



Distr.
LIMITADA
LC/MEX/L.956
20 de enero de 2010
ORIGINAL:ESPAÑOL

SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE RELLENOS SANITARIOS Y VERTEDEROS EN CIUDADES DE COSTA RICA

Este estudio fue elaborado por el consultor Jan Janssen, en el marco del Proyecto “*Hacia una Globalización Sostenible y Equitativa (GER/06/002)*”, bajo la supervisión del Sr. Fernando Cuevas (Q.E.P.D.). Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

10-01

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN EJECUTIVO	1
PRESENTACIÓN.....	3
INTRODUCCIÓN	5
I. SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DE LA GESTIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS DOMICILIARIOS EN COSTA RICA.....	7
1. Situación actual de la gestión y disposición de los residuos sólidos domiciliarios.....	7
2. Escenarios para la futura gestión y disposición de los residuos sólidos domiciliarios.....	12
3. Identificación de propuestas existentes	14
II. IDENTIFICACIÓN Y VISITAS A RELLENOS SANITARIOS Y VERTEDEROS	15
1. Definición de parámetros a investigar de los sitios de disposición.....	15
2. Visita a cuatro rellenos ubicados en el GAM.....	15
3. Identificación de los vertederos.....	15
4. Visitas a dos vertederos	17
III. PROYECTOS DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO EN MUNICIPALIDADES DEL GRAN ÁREA METROPOLITANA.....	18
1. Identificación de proyectos de aprovechamiento energético en las municipalidades.....	18
2. Resumen de la información analizada.....	18
IV. METODOLOGÍA APLICADA PARA LAS ESTIMACIONES	21
1. Metodología para la estimación de las emisiones y el potencial de mitigación en los sitios analizados.....	21
2. Metodología para la estimación del potencial de recuperación energética en los sitios analizados	25
V. PRINCIPALES SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LOS ESCENARIOS EVALUADOS	28

	<u>Página</u>
VI. PRINCIPALES RESULTADOS PARA LOS ESCENARIOS EVALUADOS	32
1. Resultados para los proyectos de captación y quemado para sitios en el GAM	33
2. Resultados para los proyectos de captación y generación eléctrica para sitios en el GAM	40
3. Resultados para el proyecto de captación y utilización térmica en el GAM	47
4. Resultados para los dos vertederos fuera del GAM	49
5. Resultados para proyectos de separación y compostaje en sitios dentro y fuera del GAM.....	52
6. Consideraciones adicionales acerca de la utilización del MDL....	60
VII. IDENTIFICACIÓN DE LOS ACTORES ASOCIADOS A LOS POSIBLES PROYECTOS Y RELACIÓN CON LA ENCC	61
VIII. ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS MEDIANTE UN PROYECTO PROGRAMÁTICO O UNA AGRUPACIÓN DE PROYECTOS.....	63
1. Características de un posible proyecto programático.....	63
2. Resultados de un posible proyecto programático.....	65
IX. RECOMENDACIONES PARA UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN Y COMERCIALIZACIÓN PARA UN PROYECTO PROGRAMÁTICO..	68
X. RECOMENDACIONES PARA UNA ESTRATEGIA DE PROMOCIÓN DEL PROYECTO CON COMUNIDADES	71
XI. PRESENTACIÓN RESUMIDA DE LAS EMISIONES ESTIMADAS Y DEL POTENCIAL DE MITIGACIÓN EN LA DISPOSICIÓN DE RSD EN COSTA RICA.....	73
1. Emisiones estimadas en la gestión y la disposición de RSD.....	73
2. Proyectos recomendados de mitigación en los sitios de m disposición.....	75
3. Potencial de mitigación en la disposición de RSD en Costa Rica	81
XII. RESUMEN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	84

	<u>Página</u>
XIII. RESUMEN DE RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	91
ACRÓNIMOS	93
ANEXOS:	95
1. Términos de Referencia (TdR) del Estudio	
2. Fuentes de Consulta	
3. Lista y Resumen de Reuniones y Visitas	
4. Pronóstico de Generación y Escenario Base de Disposición Final de Residuos Sólidos Ordinarios	
5. Acciones Estratégicas del PRESOL Relevantes para la Mitigación de GEI	
6.a Escenario Alternativo 1 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios	
6.b Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios	
7. Características del Relleno Sanitario La Carpio	
8. Características del Relleno Sanitario Aserrí	
9. Características del Relleno Sanitario Los Mangos	
10. Características del Relleno Sanitario Los Pinos	
11. Características del Vertedero Pérez Zeledón	
12. Características del Vertedero Zagala	
13. Metodologías y Herramientas del UNFCCC Aplicadas para los Cálculos	
14. Ejemplo de Flujo de Efectivo para un Proyecto	
15. Descripción de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC)	
16. Análisis Comparativo de Tipos de Proyectos MDL	
17. Análisis del pipeline del MDL	
18. Potencial de Emisión y Potencial de Mitigación en el Sector de Residuos de Costa Rica	

Índice de cuadros:

Cuadro 1	Situación y vida útil estimada de los rellenos sanitarios en el GAM	11
Cuadro 2	Características principales de las tecnologías de combustión interna	26
Cuadro 3	Resumen de supuestos utilizados para las estimaciones del estudio	29
Cuadro 4	Resumen de resultados para los cuatro rellenos sanitarios analizados respecto a proyectos de quemado, generación de energía eléctrica y utilización térmica.....	34
Cuadro 5	Análisis de sensibilidad para los diferentes escenarios de captación y quemado en los cuatro rellenos sanitarios analizados.....	39

	<u>Página</u>
Cuadro 6	Análisis de sensibilidad para los diferentes escenarios de captación y generación eléctrica en los cuatro rellenos sanitarios analizados 45
Cuadro 7	Análisis de sensibilidad para los diferentes escenarios de captación y uso térmico en el Relleno Sanitario La Carpio 49
Cuadro 8	Resumen de resultados para los dos vertederos analizados respecto a proyectos de captación y quemado 50
Cuadro 9	Supuestos para proyectos de separación y compostaje..... 53
Cuadro 10	Resumen de resultados para proyectos de separación y compostaje 54
Cuadro 11	Identificación de los actores asociados a un proyecto MDL en rellenos sanitarios y vertederos en Costa Rica..... 61
Cuadro 12	Resultados y potenciales ingresos de un PoA de separación y compostaje para sitios fuera del GAM..... 66
Cuadro 13	Lista de beneficios que traerían los diferentes proyectos MDL para las comunidades afectadas 72
Cuadro 14	Emisión de GEI en la gestión de RSD en Costa Rica (promedio anual 2010 a 2019)..... 73
Cuadro 15	Resumen de los proyectos recomendados y de los resultados respectivos..... 77
Cuadro 16	Potencial de mitigación de emisión de GEI en la gestión de RSD en Costa Rica (promedio anual 2010 a 2019)..... 81

Índice de gráficos:

Gráfico 1	Composición de residuos sólidos municipales en el Relleno Sanitario Río Azul 8
Gráfico 2	Proyección de la generación específica de residuos sólidos domiciliarios en Costa Rica 10
Gráfico 3	Proyección de la generación absoluta de residuos sólidos domiciliarios en Costa Rica 10
Gráfico 4	Emisiones estimadas y potencial de mitigación por captación y quemado en los rellenos del GAM..... 35
Gráfico 5	Variación del VAN ante un aumento o una disminución del 20% en el precio supuesto de los CERs..... 37
Gráfico 6	Variación del TIR ante un aumento o una disminución del 20% en el precio supuesto de los CERs..... 37
Gráfico 7	Distribución de los potenciales de mitigación de GEI (suma de los cuatro rellenos sanitarios del GAM)..... 42
Gráfico 8	Variación del VAN ante un aumento o una disminución del 20% en el precio de venta supuesto de la energía eléctrica 43
Gráfico 9	Variación del TIR ante un aumento o una disminución del 20% en el precio de venta supuesto de la energía eléctrica 43

	<u>Página</u>
Gráfico 10 Distribución de los ingresos en el Relleno Sanitario La Carpio en el escenario de generación eléctrica.....	47
Gráfico 11 Emisiones estimadas y potencial de mitigación por captación y quemado en los vertederos analizados.....	51
Gráfico 12 Emisiones estimadas de los RSD y para el sector residuos en Costa Rica	74
Gráfico 13 Potencial de mitigación en la disposición de RSD en Costa Rica (promedio anual 2010 a 2019).....	82

Índice de figuras:

Figura 1 Elementos de la determinación de las emisiones estimadas y del potencial de generación de energía eléctrica o térmica	22
Figura 2 Pasos de la determinación de las emisiones estimadas y del potencial de mitigación por medio de captación y quemado.....	24
Figura 3 Alternativas al compostaje y las ventajas respectivas.....	59

RESUMEN EJECUTIVO

El estudio “Evaluación del potencial de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y producción de energía a partir de rellenos sanitarios y vertederos en ciudades de Costa Rica” fue financiado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y coordinado por el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET). Se analizaron, por medio de las metodologías y herramientas aprobadas del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), y de reuniones, visitas y entrevistas, las emisiones futuras de GEI en los sitios de disposición de residuos sólidos, la posible mitigación de estas emisiones y el potencial de producción eléctrica. Se analizaron los rellenos sanitarios La Carpio, Aserri, Los Mangos y Los Pinos dentro del Gran Área Metropolitana (GAM), así como los vertederos de Zagala y de Pérez Zeledón y otros sitios de disposición fuera del GAM, identificando las tecnologías más apropiadas y evaluando las factibilidades económicas de los proyectos. El período de análisis es de 10 años (2010–2019). Finalmente, se simularon por medio de proyecciones y extrapolaciones las emisiones futuras y el potencial de mitigación a nivel de todo el sector de residuos sólidos domiciliarios (RSD) del país.

El estudio refleja que la gestión y la disposición de los RSD contribuyen significativamente a la emisión de GEI de Costa Rica, principalmente por la generación de gas metano en los rellenos sanitarios y vertederos. Cada uno de los rellenos sanitarios en el GAM emitiría una cantidad de gas metano equivalente a entre 0,5 y 1,9 millones de toneladas de CO₂ (t CO₂e) entre los años 2010 y 2019, si no se implementaran medidas adicionales de mitigación, y los dos vertederos emitirían alrededor de 0,2 millones de tCO₂e cada uno.

Por medio de proyectos individuales de MDL en los cuatro sitios en el GAM se podría mitigar entre 0,2 y 1,5 millones de tCO₂e sobre los 10 años de análisis. Para estos proyectos de MDL, se analizaron las tecnologías de captación y quemado, captación y utilización térmica, captación y generación eléctrica, y separación y compostaje (o tratamiento mecánico-biológico). Para sitios fuera del GAM, solamente proyectos de separación y compostaje en el marco de un Programa de Actividades (PoA o MDL programático) podrían ser técnica y económicamente factibles, representando un potencial de mitigación de 1,1 millones de tCO₂e. Estos cuatro proyectos en el GAM y el PoA fuera del GAM representan potenciales ingresos por venta de Reducciones de Emisión Certificadas (CERs) de 31,5 millones de dólares sobre los 10 años.

El potencial de generación eléctrica a partir del gas captado en los cuatro sitios en el GAM sería aproximadamente de 455 millones de kWh sobre 10 años, y la máxima capacidad instalada de 8,8 MW; sin embargo, las condiciones actuales del mercado de generación eléctrica privada hacen que en tres de los cuatro sitios esta tecnología no sea económicamente factible. La tecnología de separación y compostaje está asociada con importantes ventajas adicionales como la considerable prolongación de la vida útil de los sitios, una mejora de la gestión de los residuos a nivel de las municipalidades, la separación de materiales reciclables, y la generación de empleo.

El 13,1% de todas las emisiones de GEI del país provienen del sector de residuos, el cual incluye residuos sólidos y aguas residuales según la definición del Panel Intergubernamental del

Cambio Climático. Los cálculos del estudio muestran que la disposición de RSD emitiría aproximadamente 11,1 millones de tCO₂e sobre 10 años, lo que representa el 8,8% de las emisiones totales del país, sin implementar medidas adicionales de mitigación. 7,7 millones de tCO₂e serían emitidos en el GAM y 3,5 millones de tCO₂e fuera del GAM. El potencial de mitigación de GEI en la disposición de RSD es de 6,8 millones de tCO₂e sobre 10 años, es decir el 61% de las emisiones provenientes de este ámbito. 5,8 millones de tCO₂e de este potencial se dan en el GAM por medio de proyectos individuales, mientras que 1,1 millones de tCO₂e se dan fuera del GAM por medio de un PoA.

Los beneficios climáticos de una mejorada Gestión Integral de Residuos Sólidos (GIRS) serían mucho mayores con la inclusión del enorme potencial de mitigación asociado con el aprovechamiento de residuos industriales y agrícolas, la utilización energética de residuos, el reciclaje de materiales separados, la aplicación del compost producido, y otras medidas. Prácticas de GIRS usualmente son proyectos de protección del clima y prometen una mitigación con costos específicos relativamente bajos, una gestión de residuos significativamente mejorada, y varias ventajas estratégicas, ambientales, sociales y económicas adicionales. El MDL podría proveer recursos claves para lograr los objetivos climáticos y un mejoramiento de la GIRS a nivel del país.

A nivel político se recomienda una vinculación entre las políticas de cambio climático con las de la GIRS, la inclusión de consideraciones climáticas en instrumentos como el Plan de Residuos Sólidos Costa Rica (PRESOL), y un fomento de los mercados de generación eléctrica privada, de materiales reciclados y de compost. Además, se recomienda brindar apoyo a proyectos individuales de MDL en el GAM y analizar la factibilidad de un PoA de separación y compostaje fuera del GAM, apoyando a los actores públicos y privados involucrados.

PRESENTACIÓN

Este documento contiene estimaciones del potencial de reducción de gases de efecto invernadero y producción de energía a partir de vertederos y rellenos sanitarios de las principales ciudades y centros urbanos de Costa Rica. Se ha determinado el potencial de generación eléctrica a partir del gas natural recuperado de dichos rellenos. Lo anterior, conjuntamente con los impactos positivos de la sustitución de generación térmica a partir de combustibles fósiles y los ingresos por venta de certificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) constituyen la base para la evaluación económica de proyecto.

El documento está conformado por 13 capítulos, en los cuales se abordan los siguientes temas: la situación actual y futura de la gestión de residuos sólidos domiciliarios en Costa Rica; un resumen de los aspectos relevantes encontrados durante las visitas de campo realizadas a rellenos sanitarios y vertederos del país; la situación de los proyectos de aprovechamiento energético, en ejecución como en fase de planeación; la metodología para la estimación de las emisiones y el potencial de mitigación en los sitios analizados; los principales supuestos utilizados para realizar las estimaciones técnicas y económicas para los sitios seleccionados; los principales resultados para los escenarios evaluados; los actores relevantes y el papel de los proyectos en referencia dentro de la Estrategia Nacional de Cambio Climático del país; la estimación de los beneficios económicos mediante un proyecto programático o una agrupación de proyectos; las conclusiones del estudio, y un compendio de recomendaciones para la estrategia de gestión y comercialización para un proyecto programático, que incluyen recomendaciones para una estrategia de promoción en comunidades.

INTRODUCCIÓN

La disposición de residuos sólidos en muchas ciudades de Latinoamérica y el Caribe se realiza desde hace mucho tiempo en botaderos a cielo abierto. Sin embargo, con el paso del tiempo la utilización de rellenos sanitarios se ha incrementado debido las normativas que así lo exigen. La experiencia de naciones más desarrolladas y los casos concretos que se realizan en América Latina y el Caribe muestran que disponer de los residuos sólidos de esta manera, permiten obtener créditos económicos. Por esa razón, el manejo de residuos urbanos puede ofrecer oportunidades interesantes, no sólo de destrucción de metano sino de su aprovechamiento para la generación de electricidad.

La rentabilidad económica de los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de la basura es cada vez mayor, especialmente por las posibilidades que ofrece el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Sin embargo, la realización de este tipo de proyectos es aún incipiente en Latinoamérica, debido en parte a que existen elevados costos en los estudios de preinversión, que incluyen los estudios técnico-económicos para determinar el potencial de biogás y energía del relleno, la valoración de los beneficios económicos de este tipo de proyectos, y el procedimiento para beneficiarse de los ingresos derivados del MDL.

