joint venture, the GKEDC is providing financing assistance for private developer J.G. Petrucci Co. to construct and market a \$1.5 million 45,600-SF shell building. The Slate Belt's first shell building is under construction and will be ready for occupancy by November 2002. The project is located on a 6-acre parcel of the 20-acre Northampton County Industrial Development Authority's Slate Belt Industrial Center. The 20-acre site was donated to the NCIDA by Waste Management.
- GKEDC is providing energy and employment economic incentive packages to the project to attract high quality industry and jobs.

**Civic / Educational – Pen Argyl Area School District Communities:**

- Annual \$1,000 x 4-year scholarship to qualifying P.A. High School graduate.
- \$7,500 donation to Blue Mountain Community Library to hire a librarian.
- \$5,000 contribution to Pen Argyl Scholl district's "Families First Program".
- \$5,000 contribution Wind Borough Park 1.2 mile hiking path construction.
- \$5,000 Contribution Wind Gap Ambulance toward purchase new ambulance
- \$2,500 Wind Gap Park Board concert series.
- \$4,373 Pen Argyl Lookout Fire Co. purchase of new firemen jump suits.

9/30/02 H.S. WM/GCSL

**Green Knight Economic Development Corp.**

A Pennsylvania Nonprofit Corporation

**Green Knight Energy Center**

**Development History**

The Green Knight Economic Development Corporation began as a Slate Belt Economic Industrial Development project in the summer of 1998. Citizens representing the three municipalities that make up the Pen Argyl Area School District organized an all-volunteer task force.

The goal of the task force was to harness the energy in the methane gas generated by the Grand Central Sanitary Landfill. The task force concluded the development of a landfill-gas-to-energy plant was the most feasible option, and incorporated the nonprofit GKEDC in March 1999.

GKEDC acquired a \$9.2 million dollar loan for the project from The Lafayette-Ambassador Bank, and began construction in July 2000. Grand Central Sanitary Landfill's parent company, Waste Management, Inc., provided loan and operating guarantees and is contracted to operate and maintain the facility. The Green Knight Energy Center (10MW) power plant began selling "green power" to the Electric Utility Power Grid on March 1, 2001. The (8MW) net output of green sustainable energy converted from landfill gas, is providing the power needs for up to 8,000 homes.

After making payments for debt and operating expenses each year, GKEDC will realize annual net proceeds exceeding a quarter million dollars. These proceeds will be "invested" by the GKEDC Board of Directors primarily into economic development projects in Plainfield Township, Pen Argyl Borough and Wind Gap Borough.

The all-volunteer GK Board of Directors' unselfish dedication over the past four years has brought three municipalities together in a common project to convert landfill gas to electricity for economic benefit to improve the quality of life of their communities. The Green Knight benefits will be realized throughout the operating life of the Grand Central Landfill and for decades after it closes.

**AWARDS**

**U.S. EPA 2000 "project of the Year"** The GKEDC landfill gas-to-energy project received the award from the U.S. Environmental Protection Agency. The project earned national recognition because of its unique structure, ownership by a community-based nonprofit corporation, and the financial profit it offered to surrounding communities.

**PA DEP 2002 Waste Watchers Award** The GKEDC was selected to be among an elite group of Department of Environmental Protection 2002 Waste Watcher Award winners who work to keep Pennsylvania's environment healthy and strong.

9/30/02 H.S. WM/GCSL



## **ANNEXE 2**

---

Projet d'utilisation du gaz d'enfouissement de Jackman,  
Colombie-Britannique

## **ANNEXE 3**

---

Green Knight Economic Development Project,  
Pennsylvanie