A grandes rasgos, el proceso es bastante simple, se inicia con la recolección de basura en un vertedero, luego se recolecta el biogás generado y se utiliza para producir y vender energía eléctrica al mismo tiempo que se aprovecha para certificar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tanto porque las partículas de la basura ya no se elevan a la atmósfera, como porque se reemplazan fuentes energéticas más contaminantes. La economía de generación con el biogás de rellenos sanitarios depende fuertemente de las inversiones que para ello deban hacerse. Si el relleno ya existe, las inversiones consideran la perforación de los pozos de extracción, la construcción de la red de recolección, la planta de tratamiento del gas y el bloque de potencia.

En Centro América solamente existe en operación un proyecto de recuperación de biogás de relleno sanitario para generación eléctrica (Río Azul, San José, Costa Rica). Dada la relevancia del tema, este documento tiene como propósito presentar un caso de estudio de los principales vertederos en Costa Rica.

Este documento fue preparado en el marco del Proyecto “Hacia una Globalización Sostenible y Equitativa (GER/06/002)”, ejecutado por la CEPAL en conjunto con la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) y financiado por el Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ). El estudio fue realizado por el consultor Jan Janssen, correspondiendo la contraparte nacional a la Dirección de Gestión de Calidad Ambiental (DIGECA) del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) de Costa Rica.

Se agradece la colaboración de los consultores Luís Roberto Chacón Fernández, Oscar Coto Chinchilla y José Pablo Rojas Wang.

I. SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DE LA GESTIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS DOMICILIARIOS EN COSTA RICA

1. Situación actual de la gestión y disposición de los residuos sólidos domiciliarios

Los documentos principales describiendo la situación actual relativa a la disposición de residuos en Costa Rica son el “PRESOL - Plan de Residuos Sólidos” y el “PRESOL - Plan de Residuos Sólidos - Diagnóstico y Áreas Prioritarias”, ambos del año 2007. La elaboración del PRESOL fue comisionado por el Programa Competitividad y Medio Ambiente (CYMA) ¹ a solicitud de la Comisión Coordinadora para la Búsqueda de la Solución Integral del Manejo de los Desechos Sólidos, ² liderada por el Ministerio de Salud (MINSALUD), con la colaboración y coordinación de la Cooperación Técnica Alemana (GTZ). El PRESOL ha sido elaborado por el consorcio internacional AMBERO-IP (empresas consultoras alemanas) y el equipo profesional local de CEGESTI. El documento de diagnóstico representa un análisis profundo de la situación de la gestión de residuos sólidos, incluyendo la disposición actual.

Se confirmó con las instituciones relevantes (IFAM, MINSALUD) que, fuera de la proyección del PRESOL, no existe otra proyección oficial de generación de residuos sólidos para el país. Tampoco existen proyecciones cuantitativas acerca de la participación del compostaje o del tratamiento mecánico-biológico en la futura gestión de residuos sólidos al nivel del país. Por lo tanto, el consultor actualizó y resumió la información relevante del PRESOL referente a la generación y disposición actual y futura, y además elaboró escenarios sobre el futuro rol del compostaje, separado por dentro y fuera del GAM (véase el punto 2 de este capítulo).

Por parte de SETENA no existe un listado actual resumiendo los proyectos de rellenos sanitarios en trámites en esta institución, con sus características como ubicación, capacidad y otros. La lista más actual se encuentra en el documento diagnóstico del PRESOL. No obstante, el consultor logró conseguir un listado de los proyectos que se encuentran actualmente en trámite, pero sin mayores detalles de cada proyecto.

El IFAM maneja un sistema de información que cubre las características de la gestión de residuos en todas las municipalidades del país, incluyendo las capacidades de los sitios de disposición. A la hora de la redacción de este informe, este sistema no estaba públicamente accesible, y todavía no es posible extraer información relevante para el estudio de este sistema.

¹ Conformado por MINSALUD, MINAET, Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) y Cámara de Industrias de Costa Rica (CICR), con apoyo de la GTZ.

² Creada según el Decreto Ejecutivo No. 33244-S-MINAE-MP-MOPT-MEP del 17 de mayo de 2006, publicado en *La Gaceta* N° 149, del 4 de agosto de 2006.

a) Generación actual de residuos sólidos ordinarios

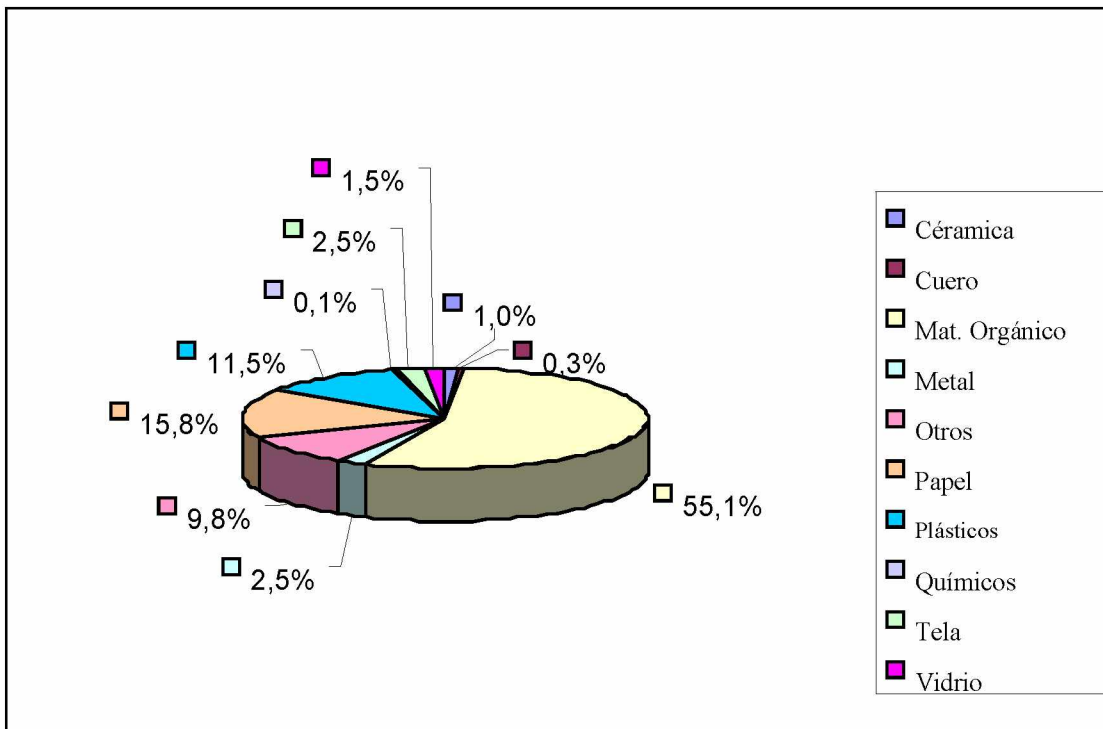
i) La generación de residuos sólidos varía tanto en cantidad como en composición dependiendo de si se encuentra en una zona rural o una zona urbana. En Costa Rica el GAM ubicado en el centro del país, comprende 31 municipalidades de las 81 existentes en el país. El GAM ocupa aproximadamente el 3% del territorio nacional y en esa área habita el 60% de la población nacional. Por lo tanto el GAM representa la fuente de generación de residuos domiciliarios más importante del país.

ii) Para el año 2009 se estima una generación de 4.140 ton/día de residuos sólidos ordinarios en Costa Rica, lo que equivale alrededor de 0,90 kg/persona-día en el promedio del país.

iii) En el GAM, aproximadamente el 55% de los residuos domiciliarios son materia orgánica. Cerca del 38% representa materiales inorgánicos como papel, plástico, metal y vidrio de los cuales una parte es recuperable (véanse detalles en el gráfico 1). Se estima que un 7% de los residuos no son reciclables.

Gráfico 1

**COMPOSICIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS MUNICIPALES
EN EL RELLENO SANITARIO RÍO AZUL**



Fuente: FEDEMUR, 2002.³

³ Esta composición se obtuvo a través de un estudio desarrollado por la Federación Municipal Regional del Este (FEDEMUR) en el 2002, donde se analizó la composición de los residuos que se recibían en el sitio de disposición final de Río Azul, provenientes de 11 municipalidades del GAM.

iv) La composición anterior es la utilizada para efectos de estimaciones de generación de metano en rellenos sanitarios y vertederos.

v) De los materiales inorgánicos se estima un potencial de reciclaje de 78.000 ton/año, con un gran potencial de mercado, generación de empleo y recuperación de material.

vi) La generación de residuos por persona en las zonas rurales es ligeramente inferior a la que se da en las zonas urbanas, con la diferencia razonable de una mayor proporción de materia orgánica en los residuos.

vii) Respecto a la composición de la generación de residuos por persona en las zonas rurales se estima que la materia orgánica aumenta en porcentaje y disminuyen materiales como plásticos, papel y otros residuos inorgánicos normalmente procedentes de embalaje de productos.⁴

viii) La cobertura de recolección es de alrededor de un 75% en el promedio del país, siendo ésta de un 90% en el GAM y menor en el resto del país (zona rural principalmente). Aproximadamente el 25% de los residuos domiciliarios generados en el país no se recolectan y por tanto no tienen una disposición final adecuada. Es habitual la quema, el entierro o la disposición final de estos residuos en botaderos clandestinos o directamente en cuerpos de agua.

b) Pronóstico de la generación de residuos sólidos ordinarios

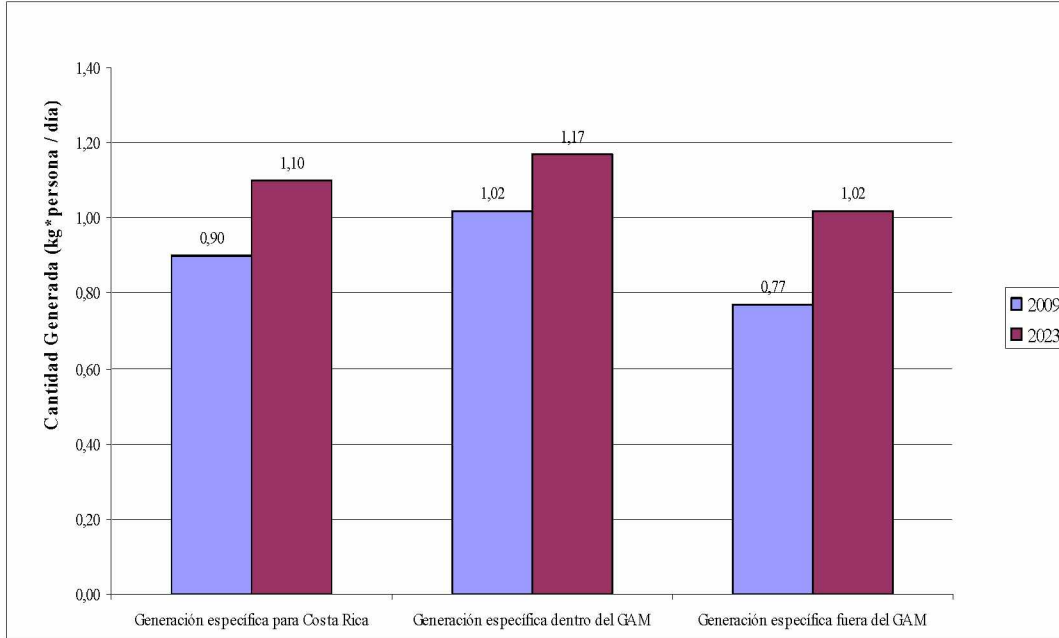
En este estudio se ha estimado la generación de residuos sólidos ordinarios para los próximos 15 años (2009–2023), tomando en cuenta la generación actual, el desarrollo socioeconómico, el crecimiento poblacional, cambios en los hábitos de consumo así como el aumento de las actividades industriales y del turismo. Los gráficos 2 y 3 reflejan la proyección de la generación de los residuos sólidos ordinarios en el país.

La generación de los residuos subirá de 4.144 toneladas por día (t/d) en el año 2009 a 5.992 t/d en 2023. Eso significaría una generación total acumulada de 27.600.000 toneladas de residuos sólidos ordinarios en el país, entre los años 2009 y 2023 (15.500.000 toneladas en el GAM y 12.200.000 toneladas fuera de este). El anexo 4 muestra el pronóstico de generación de residuos sólidos ordinarios en Costa Rica para el GAM y las áreas fuera del GAM.

⁴ Sin embargo, no existen datos confiables y representativos acerca de la composición de los residuos fuera del GAM. Por esta razón, las estimaciones (del potencial de generación de GEI, y otros) están basadas en la composición mostrada en el estudio de FEDEMUR, 2002.

Gráfico 2

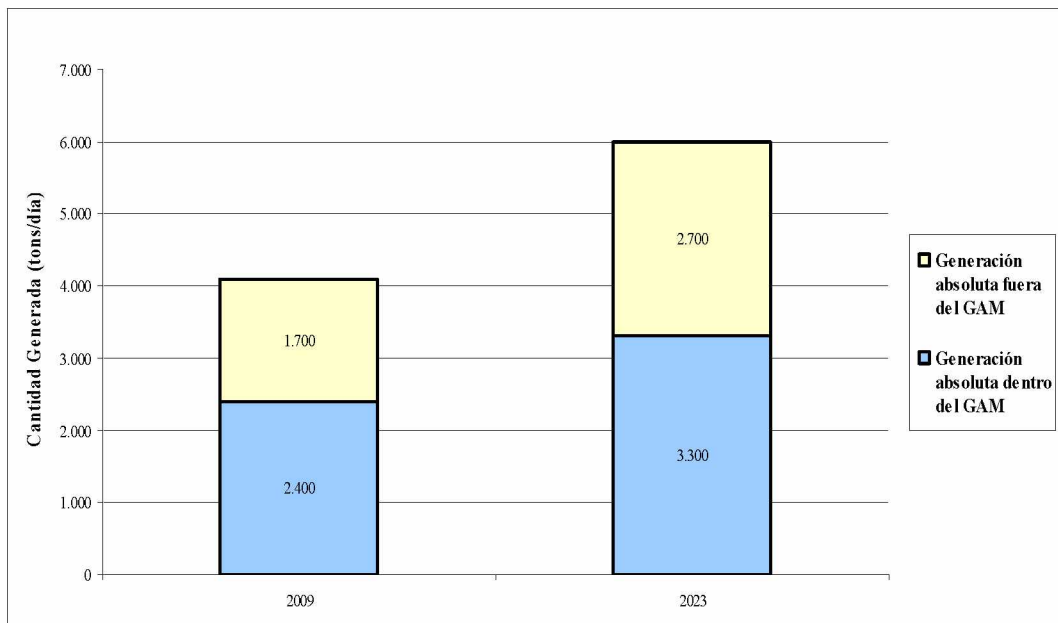
PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN ESPECÍFICA DE RESIDUOS SÓLIDOS DOMICILIARIOS EN COSTA RICA



Fuente: PRESOL Diagnóstico.

Gráfico 3

PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN ABSOLUTA DE RESIDUOS SÓLIDOS DOMICILIARIOS EN COSTA RICA



Fuente: PRESOL Diagnóstico.

c) Disposición final actual de residuos sólidos ordinarios

i) Según el documento (IFAM, 2006) el país cuenta con 44 sitios de disposición final. Existen cinco rellenos sanitarios que cumplen con la legislación vigente: cuatro en el GAM y sólo uno fuera de esta zona. Estos rellenos sanitarios reciben aproximadamente 55% de los residuos sólidos ordinarios, prácticamente en su totalidad del GAM. Los demás sitios son aproximadamente 39 botaderos. Además existen 11 sitios clandestinos.

ii) La vida útil⁵ de algunos de los rellenos sanitarios está llegando a su fin: el Relleno Sanitario Los Mangos en Alajuela y el Relleno Sanitario Los Pinos en Cartago, ambos operados por la empresa WPP Continental de Costa Rica S.A. La complejidad de la identificación de sitios nuevos y la lentitud del proceso para su aprobación ha hecho compleja la puesta en marcha de alternativas adicionales o el ingreso de nuevos actores de la misma tecnología.

iii) Fuera del GAM todavía no existen rellenos sanitarios regionales donde la economía de escala pueda garantizar una reducción de costos importante. En términos generales, fuera del GAM las municipalidades no cuentan con suficientes recursos financieros y de personal capacitado, no existe una cooperación intermunicipal necesaria, para construir sitios de disposición final adecuados.

iv) Con respecto a la situación de los sitios de disposición después de su cierre, cabe mencionar que la legislación exige al operador el mantenimiento del sitio para un periodo de 15 años. Por otro lado el cálculo de las tarifas de disposición final por parte de los operadores actualmente no permite incluir los costos del post-cierre (monitoreo y control del sitio después de su cierre técnico) en esas mismas tarifas. Esta situación dificulta el control de los impactos ambientales en los sitios.

El cuadro 1 resume la situación de los rellenos sanitarios en el GAM.

Cuadro 1

SITUACIÓN Y VIDA ÚTIL ESTIMADA DE LOS RELLENOS SANITARIOS EN EL GAM

Relleno Sanitario	Volumen Diario Actual (t/d)	Propiedad y Operación	Vida Útil Aproximada
La Carpio	1 100	EBI	Hasta 2015
Los Mangos	650	WPP	Hasta 2010
Aserri	600	EBI	Por lo menos hasta 2023
Los Pinos	300	WPP	Hasta 2011
Total Disposición en Rellenos Sanitarios del GAM		2 650 t/d	

Fuente: Información facilitada por los administradores de los sitios.

⁵ La vida útil de un relleno se refiere al periodo que le resta al sitio para recibir residuos y disponerlos; usualmente se define por su superficie y su volumen disponible.

d) Estado de implementación del PRESOL

El PRESOL fue oficializado en julio de 2008 por medio del decreto N° 34647-S-MINAE. El Plan se encuentra en la primera fase de implementación con la formación de la Unidad Coordinadora Interinstitucional de PRESOL (UCIP), la cual está ubicada en el Ministerio de Salud. La UCIP está trabajando en la definición de los mecanismos internos y en la planificación operativa, apoyada por una consultoría externa. Dentro del MINSALUD se están definiendo los puntos focales referentes a la implementación del PRESOL en diferentes direcciones así como a nivel regional y local. Se definieron de manera preliminar las Acciones Estratégicas (AE) del PRESOL prioritarias para el año 2009: ⁶

- AE1– Buenos datos para una buena planificación
- AE3– Planes municipales de gestión integral de residuos
- AE14– Legislación marco
- AE21– Participación activa del sector privado en la GIRS
- AE23– Programa nacional de educación
- AE26– Sensibilización de los sectores sociales

Como miembros de UCIP, cada institución asume cierto liderazgo o responsabilidad por dos de las seis Acciones Estratégicas: IFAM por AE1 y AE3, MINAET por AE14 y AE21, y MINSALUD por AE23 y AE26.

De las AE priorizadas por la UCIP, la AE3 y la AE21 (véase el anexo 5) representan un potencial concreto para la implementación de medidas para la mitigación de emisión de GEI.

2. Escenarios para la futura gestión y disposición de los residuos sólidos domiciliarios

Se establecieron tres escenarios para la futura disposición de los residuos y la posible participación de la separación y del compostaje de los residuos sólidos domiciliarios. Los escenarios están basados en el pronóstico de la generación de residuos sólidos ordinarios mostrado anteriormente. El anexo 4 presenta más detalles sobre este pronóstico.

El Escenario Base de disposición contempla que *no se implementará el compostaje* u otra estrategia de aprovechamiento de una fracción significativa de los residuos sólidos domiciliarios. En otras palabras, las municipalidades y las empresas operadoras de los sitios de disposición continuarán con la práctica de disposición tradicional sin compostaje u otro aprovechamiento de los residuos.

Según el pronóstico de generación de residuos (punto 1 de este capítulo), la generación subirá entre el año 2009 y el año 2023 de 4.144 t/d a 5.992 t/d. Se supone que la tasa de

⁶ Según información por medio de una conversación telefónica con una representante del MINSALUD, esta priorización preliminar será sujeta a una revisión en el contexto de los cambios institucionales en las instituciones involucradas.

recolección subirá de 90% a 94% en el GAM hasta 2023, y de 60% a 78% fuera del GAM (para un promedio ponderado del país de 77% a 86%), consecuencia de una recolección paulatinamente mejorada.

El escenario base supone que todos los residuos recolectados serán depositados en sitios de disposición final, sin aplicación de compostaje u otro aprovechamiento en el sitio. Por ende, la cantidad de residuos depositados en el país seguirá aumentando de 3.205 t/d hasta 5.162 t/d en el año 2023. El anexo 4 muestra el pronóstico de generación de residuos sólidos ordinarios en Costa Rica para el GAM y las áreas fuera del GAM, así como los detalles de este escenario.

El Escenario Alternativo 1 ⁷ (escenario pesimista) de disposición supone que *un grupo de las municipalidades y de las empresas operadoras utilizan el compostaje u otra estrategia de aprovechamiento* de una manera significativa. Se supone que será una separación de los materiales reciclables, seguida por un proceso de compostaje (también llamado tratamiento mecánico–biológico) con el fin de producir un compost o abono vendible. Algunas ventajas de esta estrategia son la reducción de emisiones de GEI (por ser un proceso aeróbico casi sin generación de gas metano), el ahorro de volumen de disposición en el relleno, la posible generación de ingresos por venta de compost y materiales reciclables, y la creación de empleo. Las características y ventajas de la aplicación del compostaje se describen con más detalle en el punto 5 del capítulo VI.

Se supone el mismo aumento en la generación y en las tasas de recolección utilizadas en el Escenario Base. El consultor supuso que, a partir del año 2010, dos de cuatro sitios grandes en el GAM (50%) implementarán el compostaje. Además se supone que estos dos sitios aplican el proceso de separación y compostaje para un 50% de los residuos que llegan al sitio. Este supuesto proviene del conocimiento de la disponibilidad limitada de una superficie destinada al compostaje en los sitios en el GAM. Por ende, la participación del compostaje en relación a todos los residuos depositados en el GAM es del 25%.

Para los sitios fuera del GAM, el consultor supuso un aumento paulatino de los sitios que aplicarán separación y compostaje: de los sitios medianos (promedio 150 t/d de residuos recibidos), el número aumentará de un único sitio en 2010 hasta tres sitios en 2019; de los sitios pequeños (promedio 40 t/d de residuos recibidos) el incremento será de dos sitios en 2010 hasta cuatro sitios en 2019. Eso significaría una participación de aproximadamente el 11% al 29% de los residuos sólidos domiciliarios fuera del GAM.

En el Escenario Alternativo 1, la cantidad de residuos finalmente depositados es alrededor de 2.700 t/d en el año 2010 (cerca del 81% de la cantidad en el escenario base) y de 3.900 t/d en el año 2023 (cerca del 75% de la cantidad en el escenario base). Se muestran los demás supuestos y las características del Escenario Alternativo 1 en el anexo 6a.

⁷ No existen estadísticas completas, actualizadas y accesibles sobre los sitios de disposición fuera del GAM. La agrupación de los sitios, su número y capacidad promedio en los Escenarios Alternativos 1 y 2 son supuestos del consultor. La disponibilidad de más datos permitiría mayor precisión en las estimaciones.

El Escenario Alternativo 2 (escenario optimista) de disposición supone un número mayor de los sitios fuera del GAM utilizando separación y compostaje. Para el GAM, el supuesto es la aplicación de esta estrategia para el 50% de los residuos recolectados.

Para sitios fuera del GAM se supone lo siguiente: de los sitios medianos (promedio 150 t/d de residuos recibidos) se dará un aumento de dos sitios en 2010 hasta cinco sitios en 2019; de los sitios pequeños (promedio 40 t/d de residuos recibidos) un incremento de tres sitios en 2010 hasta seis sitios en 2019. Eso significaría una participación de aproximadamente del 20% al 46% de los residuos sólidos domiciliarios fuera del GAM.

En el Escenario Alternativo 2, la cantidad de residuos finalmente depositados es de aproximadamente 2.100 t/d en el año 2010 (cerca del 63% de la cantidad en el escenario base) y de 2.800 t/d en el año 2023 (cerca del 54% de la cantidad en el escenario base). Se muestran los demás supuestos y las características del Escenario Alternativo 2 en el anexo 6b.

3. Identificación de propuestas existentes

Se han efectuado reuniones y comunicaciones con las instituciones respectivas (MINSALUD, MINAET, IFAM, SETENA, CyMA) para identificar propuestas existentes de sitios de disposición y proyectos respectivos "en camino". Además, las reuniones sirvieron para identificar los vertederos existentes más relevantes, conseguir informaciones sobre los Planes Municipales de Gestión Integral de Residuos (PMGIRS) y en términos generales actualizar toda la información.

Como se mencionó anteriormente, en SETENA no existe un listado actualizado de los proyectos en trámite con sus respectivas características. El sistema de información del IFAM sobre la gestión de residuos en las municipalidades y los sitios actuales de disposición todavía no está operando. Según la información obtenida a través de conversaciones telefónicas con la SETENA, los siguientes proyectos de rellenos sanitarios se encuentran en trámites de aprobación de su Estudio de Impacto Ambiental (EIA):⁸

- Orotina
- Limón
- Esparza
- Jateo
- Miramar
- Zagala
- Los Cedros – Pococí
- Cañas (asociación de municipalidades)
- Pérez Zeledón (con el EIA aprobado)
- Esparza
- Osa
- Coronado

⁸ Información obtenida en diciembre de 2008.

II. IDENTIFICACIÓN Y VISITAS A RELLENOS SANITARIOS Y VERTEDEROS

1. Definición de parámetros a investigar de los sitios de disposición

La definición de la información a recolectar en las visitas a los rellenos y los vertederos se basó en el conocimiento del consultor que desarrolla el presente estudio. En algunos casos, no toda la información pudo ser levantada debido a diversas razones, siendo las principales la falta de estudios de campo, el escaso control y generación de registros que se da en algunos sitios, y retrasos en la entrega de información por parte de las instituciones y empresas.

2. Visitas a cuatro rellenos ubicados en el GAM

Existen cuatro rellenos importantes en el Gran Área Metropolitana. Se realizaron visitas al Relleno Sanitario La Carpio (conocido también como Parque de Tecnología Ambiental Uruka (PTA Uruka) y operado por la empresa EBI), al Relleno Sanitario Aserrí (también llamado Parque de Tecnología Ambiental Aczarrí (PTA Aczarrí) y operado por EBI) y al Relleno Sanitario Los Pinos (operado por la empresa WPP). Se realizaron varias visitas al Relleno Sanitario Los Mangos (operado por la empresa WPP) en los últimos meses y se levantaron datos, por lo que fue posible integrar este relleno sanitario en el estudio.

Por otro lado, se realizaron sendas visitas a las oficinas de las dos empresas operadoras WPP y EBI, con el fin de obtener más información relacionada con el tamaño de los rellenos, sus capacidades, características de la construcción, forma de operación, vida útil restante, proyectos en camino y el estado de proyectos MDL. Fue relevante conocer sus misiones, percepciones, políticas y tendencias respecto a las dificultades, barreras y oportunidades en el tema de carbono y aprovechamiento de algún tipo para el biogas provenientes de los rellenos sanitarios. La información obtenida en estas reuniones se presenta en el anexo 3.

Cabe destacar que en el caso de la empresa WPP, ésta se encuentra en el proceso de un proyecto MDL de captación activa y quema de biogás en el Relleno Sanitario Los Mangos. A mediados de 2009, este proyecto se encontraba en proceso de validación por parte de los entes competentes para este fin. La empresa EBI, por su parte, afirmó estar considerando la instalación de un sistema activo de captación y quema del gas metano, pero no se brindaron más detalles. La información recopilada se muestra en los anexos 7, 8, 9 y 10.

3. Identificación de los vertederos

Además de los rellenos sanitarios en el GAM, se incorporó al estudio el papel que jugarían los vertederos a cielo abierto. Con el propósito de identificar los vertederos de residuos más convenientes para incluir, en primera instancia se revisó el PRESOL como fuente de información. Por otro lado, se sostuvieron varias conversaciones telefónicas con los señores Rafael Chinchilla y Arturo Herrera (ambos funcionarios del IFAM) y con el señor Eugenio Androvetto del

Ministerio de Salud lo que permitió seleccionar los vertederos a incluir. En el anexo 3 se presenta un resumen de estas conversaciones.

Luego de identificar los vertederos y analizar sus características de manera general, se establecieron tres criterios de selección importantes: (1) el volumen de residuos depositados y (2) el período de operación estimado para continuar la recepción de residuos (vida útil restante), y (3) la existencia de un nuevo proyecto que posiblemente permita la inclusión de otras estrategias para la mitigación de GEI, como compostaje, tratamiento mecánico-biológico o reciclaje. Al aplicar estos criterios de selección se decidió incluir en el estudio el vertedero Zagala y el vertedero municipal de Pérez Zeledón.

En el caso del vertedero Zagala, se tomó en cuenta el gran tamaño del mismo y la cantidad de residuos actualmente depositados por día (aproximadamente 180 a 200 t/d), así como el tiempo que lleva operando (alrededor de 30 años), y el hecho de que —según afirmó un representante de la municipalidad— se estiman cuatro años más de vida útil del sitio. Este vertedero no cuenta con tratamiento de lixiviados, captación de gas metano ni impermeabilización.

Según la información de la municipalidad, el vertedero ha recibido durante los últimos cinco años de 180 a 200 t/d (seis días por semana), provenientes de las Municipalidades de Puntarenas, Monteverde, Esparza y Miramar, entre otras. Anteriormente sólo las Municipalidades de Puntarenas y Miramar depositaron sus residuos en el sitio.

El vertedero municipal de Pérez Zeledón recibe en la actualidad aproximadamente 100 t/d de residuos. Este vertedero tampoco cuenta con tratamiento de lixiviados, captación de gas metano ni impermeabilización. Aunque se intentó obtener información sobre el espesor de los residuos depositados, la superficie del relleno y datos históricos de deposición, no fue posible obtener la misma por parte de la Municipalidad.

Actualmente la Municipalidad se encuentra en las etapas finales de planeación de un nuevo relleno sanitario para depositar sus residuos, por lo que la vida útil del actual vertedero se estima corta. Esto supone a su vez un potencial significativo para la implementación de estrategias de mitigación de emisiones de biogás en el nuevo proyecto. En cuanto al sitio actual, éste podría permitir idear un proceso de cierre que contemple una captación del biogás en el vertedero (siempre y cuando un análisis a nivel de factibilidad del proyecto indique una suficiente producción del biogás).

Según informaron las autoridades municipales de Pérez Zeledón, el nuevo relleno sanitario implementará un manejo más adecuado de los residuos, incluyendo un sistema de tratamiento de lixiviados, un sistema de captación pasiva y quemado del gas metano, y una adecuada impermeabilización con geomembrana. Además, existe la posibilidad de incluir un centro de acopio para el reciclaje de materiales específicos como el vidrio, el aluminio, el papel y algunos tipos de plástico. El relleno estaría destinado en un principio sólo para la Municipalidad de Pérez Zeledón, pero no se descarta la posibilidad de recibir en un futuro residuos de otras municipalidades de la zona.

El nuevo proyecto ya cuenta con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado por SETENA. Sin embargo, a la fecha de preparación del presente informe (mediados de 2009), el visado de los planos en el Ministerio de Salud y en el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos se encontraba aún pendiente. El proyecto contará con el apoyo financiero del IFAM.

4. Visitas a dos vertederos

En el caso de Pérez Zeledón, se realizó una visita al sitio en donde se pudo conocer el modo de operación del mismo. Seguidamente se conversó telefónicamente y por correo electrónico con las autoridades municipales y se consiguieron algunas informaciones básicas.

A pesar de varias comunicaciones por teléfono y correo electrónico, no fue posible realizar la visita prevista al vertedero de Zagala. No obstante, se pudo conseguir toda la información relevante por comunicación telefónica con representantes de la Municipalidad de Puntarenas y por medio del personal del IFAM.

Los anexos 11 y 12 presentan informaciones detalladas sobre los dos vertederos.

III. PROYECTOS DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO EN MUNICIPALIDADES DEL GRAN ÁREA METROPOLITANA

1. Identificación de proyectos de aprovechamiento energético en las municipalidades

La identificación de proyectos municipales en el GAM, tanto en ejecución como en fase de planeación, relacionados con el aprovechamiento energético en rellenos sanitarios y vertederos, contempló posibles proyectos dirigidos al uso del biogás generado por la descomposición de los residuos orgánicos, así como posibles proyectos de incineración de los residuos mismos con el objetivo de aprovechar su valor calórico.

Con base en estos criterios de búsqueda, se revisaron los Planes Municipales de Gestión de Residuos Sólidos (PMGIRS) de ocho municipalidades: Alvarado, Alajuela, Alajuelita, Desamparados, Escazú, San Rafael de Heredia, Santo Domingo de Heredia, y Vázquez de Coronado.⁹ Cabe destacar que estas ocho municipalidades recibieron el apoyo del Programa CyMA para realizar estos planes, lo cual podría considerarse como un indicador de su vanguardia en el tema, con respecto a otras municipalidades del país. Por esta razón, se considera que al realizar una revisión detallada de estos planes es posible conceptualizar de manera bastante precisa la realidad nacional a nivel de municipalidades en el tema tratado.

2. Resumen de la información analizada

En términos generales, los PMGIRS analizados contemplan el tema del aprovechamiento energético de residuos de forma muy general, o del todo no mencionan la temática. En ninguno de los casos se indica algún proyecto concreto en ejecución ni en fase en planeamiento. Sólo tres municipalidades plantean propuestas en el tema de interés. Dicha información se resume a continuación:

El Objetivo 5 del PMGIRS de la Municipalidad de Alvarado consiste en “mejorar la gestión conjunta del sitio de disposición final de los residuos, convirtiéndolo en un relleno sanitario manejado técnicamente”. La Meta 2 de este objetivo se propone que “en los próximos tres años se cuente con financiamiento y estudios para instalar un relleno sanitario técnico”, mientras que la Meta 4 de este mismo objetivo indica que “en los próximos cinco años esté operando en el Relleno Sanitario una planta para la Gestión Integral de Residuos recolectados”. No es claro en el texto las características de operación de este relleno sanitario, ni de la mencionada planta para la Gestión Integral de Residuos.

En la Municipalidad de San Rafael de Heredia, el Objetivo 4 del plan propone “desarrollar opciones viables para la gestión integral de residuos sólidos que apliquen innovaciones tecnológicas y que reduzca la cantidad de desechos generados.” La Acción 4.3.7 de este objetivo

⁹ Los PMGIRS son nombrados en el Anexo 2: fuentes de consulta.

cita “elaborar un macro proyecto de residuos orgánicos para la generación de energía alternativa”. En la Acción 4.3.13 se indica “elaborar una propuesta de aprovechamiento de la energía generada por los residuos depositados en el relleno sanitario regional y venta de certificados de captura de carbono para el período 2011–2012”. Estos lineamientos son los más explícitos al nombrar algunas acciones en el tema. Sin embargo, tampoco se señala algún proyecto concreto que incorpore metas específicas relacionadas con estas acciones. Se debe considerar además que el relleno sanitario todavía no ha comenzado a construirse, por lo que en términos de tiempo un proyecto de aprovechamiento energético de los residuos de este futuro relleno pareciera considerablemente distante.

Una entrevista telefónica con el señor William Zúñiga (funcionario de la Municipalidad de San Rafael) confirmó esta situación. Zúñiga afirmó que actualmente la Municipalidad está llevando a cabo programas de reciclaje en donde se separa el papel, cartón, plástico, aluminio, metal, vidrio, y el tetrapak. No obstante, la Municipalidad no tiene implementado ningún sistema de aprovechamiento energético de los residuos sólidos. Lo más cercano a un proyecto de este tipo es un convenio entre la Municipalidad y Geocycle (división de la empresa cementera Holcim) para tratar los residuos que no son reciclables pero poseen un poder calórico interesante (llantas, plástico no reciclable, papel contaminado, entre otros).

Existen además iniciativas aisladas de compostaje, principalmente algunos programas de Bandera Azul, pero éstos se dan a nivel de unos cuantos barrios específicos, no a nivel cantonal ni manejado directamente por la Municipalidad.

En el caso de la Municipalidad de Santo Domingo de Heredia, el plan contempla en el Programa 4.2 del Objetivo 4 el “mejoramiento de la disposición final de residuos sólidos no reciclables” y el Proyecto 4.2.1 indica el “mejoramiento técnico del vertedero de Santo Domingo y/o solución alternativa para la disposición final de residuos sólidos no reciclables del cantón”, en donde la actividad principal es la de “programar el cierre técnico del vertedero controlado municipal, conforme a la legislación vigente, mejorando las condiciones actuales en cuanto a emanación de gases, lixiviados, cobertura final, áreas verdes, entre otros”. A pesar de la mención a mejorar las condiciones de emanación de gases, no se citan más detalles de cómo se planea realizar esto.

Cabe destacar que esta Municipalidad plantea en su análisis de viabilidad la generación de energía como opción en la disposición final (Supuesto 9 de los estudios de viabilidad). Sin embargo, la idea fue descartada en la elaboración del plan de gestión por las limitaciones que se identificaron: tecnología costosa, proceso complejo en la compra del terreno y construcción de infraestructura, complicada instalación del equipo, largo proceso de aceptación pública, y una alta inversión inicial. Por ende, el aprovechamiento energético no fue tomado en cuenta en la redacción del plan mismo.

Como conclusión, el tema de aprovechamiento energético en rellenos sanitarios y vertederos en los PMGIRS se trata de manera muy general, sin presentar ningún proyecto concreto en ejecución ni en fase de planeamiento, tanto con respecto al uso del biogás proveniente de rellenos como a la incineración de residuos sólidos.

Cabe mencionar que cinco de las ocho municipalidades contemplan en el marco de sus PMGIRS actividades de compostaje, y las ocho municipalidades contemplan un fortalecimiento de reciclaje por medio de centros de acopio. Ambos tipos de actividades representarían una reducción de emisiones de GEI. Aunque algunos proyectos de compostaje y su asociada evitación de generación de metano podrían calificar como proyectos MDL, todavía no existe una metodología aprobada para valorar las potenciales reducciones de emisiones por medio de un aumento de cuotas de materiales reciclables separados de los residuos sólidos domiciliarios.

El compostaje y el reciclaje son, por lo menos en el corto plazo, más realistas para las municipalidades, mientras que el aprovechamiento energético (del residuo o del biogás generado) es más apropiado para los grandes sitios, actualmente operados por entes privados.

Como otra información relevante, aunque externa a los PMGIRS comentados, La Federación Metropolitana de Municipalidades de San José (FEMETROM) ha presentado el proyecto "Ciudad Limpia, Ciudad Sana", ¹⁰ el cual integra varios elementos de un manejo adecuado de los residuos sólidos urbanos que se generan en el área metropolitana de San José y contempla:

- La participación activa de la ciudadanía.
- La recolección integral en el territorio.
- La clasificación basada en una economía en circuito.
- El tratamiento mecánico–biológico, como alternativa de disposición final de los residuos.

A pesar de que tampoco menciona algún tipo de aprovechamiento energético de los residuos en los rellenos sanitarios y vertederos, el proyecto propone una alternativa interesante a la disposición tradicional de la basura en el país que evita la generación de gas metano. Según las informaciones disponibles, este proyecto se encuentra en un estado temprano de planificación.

¹⁰ (http://www.femetrom.com/index.php?option=com_content&task=view&id=14&Itemid=27)

IV. METODOLOGÍA APLICADA PARA LAS ESTIMACIONES

1. Metodología para la estimación de las emisiones y el potencial de mitigación en los sitios analizados

El informe se centra en la estimación de las emisiones y el potencial de mitigación que representan los sitios individuales así como los grupos de sitios de disposición. Estos términos claves se definen de la siguiente manera:

Las emisiones estimadas ex-ante de GEI, en adelante referidas simplemente como emisiones estimadas, son las emisiones de GEI que se darían en el futuro en los sitios de disposición si no se toman medidas adicionales de mitigación de emisiones de GEI. En otras palabras, es el potencial de emisión de biogás o las emisiones “*baseline*” (así llamadas en la terminología del MDL) que se darían en ausencia de las medidas de mitigación que propone este informe.

Se calculan estas emisiones por medio de una “estimación ex-ante de las emisiones” (llamada así en la nomenclatura del MDL). La unidad seleccionada de expresión de las emisiones estimadas es “toneladas equivalentes de dióxido de carbono” (tCO₂e), para lo cual se usan factores y criterios del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) para convertir la generación volumétrica de biogás a la unidad de expresión de tCO₂e.

El potencial de mitigación hace referencia a la reducción estimada de emisiones de GEI, las cuales son posibles gracias a las medidas de mitigación propuestas en este informe. Este potencial se podría dar principalmente por medio de la destrucción (el quemado) del biogás capturado, el reemplazo de combustibles fósiles por el biogás, o la evitación de la generación del biogás (en el caso de compostaje). Se expresa este potencial en tCO₂e.

Para las estimaciones se utilizaron la metodología “*Approved consolidated baseline methodology ACM0001: Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities (Version 8.1)*” y la herramienta “*Methodological tool: Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site (Version 04)*”, aprobados por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (véase el anexo 13), complementado y sustentado con los datos levantados en las visitas a los sitios de disposición de residuos e información entregada por las empresas (véanse los anexos 7 al 12).

Por las demandas de esta metodología y la herramienta, la elección de parámetros, los valores justificados, los supuestos y sus fuentes de información han sido documentados y justificados en el capítulo V de este informe.

Para evaluar el potencial de mitigación de los GEI en un relleno sanitario es indudable que se requiere conocer:

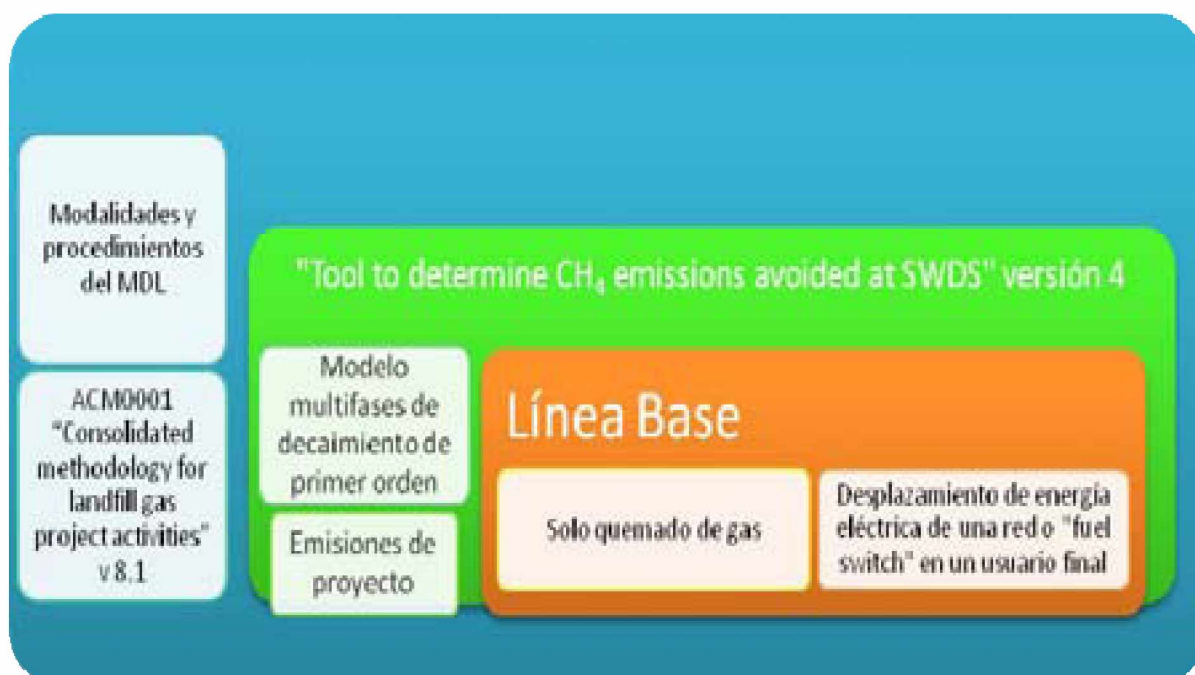
- a) Las emisiones de GEI del sitio, por medio de una estimación ex-ante, es decir la cantidad de biogás posiblemente generado en el relleno y su contenido de gas metano.
- b) La potencialidad de recuperación de dichos gases, usualmente por medio de un sistema de captación activa del gas. La recuperación depende de la eficiencia del sistema de captación, de las características del relleno (construcción y operación), el material de cubrimiento, la vida útil restante, y de otros factores.

Los anteriores elementos son abordados por la metodología y la herramienta.

La determinación de las emisiones de biogás, del potencial de mitigación y de la generación de energía eléctrica o térmica en un sitio de disposición considera los elementos mostrados en la figura 1 (ésta es una ilustración, no pretende ser una herramienta):

Figura 1

ELEMENTOS DE LA DETERMINACIÓN DE LAS EMISIONES ESTIMADAS Y DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA O TÉRMICA



Fuente: Elaboración propia.

En mayor detalle, los pasos para realizar la estimación siguiendo la metodología aceptada por el MDL, pretenden conseguir los valores para la aplicación de la herramienta, que se basa en responder al modelo representado por la siguiente ecuación:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \Phi \cdot (1-f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1-OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j(x-1)} \cdot (1-e^{-k_j}) \quad (1)$$

Los parámetros de la anterior ecuación se describen a continuación:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$	= Emisiones de metano evitadas durante el año y debido a la prevención de disposición de desechos en el sitio de disposición de desechos sólidos (SWDS – Solid Waste Disposal Site) durante el período que va desde el inicio de actividad del proyecto hasta finalizar el año (tCO ₂ e).
Φ	= Factor de corrección para tomar en cuenta las incertidumbres del modelo (0.9).
F	= Fracción de metano capturado en el SWDS y quemado o empleado en alguna otra forma.
GWP_{CH_4}	= Potencial de calentamiento global del metano, válido para el período de compromiso relevante.
OX	= Factor de oxidación (refleja la cantidad de metano del SWDS que es oxidado en el suelo u otro material que cubra los residuos).
F	= Fracción de metano en el gas del SWDS (fracción volumen) (0.5).
DOC_f	= Fracción de carbono orgánico degradable (DOC) que se puede descomponer.
MCF	= Factor de corrección de metano.
$W_{j,x}$	= Cantidad de desechos orgánicos tipo j cuya disposición en el SWDS se previno en el año x (tons).
DOC_j	= Fracción de carbono orgánico degradable (por masa) en los desechos tipo j.
k_j	= Tasa de decaimiento para los desechos tipo j.
j	= Categoría del tipo de desecho (índice).
x	= Año durante el período de acreditación: x va desde el primer año del primer período de acreditación (x=1) hasta el año y para el cual se calculan las emisiones evitadas (x=y).
y	= Año para el que se calculan las emisiones de metano.

La figura 2 detalla los pasos de los cálculos y los requerimientos de la aplicación de la metodología.

Figura 2

PASOS DE LA DETERMINACIÓN DE LAS EMISIONES ESTIMADAS Y DEL POTENCIAL DE MITIGACIÓN POR MEDIO DE CAPTACIÓN Y QUEMADO



Fuente: Consultores de SCS Engineers. ¹¹

¹¹ SCS Engineers, (Estados Unidos), consultores especializados en residuos sólidos y rellenos sanitarios, desarrollaron una herramienta para calcular la eficiencia de sistemas de captación de biogás en rellenos sanitarios en Latinoamérica.

2. Metodología para la estimación del potencial de recuperación energética en los sitios analizados

La recuperación energética o aprovechamiento energético incluye tanto la generación de energía eléctrica, como otro tipo de aprovechamiento (por ejemplo utilización del gas en sustitución de combustibles usados para calentar agua, cocinar, industrias u otros usos). Los sitios analizados fueron los cuatro rellenos sanitarios ubicados en el GAM: Los Mangos, Los Pinos, La Carpio y Aserri.

Para estimar las capacidades de generación de electricidad en los sitios de disposición final seleccionados se desarrollaron los siguientes pasos:

- a) Se consultó literatura y fuentes secundarias de información sobre tecnologías disponibles de aprovechamiento (conversión de energía por ejemplo) en aplicaciones de gas de relleno sanitario (Pappas, 2004; y Conostoga-Rover & Associates, 2004).
- b) Se revisaron las distintas rutas de conversión de energía que son disponibles a saber: uso directo, producción combinada de calor y electricidad, producción de electricidad y producción de combustibles alternativos.
- c) Se evaluaron las alternativas tecnológicas en base a sus características comerciales, costos representativos, productividades energéticas, requerimientos de gas o de residuos depositados en un relleno. Se concluyó que para las aplicaciones de los sitios en Costa Rica la senda a analizar es la de generación de electricidad usando máquinas de combustión interna.
- d) El cuadro 2 muestra las características principales y una comparación de las tecnologías de combustión interna.

Cuadro 2

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN INTERNA

Criterio	Motor de Combustión Interna (Reciprocante)	Motor de Combustión Interna (Pequeña Escala)
Ventajas	Bajo costo Alta eficiencia Confiabilidad Tecnología común	Funciona a baja presión de LFG
Desventajas	Altas emisiones de NOx Problemas de corrosión de motor y catalizador Problemas debido al particulado del gas	
Tamaño	0,8 a 3 MW	Menor a 0,8 MW. No es conveniente para los proyectos analizados, por economía de escala y por conveniencia de ajuste al crecimiento o decrecimiento de generación de biogás proyectado.
Costo de inversión	US\$1 100–1 300/kW (no incluye inversión de colección)	
Proveedores más importantes	Caterpillar, Jenbacher, Deutz, Waukesha	

Fuente: Criterio del consultor.

Del cuadro anterior, confrontando con las condiciones de los sitios estudiados, se concluyó que la tecnología de motores de combustión interna reciprocantes de escalas arriba de los 0,8 MW resulta más conveniente.

La variable más importante de consideración en el dimensionamiento es la eficiencia de conversión o “heat rate” de este tipo de máquinas. Los valores de este parámetro encontrado en la literatura de distintos suplidores está en el rango de 10.600–12.000 BTU/KWh generado para máquinas de rango de 800 KW de potencia, con un factor de uso del 90% anual. Conservadoramente en las estimaciones se usaron los equipos menos eficientes (12.000 BTU/KWh).

- e) El gas de relleno sanitario para esta aplicación es el denominado “medium grade landfill gas (LFG)” con un poder calórico de 18,3 MJ/m³, es decir este gas requeriría procesos de levantamiento de su capacidad calórica a través de deshumidificación y remoción de partículas, pero no la separación de CO₂ u otros procesos de limpieza sofisticados. Ésta es una ventaja general de esta tecnología.
- f) Del modelo de estimación metodológico de “landfill gas” generado en sitios de rellenos, se parte del valor determinado de producción de gas capturado por un sistema activo de manejo de gas (suponiendo una disponibilidad del flujo a niveles de diseño de un 80% de

las veces, para eliminar de las estimaciones la incertidumbre que dan las fluctuaciones de estabilidad del gas y que influyen en la operación a carga adecuada de los motores de combustión interna).

- g) Se estimó la potencia de maquinaria requerida en su totalidad y la potencia entregada, que está asociada o es función del tamaño seleccionado de máquina modular. Para efectos de mostrar el potencial, se propuso módulos de 0,8 MW para todos los casos, y será necesario revisar criterios de diseño para seleccionar mejor esos módulos en el marco de un diseño específico. En todo caso, en algunos rellenos el crecimiento o decaimiento de la cantidad de gas es tal, que estas unidades (las más pequeñas posibles) modulan y siguen bien el aumento de capacidad principalmente. En algunos rellenos, otras configuraciones pueden ser más convenientes en cuanto al tamaño del módulo, lo que podría ser revisado en términos del diseño de prefactibilidad.

La generación eléctrica es proporcional a la capacidad instalada y si la capacidad instalada es mayor a la energía total entregable por el gas de relleno y aprovechable por el equipo, la energía eléctrica si será proporcional a la cantidad de gas.

- h) Se estimó la energía total anual generada a partir de suponer un factor de uso del 90% del tiempo y 98% de conversión neta de energía en el convertidor energético.
- i) Entre el máximo aprovechamiento de la capacidad instalada y la siguiente unidad (que puede operar con el 50% del gas), el gas restante se desaprovecha como fuente de generación eléctrica. De todas formas, será necesario destruir el gas no aprovechado por medio de un quemador.
- j) Para *estimar las capacidades de utilización térmica* del biogás generado en un relleno determinado se utilizó el poder calórico del gas considerado y el volumen que se puede coleccionar, sin considerar eficiencias específicas de las opciones tecnológicas que la aprovecharían (calderas u otros generadores de calor). Posteriormente este poder calórico se comparó con el del combustible potencialmente sustituido (bunker).

V. PRINCIPALES SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LOS ESCENARIOS EVALUADOS

En este capítulo se muestran los principales supuestos utilizados para realizar las estimaciones técnicas y económicas para los sitios analizados en los distintos tipos de proyecto contemplados (escenarios de captación y quemado, de producción de electricidad, de utilización térmica, y de separación/compostaje, donde apliquen).

Básicamente, las fuentes de información para el cálculo de las estimaciones fueron recopiladas a partir de entrevistas y consultas a los operadores de los rellenos respectivamente vertederos. Las metodologías y herramientas utilizadas han sido aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL. Además, se utilizaron publicaciones científicas, manuales, y criterios del equipo consultor en aquellos puntos en los que la información disponible no fue suficiente. En términos generales, los supuestos buscan seguir el principio del conservadurismo.

El cuadro 3 presenta los supuestos generales (válidos para todos los sitios) y los supuestos específicos por sitio, además de las fuentes de tal información y algunos comentarios adicionales.

Cuadro 3

RESUMEN DE SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LAS ESTIMACIONES DEL ESTUDIO

Supuesto Generales para todos los sitios - escenarios base			
	Dato utilizado	Fuente	Comentario
Periodos analizados			
Inicio de operación de los proyectos	Enero de 2010	Criterio del consultor	Planificación y construcción durante el año 2009
Período de análisis financiero	10 años, hasta Diciembre de 2019	Criterio del consultor	
Período de generación de CERs	10 años, hasta Diciembre de 2019	MDL y conveniencia para el proyecto dictaminada por el consultor	Se considera más conveniente, para este tipo de proyecto, una duración del MDL de 10 años, por sobre la opción de 3 veces 7 años.
Período de evaluación/consideración de potencial de biogás	10 años, hasta Diciembre de 2019	Criterio del consultor	
Período de determinación de potencial de generación de energía eléctrica de biogás	10 años, hasta Diciembre de 2019	Criterio del consultor	
Período de determinación de potencial térmico	10 años, hasta Diciembre de 2019	Criterio del consultor	
Parámetros para el cálculo de potencial de generación de biogás			
Disposición pasada de residuos en el sitio	Específico del sitio	Registros de los operadores	
Disposición de residuos en el año presente y en el futuro en el sitio	Específico del sitio	Estimaciones/ proyecciones de los operadores	
Año/mes de cierre del sitio	Específico del sitio	Información de los operadores	
Método de operación del sitio	Específico del sitio	Observación y consultas en las visitas	
Datos climáticos	más de 1 000 mm por año de precipitación	Información del Instituto Meteorológico Nacional (IMN) para el GAM	Mismos datos para los sitios del GAM por el rango amplio de la metodología aplicada
Composición de residuos	Ver punto 1 del capítulo I del documento	Diagnóstico PRESOL	
Contenido de metano en el biogás (%)	50	Valor conservador sugerido por Tool "Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site" v5	Medición realizada de LFG en proyecto Los Mangos. SCS, 2006.
Parámetros para cálculo de captación y quemado, generación eléctrica y utilización térmica			
Factor eléctrico de la red en Costa Rica (tCO ₂ e/MWh)	0,2893	Cálculo del consultor	
Poder calórico del biogás (MJ/m ³)	18,6	Conostoga-Rover & Associates The World Bank – ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program): Handbook for the preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean.	Asociado a gas de relleno de poder calórico medio, refinado de humedad y partículas, como es requerido por los motores de combustión interna
Disponibilidad de planta (%)	90	Handbook for the preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean	Tiempo del año que la planta está disponible para entregar energía (se estima un 10% fuera de operación por mantenimiento)
Estabilidad del flujo de biogás (%)	80	Criterio experto y comunicación de expertos de GE	
Eficiencia Térmica del Motor de Combustión Interna (BTU/kWh)	12 000	Pappas, Sibyl. SCS Engineers by US EPA LMOP (Landfill Methane Outreach Program). Conventional and Emerging Technology Applications for Utilizing Landfill Gas	Rango de eficiencia térmica ("heat rate") de equipos de combustión interna es de 10 600 BTU/kWh a 12 000 BTU/kWh. Se utilizó 12 000 BTU/kWh para ser conservador.

/Continúa

Cuadro 3 (Continuación)

Inversiones			
Inversión para captación (\$ por hectaria)	30 000-50 000	Conostoga-Rover & Associates. The World Bank – ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program): Handbook for the preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean.	Valor máximo seleccionado en casos específicos, pues el rango mencionado es de US\$30 000 a 50 000. Considera características de sitio y operador y actualiza basado en proyecto Los Mangos.
Inversión para estación de quemado (US\$ por cada 1 000 m ³ /h de biogás)	150 000-300 000	Conostoga-Rover & Associates (véase arriba)	Multiplicado por el caudal máximo de gas movido por el sistema y considerado la topografía y los valores de casa de máquinas. Considera actualización basado en Proyecto Los Mangos. Incluye construcción y servicios.
Inversión para estación de generación de electricidad (\$ por kW)	US\$1 300 /kW instalado	Pappas, Sibyl. SCS Engineers by US EPA LMOP (Landfill Methane Outreach Program). Conventional and Emerging Technology Applications for Utilizing Landfill Gas	Valor más alto recomendado, conservadurismo. Incluidas todas las inversiones. Incluye limpieza del gas. Para efectos de depreciación, se indica en la referencia que la inversión dura o sin intangibles es de 60%.
Inversión para utilización térmica (tuberías de conducción y bombeo)	60% superior a la inversión de captación y quemado	Criterio de los expertos	Sólo en caso de La Carpio. Incluye limpieza, conducción y bombeo en alto diámetro hasta el sitio de uso del biogás (en San Antonio - sitio potencial de uso considerado para estimaciones, a 1 km de distancia adicional). No incluye mejoras y ajustes en el sistema de uso del biogás y producción de energía eléctrica.
Gastos de formulación del proyecto, topografía, viajes y viáticos, estudio de factibilidad, diseños, permisos, impuestos, seguros, planos y copias, PDD, validación y registro, en general gestión de proyecto (US \$)	200 000	Estimación del consultor. Valor más o menos constante	Ajustado considerando Proyecto Los Mangos
Arranque (US \$)	30 000	Criterio de los expertos	Basado en Proyecto Los Mangos
Imprevistos (%)	10	Conostoga-Rover & Associates (véase arriba)	
Inversión de capital de trabajo (años de los costos de operación y gastos a partir del arranque)	1,2	Criterio del consultor	Dado que el flujo de ingresos podría depender únicamente de los CER's y la cosecha e "issuance" llegará luego de un año. No toma en cuenta que puede haber ingresos por energía eléctrica o venta de energía térmica.
Aplicación de inversión en el análisis financiero	Todas las inversiones se harán en el año 0	Criterio del consultor	Basado en que ésta es la práctica común y que las inversiones incrementales son poco significativas
Costos de operación, mantenimiento y gastos			
Costos de operación y mantenimiento para captación y quemado (US\$/año)	Véase tabla en Manual, depende de cada caso	Conostoga-Rover & Associates (ver arriba), Criterio del consultor.	Valor más o menos constante. Actualización con proyecto Los Mangos.
Costos de operación y mantenimiento para la generación eléctrica (US \$/kWh)	1,5	Pappas, Sibyl. SCS Engineers by US EPA LMOP (Landfill Methane Outreach Program). Conostoga-Rover & Associates. The World Bank – ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program).	Valor más alto seleccionado
Costos de operación y mantenimiento para captación y ut. térmica (% de los costos de operación para captación y quemado)	60	Estimación del consultor.	Valor más o menos constante.
Gastos (fijos y administrativos) (US\$/año)	50 000	Estimación del consultor.	Valor más o menos constante. Basado en datos estimados por el Proyecto Los Mangos

/ Continúa

Cuadro 3 (Conclusión)

Ingresos			
Precio de CERs hasta diciembre 2012 (\$/ton CO ₂ e)	12,5	CDM Highlights, GIZ, Nov 2008.	Límite superior de proyectos de riesgo medio. Conservadorismo.
Precio de CERs a partir de enero 2012 (\$/ton CO ₂ e)	6,25	Criterio experto.	Tendencia global del mercado.
Para venta de electricidad (\$/kWh)	0,06	Criterio experto.	Precio máximo pagado actualmente por el ICE a generadores privados. No se consideran ingresos
Precio de Bunker C en Costa Rica (Col. por litro)	349,5	Sitio Web RECOPE http://www.recope.go.cr/ para fecha 12/11/2008	
Poder calórico del Bunker C (MJ/ton)	40	Conocimiento del consultor	
Densidad del Bunker C (kg/m ³)	0,96	Sitio Web RECOPE http://www.recope.go.cr/ para fecha 12/11/2008	
Precio de Venta del biogás al (US\$/TJ)	31% del precio del TJ proveniente del bunker	Criterio del consultor.	Determinación del precio estimado: 1) La planta térmica del ICE operará con biogás el 100% del tiempo durante todo el año 2) El precio de venta del biogás por valor calorífico (TJ) representa el promedio ponderado, aplicando el costo de generación con bunker (0,35 US\$/kWh) para 4 meses (temporada seca) y el precio máximo que paga el ICE a generadores privados (0,06US\$/kWh) para 8 meses (temporada lluviosa). 3) A este precio ponderado se aplicó un descuento de 70% (valor recomendado por la literatura) para estimular la compra de todo el biogás por parte del ICE y no solamente el uso en demanda máxima o en el verano, y que se use el biogás en la base o el medio de la curva de oferta de energía eléctrica. 4) El biogás generará reducción de emisiones equivalentes a la red nacional y el relleno sanitario la puede reclamar en su proyecto.
Estimación de CERs por uso térmico del gas		Se supone que sustituye energía de la red todo el tiempo.	Uso del factor de la red de Costa Rica, 0,28 ton CO ₂ e/kWh
Financiamiento			
Financiamiento de la inversión y del capital de trabajo (en escenarios base, llamado "INVERSIONISTA")	80% por crédito, 20% por capital propio (equity)	Criterio experto.	Práctica común de este tipo de proyectos.
En análisis de sensibilidad / financiamiento externo: interés (%)	10 en dólares	Bancos Privados. Tasas de interés para préstamos en EUA\$ para Industria /n1 /n2	http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/IndicadoresEconomicos/fmEstructuraInformacion.aspx?idioma=E&codMenu=%20900&Destitulo=Tasas%20de%20interés
En análisis de sensibilidad / financiamiento externo: amortización (años)	7	Criterio experto	Valor considerado como razonable para préstamos de este tipo.
Parámetros para el análisis financiero			
Tasa de descuento en dólares (%)	18	Criterio experto del consultor	Consideración del consultor.
Depreciación, sobre el 60% de la inversión de energía eléctrica y sobre los costos de inversión no intangibles en las demás	anual, 10% línea recta	Criterio experto del consultor	
Crecimiento en ingreso o costos		Criterio experto del consultor	No hay crecimiento en ingreso o costos (precios constantes, no se aplica inflación)
Impuesto de renta (%)	30	Criterio del consultor	legislación costarricense, valor máximo
Recuperación del capital de trabajo	Ocurre en el año 5	Criterio del consultor	Debería haber un flujo de efectivo positivo
Supuestos específicos por sitio o escenario			
	Dato utilizado	Fuente	Comentario
La Carpio			
Eficiencia de captura de biogás (%)	80	Herramienta respectiva de UNFCCC	Aplicación de la herramienta considerando características de construcción y operación del sitio.
Aserrí			
Eficiencia de captura de biogás (%)	80	Herramienta respectiva de UNFCCC	Aplicación de la herramienta considerando características de construcción y operación del sitio.
Los Mangos			
Eficiencia de captura de biogás (%)	75	Herramienta respectiva de UNFCCC	Aplicación de la herramienta considerando características de construcción y operación del sitio.
Los Pinos			
Eficiencia de captura de biogás (%)	70	Herramienta respectiva de UNFCCC	Aplicación de la herramienta considerando características de construcción y operación del sitio.

Fuentes: Se especifican a lo largo de todo el cuadro.

VI. PRINCIPALES RESULTADOS PARA LOS ESCENARIOS EVALUADOS

El estudio contempla el análisis de los cuatro rellenos sanitarios ubicados en el GAM: La Carpio, Aserri, Los Mangos y Los Pinos. Para estos sitios se realizaron:

- a) Cálculo de las emisiones estimadas de biogás, de la reducción de emisiones de GEI por quemado, de la generación de energía eléctrica y de la utilización térmica del biogás;
- b) Cálculos de costos (inversión, costos de operación, gastos) y cálculos de los ingresos (Reducciones de Emisión Certificadas (CERs) y por venta de electricidad o biogás);
- c) Determinaciones de parámetros de evaluación financiera (VAN, TIR, Beneficio/Costo) para un escenario base; y
- d) Análisis de sensibilidad de estos parámetros de evaluación financiera, considerando variaciones en el financiamiento, los ingresos, los costos, los gastos, el nivel del interés y valor de la inversión para los proyectos.

Cabe mencionar que el escenario de utilización térmica del biogás fue considerado únicamente para el sitio La Carpio.

En cuanto a los indicadores financieros seleccionados, se consideraron claves para el análisis el VAN y el TIR. El indicador Beneficio/Costo proporciona información adicional relativa a comparar los beneficios económicos con respecto a la inversión inicial requerida de los diversos proyectos. Los escenarios financieros planteados en todos los casos a nivel de estimaciones económicas tienen niveles de confianza de $\pm 30\%$, por encontrarse bajo una condición de anteproyecto.

Referente al análisis de sensibilidad, se evaluaron los siguientes escenarios:

- 1) Escenario base: El proyecto financia el 20% de la suma de la inversión y del capital de trabajo por medio de un crédito, y financia el 80% restante con sus propios fondos (*equity*).
- 2) Variación del financiamiento: El proyecto financia la totalidad de la inversión y del capital de trabajo con sus propios fondos.
- 3) Variación de los ingresos: Los ingresos (suma de ingresos por CERs, venta de electricidad o del biogás, si aplica) aumentan en un 10%, como consecuencia de un aumento en el precio de unidad de CER, kWh o biogás y/o un aumento de la cantidad del gas capturado.
- 4) Variación de la inversión: El monto de inversión baja en un 10%.
- 5) Variación de costos de operación: Los costos anuales de operación aumentan en un 10%.
- 6) Variación de gastos: Los gastos anuales aumentan en un 10%.

- 7) Variación de la tasa de interés: La tasa de interés para el posible crédito aumenta en un punto (1%).

Para evaluar el impacto sobre la viabilidad económica de los proyectos que podrían significar posibles variaciones en el precio de los CERs y/o de la energía eléctrica generada, se estimaron además los VANs y los TIRs de los proyectos respectivos en el GAM con:

- 1) una baja del 20% y un aumento del 20% del precio de CERs y una baja del 20% y un aumento del 20% del precio pagado por la energía eléctrica generada.
- 2) Los resultados se muestran en el cuadro 4 y en los puntos 1, 2 y 3 de este capítulo.

Se analizaron las emisiones estimadas de biogás y el potencial de mitigación de emisiones de GEI por quemado para dos vertederos fuera del GAM (Zagala y Pérez Zeledón) de manera similar al análisis de los rellenos en el GAM. También se analizaron proyectos de generación de energía eléctrica, aunque estos no son viables por los costos de inversión asociados. Los resultados se muestran en el cuadro 8, en el punto 4 de este capítulo.

Finalmente se realizó un análisis para proyectos de separación y compostaje para sitios dentro y fuera del GAM: Se consideraron para este estudio cinco sitios: uno pequeño y otro mediano (ambos fuera del GAM), el vertedero Zagala, el relleno sanitario Los Pinos y el relleno sanitario Aserri. Para estos proyectos se calcularon los potenciales de mitigación de emisiones de GEI.

Cabe mencionar que el análisis de estos últimos proyectos no se contemplaba en los TdR originales del estudio, sin embargo se consideró importante incluirlos. Por falta de experiencia en la implementación de proyectos similares, las estimaciones de costos de inversión, de gastos y costos, así como de los ingresos por venta de compost presentan una alta incertidumbre, en comparación por ejemplo con proyectos de quemado. Por eso las determinaciones de parámetros de evaluación financiera (VAN, TIR) son también menos precisas. Los supuestos y los resultados se muestran en los cuadros 9 y 10, en el punto 5 de este capítulo.

1. Resultados para los proyectos de captación y quemado para sitios en el GAM

A continuación se presenta un cuadro resumen de resultados para los cuatro sitios en el GAM respecto a proyectos de quemado, de generación de energía eléctrica y de utilización térmica, seguidos por las respectivas conclusiones principales (puntos 1, 2 y 3 de este capítulo):

Cuadro 4

RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS CUATRO RELLENOS SANITARIOS ANALIZADOS RESPECTO A PROYECTOS DE QUEMADO, GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y UTILIZACIÓN TÉRMICA ^{a/}

Proyecto		Relleno Sanitario La Carpio (PTA Uruka)	Relleno Sanitario Aserri (PTA Aczarri)	Relleno Sanitario Los Mangos	Relleno Sanitario Los Pinos
Operador		EBI	EBI	WPP	WPP
Ubicación		La Carpio, Uruca	Aserri, Desamaparados	Barrio San José, Alajuela	Navarro, Cartago
Emisiones estimadas					
Emisión estimada de Biogás	Promedio Anual (m ³ /año)	25 023 629	23 453 769	8 166 923	3 742 910
	Total (m³)	250 236 290	234 537 695	81 669 233	37 429 104
Emisión estimada de CO ₂ e	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	188 133	176 331	61 401	28 140
	Total (tCO₂e)	1 881 334	1 763 309	614 008	281 401
Captación y Quemado					
Potencial de Mitigación de Emisiones por Quemado	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	136 930	128 314	42 573	17 883
	Total (tCO₂e)	1 369 296	1 283 138	425 728	178 833
Total de Ingresos por CERs	Promedio Anual (US\$/año)	1 146 418	973 428	405 144	172 060
	Total (US\$)	11 464 182	9 734 276	4 051 442	1 720 596
Inversión estimada incluyendo capital de trabajo (US\$)		1 902 600	1 902 600	1 575 600	832 500
Costos de Operación y Gastos estimados (US\$/año)		180 000	180 000	180 000	130 000
VAN estimado (US\$)		1 729 434	681 982	- 309 631	- 494 749
TIR estimado (%)		62,0	32,0	- 12,0	-
Beneficio/Costo estimado		3,13	1,23	-0,63	-1,70
Captación y Generación Eléctrica					
Generación de Energía Eléctrica Neta	Promedio Anual (kWh/año)	20 081 911	18 758 166	4 894 835	1 777 462
	Total (kWh)	200 819 114	187 581 657	48 948 354	17 774 624
	Potencia Máxima Instalada (kW)	3 200	3 200	1 600	800
Potencial de Mitigación por Quemado	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	136 930	128 314	42 573	17 883
	Total (tCO₂e)	1 369 296	1 283 138	425 728	178 833
Potencial de Mitigación por Generación Eléctrica (b)	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	5 810	5 427	1 416	514
	Total sobre el Periodo Analizado (tCO₂e)	58 097	54 267	14 161	5 142
Total de Potencial de Mitigación	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	142 739	133 740	43 989	18 397
	Total (tCO₂e)	1 427 393	1 337 405	439 889	183 975
Ingresos por CERs por Quemado	Promedio Anual (US\$/año)	1 146 418	973 428	404 269	171 688
	Total (US\$)	11 464 182	9 734 276	4 042 692	1 716 879
Ingresos por CERs por Generación Eléctrica (b)	Promedio Anual (US\$/año)	48 967	40 996	13 292	5 853
	Total (US\$)	489 671	409 961	132 921	58 532
Total de Ingresos por CERs	Promedio Anual (US\$/año)	1 195 385	1 014 424	417 561	177 541
	Total (US\$)	11 953 853	10 144 237	4 175 613	1 775 412
Ingresos por Venta de Electricidad	Promedio Anual (US\$/año)	1 204 915	1 125 490	293 690	106 648
	Total (US\$)	12 049 147	11 254 899	2 936 901	1 066 477
Total de Ingresos	Promedio Anual (US\$/año)	2 400 300	2 139 914	711 251	284 189
	Total (US\$)	24 003 000	21 399 137	7 112 514	2 841 889
Inversión estimada incluyendo capital de trabajo (US\$)		6 460 915	6 254 677	3 878 118	1 965 427
Costos de Operación y Gastos estimados (US\$/año)		511 929	340 065	365 432	207 439
VAN estimado (US\$)		1 904 744	198 339	- 910 423	- 1 036 006
TIR estimado (%)		39,0	20,0	-	-
Beneficio/Costo estimado		1,07	0,13	-0,81	-1,75
Captación y Uso Térmico					
Potencial Térmico	Promedio Anual (TJ)	340	-	-	-
	Total (TJ)	3 398	-	-	-
	Año pico (TJ)	439	-	-	-
Potencial de Mitigación por Quemado	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	136 930	-	-	-
	Total (tCO₂e)	1 369 296	-	-	-
Potencial de Mitigación por Uso Térmico (b)	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	5 810	-	-	-
	Total (tCO₂e)	58 097	-	-	-
Total de Potencial de Mitigación	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	142 739	-	-	-
	Total (tCO₂e)	1 427 393	-	-	-
Ingresos por CERs por Quemado	Promedio Anual (US\$/año)	1 143 942	-	-	-
	Total (US\$)	11 439 420	-	-	-
Ingresos por CERs por Uso Térmico	Promedio Anual (US\$/año)	48 967	-	-	-
	Total (US\$)	489 672	-	-	-
Total de Ingresos por CERs	Promedio Anual (US\$/año)	1 192 909	-	-	-
	Total (US\$)	11 929 091	-	-	-
Ingresos por Venta de Gas	Promedio Anual (US\$/año)	1 794 045	-	-	-
	Total (US\$)	17 940 453	-	-	-
Total de Ingresos	Promedio Anual (US\$/año)	2 986 954	-	-	-
	Total (US\$)	29 869 544	-	-	-
Inversión estimada incluyendo capital de trabajo (US\$)		3 008 160	-	-	-
Costos de Operación y Gastos estimados (US\$/año)		258 000	-	-	-
VAN estimado (US\$)		7 154 533	-	-	-
TIR estimado (%)		163	-	-	-
Beneficio/Costo estimado		8,42	-	-	-

a/ Todos los datos se refieren al período de análisis financiero: 10 años (2010 a 2019).

b/ Reducción de emisiones de GEI debido al reemplazo de generación eléctrica más carbono-intensiva, según el factor eléctrico de la red costarricense.

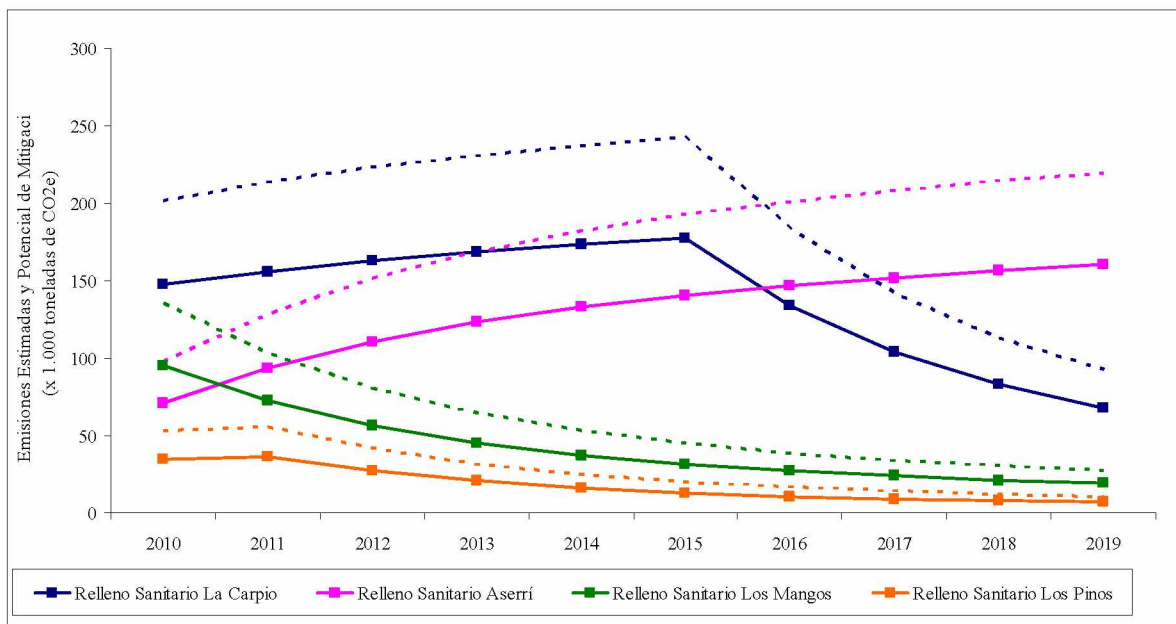
a) **Resultados para proyectos de captación y quemado en el GAM – Emisiones estimadas de GEI y potencial de mitigación**

Los resultados referentes a las emisiones estimadas en los rellenos (véanse el cuadro 4 y el gráfico 4) muestran que, en términos generales, los cuatro rellenos sanitarios analizados representan una fuente importante de generación de biogás y un gran potencial de reducción de estas emisiones. Debido a que la generación de biogás es mayor en los primeros dos años después de la disposición de los residuos, las emisiones básicamente dependen de la vida útil restante y de las cantidades de residuos depositados diariamente en un sitio específico.

El siguiente gráfico muestra las estimaciones ex-ante de generación de biogás (líneas punteadas), así como de potencial de mitigación de emisiones (líneas sólidas), para proyectos de captación y quemado en los cuatro rellenos sanitarios estudiados.

Gráfico 4

EMISIONES ESTIMADAS Y POTENCIAL DE MITIGACIÓN POR CAPTACIÓN Y QUEMADO EN LOS RELLENOS DEL GAM



Fuente: Cálculos del consultor.

Por lo tanto, el Relleno Sanitario La Carpio representa las emisiones mayores, con una generación de gas metano equivalente a casi 1,88 millones de tCO₂e, de las cuales hasta 1,37 millones de tCO₂e se podrían evitar sobre 10 años (2010–2019), el equivalente de 73%. Seguidamente, el Relleno Sanitario Aserri representaría emisiones estimadas de alrededor de 1,76 millones de tCO₂e y un potencial de mitigación de 1,28 millones de tCO₂e sobre 10 años (73%).

En el Relleno Sanitario Los Mangos se muestra una generación de biogás de 614.000 tCO₂e, de las cuales hasta 426.000 tCO₂e se podrían evitar sobre 10 años (69%). Las emisiones del Relleno Sanitario Los Pinos, aunque ambientalmente también muy relevantes, son significativamente inferiores que los de los demás rellenos (15% relativo a La Carpio, en términos de generación de biogás). Esto debido a las cantidades menores que recibe y su vida útil restante de aproximadamente tres años, según la planificación actual del operador. Este relleno representa emisiones estimadas de 281.000 tCO₂e, de las cuales hasta 179.000 tCO₂e podrían evitarse (64%).

Sumados, estos cuatro rellenos emitirán una cantidad aproximada de 4,54 millones de tCO₂e entre 2009 y 2019 de no implementarse medidas técnicas de mitigación, o de 603.872.322 m³ de biogás. Por medio de la captación del gas, su quema y posiblemente aprovechamiento energético respectivo, se podrían evitar hasta 3,26 millones tCO₂e; es decir, el 72% de estas emisiones.

b) Resultados económicos para proyectos de captación y quemado

En términos generales, al analizar numéricamente las estimaciones realizadas, se puede afirmar que los proyectos de captación y quemado requieren de los ingresos por CERs para adquirir sentido financiero, al ser estos sus únicos ingresos.

Dadas las características climáticas costarricenses (principalmente los altos niveles de precipitación y las temperaturas), se da un decaimiento acelerado de los residuos orgánicos y, consecuentemente, una producción de biogás relativamente rápida que se acaba a lo largo de varios años. Esta situación provoca que proyectos pequeños o cercanos a su cierre resulten poco rentables o no rentables, tomando en cuenta la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y los gastos necesarios para llevar a cabo un proyecto de este tipo.

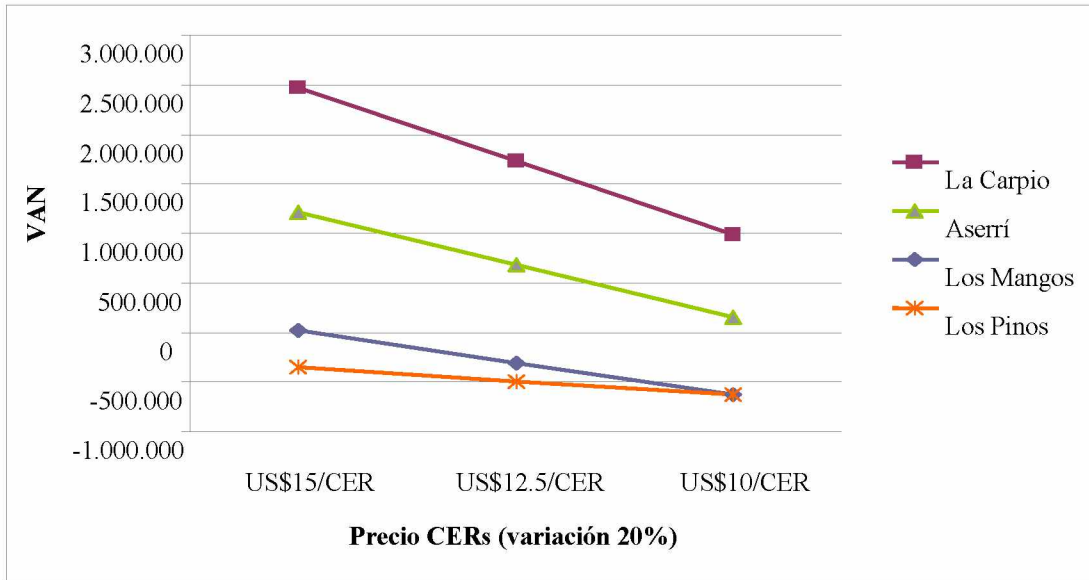
Proyectos de captación y quemado de biogás en rellenos grandes y con más vida útil restante, como el Relleno Sanitario La Carpio y el Relleno Sanitario Aserrí, resultan atractivos financieramente considerando sus ingresos por CERs. Estos proyectos pueden recibir cada uno más de cinco millones de toneladas de basura durante su vida útil, lo cual implica una generación de más de 750 m³/h de biogás durante 10 años. Cabe destacar que cada uno de estos rellenos presenta más de tres veces el potencial en evitación de emisiones de metano que el Relleno Sanitario Los Mangos, y más de siete veces el potencial respectivo del Relleno Sanitario Los Pinos. Bajo los supuestos utilizados, estos dos últimos proyectos no resultan factibles desde el punto de vista económico.

Con fines demostrativos, en el anexo 14 se presenta el flujo de efectivo para un proyecto. A manera de ejemplo, se ha elegido mostrar el proyecto de captación y generación eléctrica en el Relleno Sanitario Aserrí (escenario base).

Un análisis del impacto que provoca el precio de los CERs resulta interesante. Los gráficos 5 y 6 muestran la variación en los indicadores financieros VAN y TIR producto de un aumento o una disminución del 20% en el precio supuesto de los CERs, el cual dependerá además de la negociación que logren concretar los eventuales desarrolladores de los proyectos con las entidades compradoras de los CERs. El precio indicado en la parte inferior de los gráficos es el utilizado hasta el año 2012; a partir de enero de 2013 (período post-Kyoto) el precio contemplado es la mitad del indicado, de manera consistente con el resto de los cálculos de este informe.

Gráfico 5

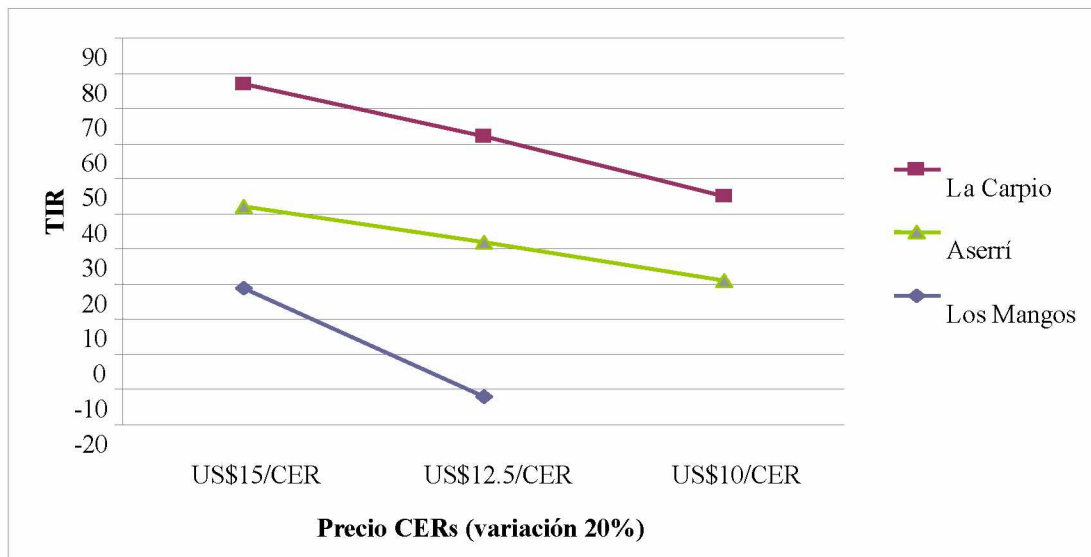
VARIACIÓN DEL VAN ANTE UN AUMENTO O UNA DISMINUCIÓN DEL 20% EN EL PRECIO SUPUESTO DE LOS CERS



Fuente: Cálculos del consultor.

Gráfico 6

VARIACIÓN DEL TIR ANTE UN AUMENTO O UNA DISMINUCIÓN DEL 20% EN EL PRECIO SUPUESTO DE LOS CERS



Fuente: Cálculos del consultor.

Según este análisis, un proyecto de captación y quemado en La Carpio resultaría rentable incluso en un escenario en donde el precio de los CERs sea de un 20% menor al estimado. En Aserrí, un proyecto de esta naturaleza a precios de \$10 dólares/CER se vuelve poco atractivo, debido en parte a que los ingresos en este caso se darían a más largo plazo (debido a las características que pronostica el modelo de decaimiento utilizado).

Es importante destacar que un proyecto en el Relleno Sanitario Los Mangos se presenta como marginalmente rentable a valores de CERs de 15 dólares, mientras que Los Pinos no presenta una rentabilidad positiva en ningún escenario. El relleno Los Pinos podría aumentar su rentabilidad si el sitio fuera más grande y operara por más años, en cuyo caso habría que volver a evaluarlo.

Con respecto a las condiciones de financiamiento, en términos generales los proyectos de captación y quemado de biogás se muestran más rentables en los escenarios en los que se solicita un préstamo por el 80% de la inversión que con un financiamiento de 100% con capital propio del dueño del proyecto, debido a la exigibilidad de la tasa de descuento utilizada (18%) versus las tasas de interés supuestas para el análisis (10% en dólares), adecuadas a la coyuntura mundial y local actual (escenario base).

En el análisis de sensibilidad (véase el cuadro 5), aplicando incrementos de 10% a los ingresos (escenario optimista), incremento de 10% en los costos y gastos (escenario pesimista), reducción de 10% de la inversión y aumento de 10% de la tasa de interés, se determina que las variables que más sensibilizan todos los proyectos y en todos los escenarios son los ingresos y la inversión. En el caso particular de Los Mangos, una reducción del 10% en la inversión hace al proyecto rentable, aunque de forma marginal, para los intereses de un inversionista.

Cuadro 5

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE CAPTACIÓN
Y QUEMADO EN LOS CUATRO RELLENOS SANITARIOS ANALIZADOS

Escenarios de Captación y Quemado	VAN (\$)	TIR (%)	BC
<u><i>La Carpio</i></u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	1 458 982	36	0,77
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	1 729 435	62	3,13
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	2 259 739	73	4,08
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	1 671 012	61	3,02
INVERSIÓN baja 10%	2 249 544	77	4,33
GASTOS aumentan 10%	1 706 964	62	3,08
INTERÉS aumenta 1 pto	1 828 475	65	3,30
<u><i>Aserri</i></u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	411 529	22	0,22
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	681 982	32	1,23
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	1 062 650	39	1,92
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	623 559	31	1,13
INVERSIÓN baja 10%	1 272 206	51	3,49
GASTOS aumentan 10%	659 512	31	1,19
INTERÉS aumenta 1 pto	818 494	37	2,15
<u><i>Los Mangos</i></u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	- 491 483	6	-0,31
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	- 309 631	-12	-0,63
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	- 94 428	11	-0,19
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	- 368 054	ND	-0,75
INVERSIÓN baja 10%	135 169	27	0,29
GASTOS aumentan 10%	- 332 102	-17	-0,68
INTERÉS aumenta 1 pto	- 204 354	1	-0,42
<u><i>Los Pinos</i></u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	- 557 269	ND	-0,67
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	- 494 749	ND	-1,70
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	- 403 410	ND	-1,38
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	- 539 690	ND	-1,85
INVERSIÓN baja 10%	- 243 795	ND	-0,88
GASTOS aumentan 10%	- 508 231	ND	-1,74
INTERÉS aumenta 1 pto	- 412 890	ND	-1,42

Fuente: Cálculo del consultor.

En todos los casos, se debe tener presente que un proyecto de la naturaleza de los aquí planteados genera beneficio adicionales, además de la reducción de las emisiones de GEI. Entre estos beneficios colaterales se pueden mencionar los siguientes:

- i) Mitigación de malos olores.
- ii) Fortalecimiento de la imagen verde y responsable para la empresa desarrolladora.
- iii) Financiamiento para las actividades de cierre y post-cierre del relleno (un mantenimiento del sitio durante 15 años, tal como lo exige la legislación nacional).
- iv) Mejora de la imagen de la empresa, a los ojos de potenciales inversionistas.
- v) Garantía para otras inversiones en el sitio.

No obstante, también se debe tomar en cuenta que, según la experiencia internacional que se tiene con estos proyectos, uno de los puntos más críticos es la eficiencia que se tenga en la captura del biogás que se genere en el relleno, debido a que esta eficiencia dependerá de numerosos factores, como el diseño del relleno, la impermeabilidad y colocación de geomembranas, la forma de operación, la instalación, estado y operación del sistema de captura del biogás, entre muchos otros. Dado que la eficiencia en la captura del biogás impacta directamente en los ingresos por CERs de los proyectos (a mayor eficiencia, más metano se podrá quemar y más CERs se podrán cosechar), este punto resulta crucial a la hora de determinar el éxito que puede tener un proyecto de esta clase. Este riesgo de generar menos CERs que lo esperado se conoce como “riesgo de entrega” en los mercados de carbono.¹²

Estas consideraciones también son válidas para los proyectos de captación y generación eléctrica y de utilización térmica, ya que éstos también dependen de la eficiencia de captura del gas.

2. Resultados para los proyectos de captación y generación eléctrica para sitios en el GAM

a) Resultados para proyectos de captación y generación eléctrica en el GAM – Emisiones estimadas de GEI, potencial de mitigación y potencial de generación eléctrica:

La planta potencial del Relleno Sanitario La Carpio (PTA Uruka) podría tener una capacidad de 3,2 MW por un período de seis años, pudiendo entregar un promedio de 20 GWh por año sobre 10 años (2010–2019), y en promedio superior a los 16 GWh por año de todo el período de 14 años. El resto de los años, su potencia extraíble disminuye significativamente a 0,8 MW a partir del año 2020.

La planta potencial del Relleno Sanitario Aserrí es similar en tamaño y potencial total para el período de 10 años, sin embargo, en su caso la cosecha de biogás sigue aumentando sobre los años porque el relleno operará durante todo el período considerado. Este sitio podría tener una capacidad de hasta 3,2 MW, pudiendo entregar un promedio de 19 GWh sobre 10 años (hasta 2019), y de 20,5 GWh sobre un período de 14 años (hasta 2023), lo que evidencia un proyecto más

¹² Para determinar la eficiencia de captura del biogás en los sitios de disposición se aplicó la herramienta del UNFCCC (Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, por sus siglas en inglés), indicada en los TdR, considerando las características de construcción y operación de los sitios. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que la entrega del gas en la mayoría de los proyectos MDL de captación de biogás ha sido por debajo de lo calculado con las versiones anteriores de la misma herramienta, resultando en una entrega de CERs inferior a lo esperado en estos proyectos.

constante o con menos variabilidad que La Carpio. Su potencial aumenta constantemente dado que es un relleno que empieza su vida útil pero ese arranque lento podría ser una limitación financiera.

En Relleno Sanitario Los Mangos llegará en el corto plazo a la fase de decaimiento en generación de biogás y el año 2010 (el último año de su operación) es el año con mayor generación con 235 TJ y 12 GWh máximo. Por razones obvias los promedios son muy bajos y es a partir del año nueve en el que ya no se puede generar energía eléctrica con el módulo de 0,8 MW debido a la falta de gas.

El Relleno Sanitario Los Pinos tiene una aportación menor que los rellenos La Carpio y Aserri (menos del 15%). Este relleno también llegará en el corto plazo a la fase de decaimiento en generación de biogás con la generación máxima en el año 2011 (el último año de su operación). Por eso solamente hasta el año 2013 podría haber suficiente gas para operar el módulo de 0,8 MW, lo que está considerado en la estimación.

En la totalidad estos cuatro rellenos sanitarios representan un potencial de 455 GWh de generación eléctrica para un período de 10 años, y de 578 GWh sobre 14 años, con la estabilidad y entrega que se presenta en el comportamiento de la entrega de gas de cada sitio. El promedio anual de este potencial es 45,5 GWh/año en generación de energía eléctrica a partir de biogás de relleno, con una capacidad máxima instalada de 8,8 MW.

Esta capacidad estimada a partir del biogás captado en los cuatro rellenos representa un 0,4% de la capacidad instalada de generación eléctrica total del país (2.182 MW) (CEPAL, 2008).¹³

Por otro lado, la demanda eléctrica crece en Costa Rica aproximadamente en un 5% anual. Por lo tanto, la generación de electricidad a partir del biogás podría cubrir un 8% del crecimiento de un año, lo que resulta relevante. Cabe mencionar que el actual plan de expansión del ICE no considera la generación eléctrica a partir de biogás de rellenos.

El gráfico 7 muestra la distribución de los potenciales de mitigación de GEI en los cuatro sitios. En comparación con las reducciones de emisiones potenciales de GEI por *captación y quemado* (94,5% del potencial total de mitigación en los cuatro sitios), la relevancia de las reducciones adicionales de emisiones de GEI por la *generación eléctrica* (3,8% del potencial total de mitigación), y por la *utilización térmica* (1,7% del potencial total de mitigación) es baja. Este potencial limitado de mitigación por medio de generación eléctrica y de utilización térmica es causado por la alta participación de fuentes renovables en la generación de electricidad a nivel de país, y el bajo factor eléctrico resultante.

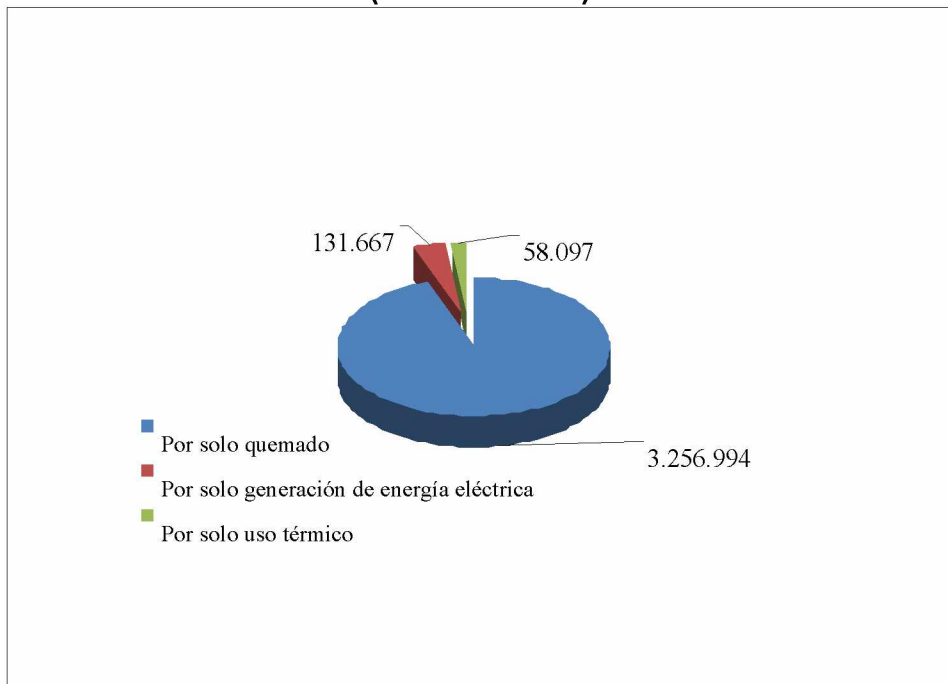
Con respecto al período de explotación de un proyecto de generación eléctrica, el componente MDL del mismo usualmente no sobrepasa los diez años de duración, por razones propias del mecanismo. No obstante, la duración de la explotación que se le pueda dar al gas para

¹³ En el caso de la utilización térmica del gas capturado en el relleno sanitario de La Carpio en una planta del ICE, también sería una generación eléctrica, aunque indirecta, y el potencial total de generación eléctrica a partir del biogás de rellenos a nivel de país quedaría básicamente igual.

generar y vender electricidad dependerá de las características propias del sitio. Así, si luego de diez años el relleno sanitario aún genera suficiente biogás como para producir electricidad de manera rentable, esto se podrá seguir haciendo, independientemente de la terminación del proyecto MDL y, consecuentemente, la cosecha de los CERs generados. Esta misma lógica aplica para un proyecto de utilización térmica del gas metano.

Gráfico 7

**DISTRIBUCIÓN DE LOS POTENCIALES DE MITIGACIÓN DE GEI
(SUMA DE LOS CUATRO RELLENOS SANITARIOS DEL GAM)
(tCO₂e en 10 años)**



Fuente: Cálculos del consultor.

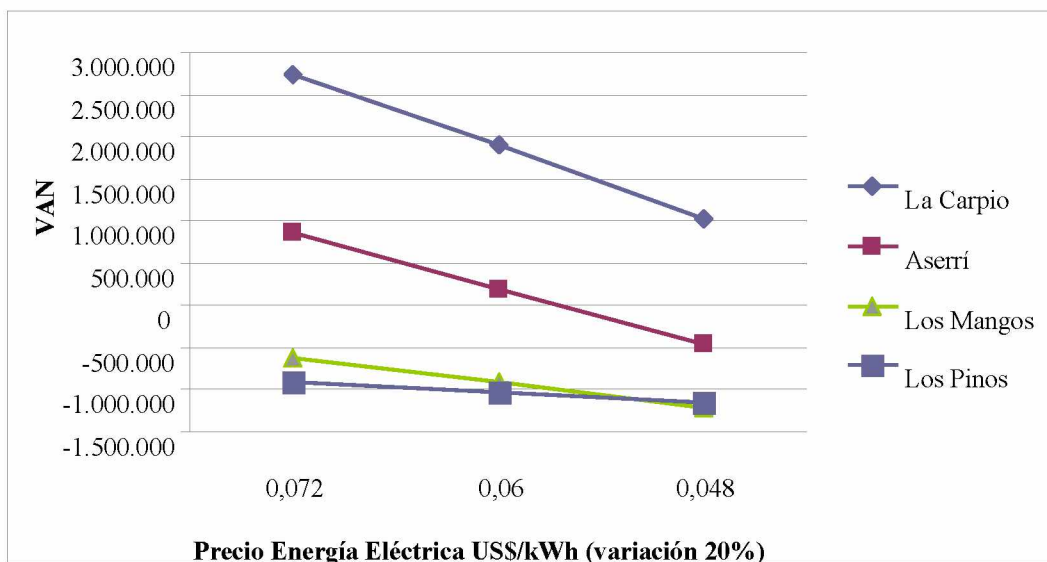
b) Resultados económicos para proyectos de captación y generación eléctrica

En general, los proyectos que contemplan generación eléctrica requieren de aproximadamente tres veces la inversión inicial, en comparación con proyectos de sólo quemado. Por esta razón, en el caso de La Carpio, el TIR para un proyecto de quemado es significativamente superior que en un proyecto de generación eléctrica (al no haber una alta inversión inicial, la tasa de retorno se ve beneficiada), mientras que el indicador VAN se presenta ligeramente más alto en el proyecto de generación eléctrica (a lo largo del tiempo analizado, los ingresos compensan la inversión realizada en un inicio).

El análisis de sensibilidad para el VAN y el TIR para proyectos con generación eléctrica a variaciones del 20% del precio pagado por la energía eléctrica (escenario optimista y pesimista), se muestra en los gráficos 8 y 9.

Gráfico 8

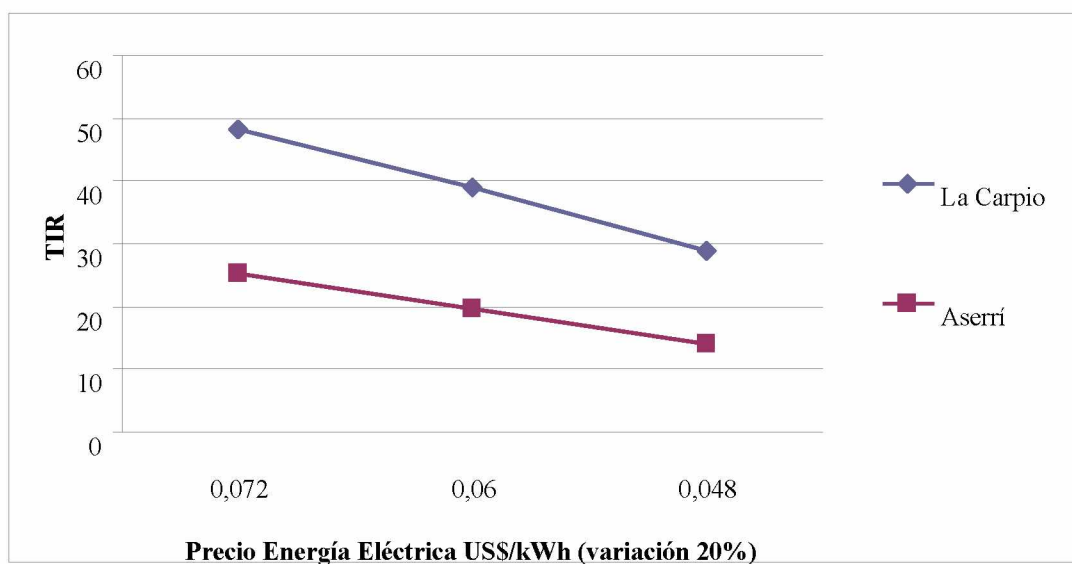
VARIACIÓN DEL VAN ANTE UN AUMENTO O UNA DISMINUCIÓN DEL 20% EN EL PRECIO DE VENTA SUPUESTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



Fuente: Cálculos del consultor.

Gráfico 9

VARIACIÓN DEL TIR ANTE UN AUMENTO O UNA DISMINUCIÓN DEL 20% EN EL PRECIO DE VENTA SUPUESTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



Fuente: Cálculos del consultor.

De estos gráficos se desprende que, considerando los ingresos por CERs y por venta de electricidad, solamente el proyecto La Carpio sería rentable en todos los escenarios analizados, mientras que el proyecto de Aserri resulta interesante desde la rentabilidad sólo a precios a partir de aproximadamente 0,06 dólares/kWh. Los proyectos en Los Mangos y Los Pinos no son rentables en ningún caso de precio de electricidad considerado, bajo los supuestos presentados.

De forma similar a los proyectos de captura y quemado de biogás, los proyectos de captura y generación eléctrica resultan más interesantes a nivel económico si éstos se pueden financiar parcialmente con un préstamo externo, en comparación a realizarlos con el capital propio del dueño del proyecto (debido a los supuestos antes mencionados: una tasa de descuento del 18% versus una tasa de interés del 10% en dólares). Sin embargo, todo esto dependerá de las condiciones establecidas por el desarrollador eventualmente. El proyecto en Aserri pasa de ser no rentable con capital 100% de inversionistas a ligeramente rentable con la solicitud de un financiamiento de 80% del capital requerido bajo los supuestos generales financieros de este estudio.

Como otro ejemplo, el proyecto de generación eléctrica potencial en el sitio Los Mangos sería rentable si la inversión bajara 10%, por lo que se hace necesario continuar con análisis más específicos y detallados para estos proyectos con el objetivo de ser más conclusivo.

En cuanto al análisis de sensibilidad (véase el cuadro 6), aplicando los mismos incrementos y reducciones descritos en el apartado anterior, se determina que las variables que más sensibilizan todos los proyectos son los ingresos y la inversión. Por esta razón, ingresos más altos (por ejemplo producto de un aumento de los precios de CERs y/o de la electricidad vendida) mejorarían significativamente la viabilidad de los proyectos.

Cuadro 6

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE CAPTACIÓN Y GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS CUATRO RELLENOS SANITARIOS ANALIZADOS

Escenarios de Captación y Generación Eléctrica	VAN (\$)	TIR (%)	BC
<u>La Carpio</u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	780 087	21	0,12
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	1 904 744	39	1,07
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	3 045 034	51	1,71
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	1 699 520	37	0,95
INVERSIÓN baja 10%	3 627 389	60	2,18
GASTOS aumentan 10%	1 882 274	39	1,06
INTERÉS aumenta 1 pto	2 166 397	42	1,21
<u>Aserri</u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	- 932 366	14	-0,15
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	198 339	20	0,13
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	1 046 613	27	0,66
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	26 795	18	0,02
INVERSIÓN baja 10%	1 968 978	40	1,75
GASTOS aumentan 10%	175 869	19	0,11
INTERÉS aumenta 1 pto	79 044	19	0,05
<u>Los Mangos</u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	-1 494 329	3	-0,39
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	- 910 423	ND	-0,81
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	- 518 595	-1	-0,46
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	-1 011 323	ND	-0,90
INVERSIÓN baja 10%	149 835	23	0,14
GASTOS aumentan 10%	- 932 894	ND	-0,83
INTERÉS aumenta 1 pto	- 709 650	-8	-0,63
<u>Los Pinos</u>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	-1 279 103	ND	-0,65
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	-1 036 006	ND	-1,75
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	- 867 176	ND	-1,46
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	-1 114 315	ND	-1,88
INVERSIÓN baja 10%	- 488 458	ND	-0,88
GASTOS aumentan 10%	-1 049 488	ND	-1,77
INTERÉS aumenta 1 pto	- 917 534	ND	-1,55

Fuente: Cálculos de los consultores.

En general, al comparar los indicadores financieros para proyectos de captación y quemado con los proyectos de generación y venta de energía eléctrica, se puede indicar que resultan más atractivos financieramente los proyectos sin el componente de generación, considerando el flujo absoluto de ganancia y/o rentabilidad que ambos proporcionan.

Adicionalmente, los riesgos asociados a los proyectos de generación apoyan esta afirmación, tomando en cuenta el marco regulatorio y los procesos y tarifas establecidas por el ICE, así como las inversiones y plazos necesarios para estos proyectos.

Por otro lado, se debe tomar en cuenta que para un relleno sanitario implementar un sistema de captación y quemado no requiere de un proceso de aprendizaje muy complejo, al ser esta actividad muy similar a la operación cotidiana de un relleno. Comenzar a generar y vender electricidad sí constituye una actividad más lejana a la operación diaria de los rellenos sanitarios, requiriendo de un proceso de aprendizaje que no deja de ser un obstáculo adicional.¹⁴

Otro aspecto a tomar en cuenta es la vigencia del Protocolo de Kyoto y la incertidumbre en torno a lo que sucederá después del año 2012. En este sentido, un proyecto de captación y quemado del biogás no requiere de un EIA para comenzar a construirse, por lo que el proceso es mucho más ágil. Proyectos de generación eléctrica podrían requerir respectivos EIA, retrasando el cronograma de inicio de operaciones de la planta y, por ende, la cosecha de los CERs, con lo cual se desaprovecharían los precios actuales (pre-2012) de estos certificados, afectando directamente la rentabilidad financiera del proyecto.

Las consideraciones descritas son válidas para el contexto legal-administrativo actual y para proyectos de generación privada. Con la vigencia de una nueva ley de energía en el corto plazo este escenario podría cambiar, dependiendo de los mecanismos de negociación y de transición establecidos.

Una mejora de las condiciones marco (p. ej. un nuevo proyecto de ley de energía, o un cambio en la política y los procedimientos del ICE) podría impulsar a la brevedad proyectos de captación y aprovechamiento de gas en por lo menos dos de los sitios grandes, y podría ser un mecanismo más eficiente para asegurar un manejo adecuado del biogás en algunos de los rellenos sanitarios grandes del país, comparado con el MDL.

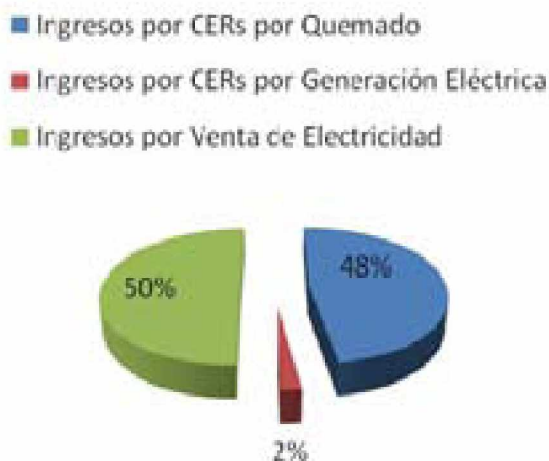
También debe tenerse en cuenta que los proyectos que resulten rentables aun sin el apalancamiento financiero de la cosecha de CERs no pueden calificar para un proyecto MDL, debido al principio de adicionalidad financiera que este mecanismo maneja. Según los análisis realizados, de los casos en estudio únicamente el escenario de venta de metano para uso térmico en La Carpio) sufriría esta situación (véase el próximo capítulo).

Para el resto de los escenarios, los ingresos por concepto de venta de CERs son tan importantes que sin ese componente los proyectos pierden la viabilidad financiera, por lo que sí cumplen con el criterio de adicionalidad mencionado. Con el fin de ejemplificar esta afirmación, el gráfico 10 muestra la distribución de los ingresos para el escenario de captura y generación eléctrica de La Carpio, en donde se puede apreciar la importancia de los ingresos por CERs para el flujo de ingresos del proyecto, en comparación con los ingresos que se esperarían por concepto de la venta de electricidad.

¹⁴ Existe la experiencia de un proyecto MDL de captación de biogás y generación eléctrica en Costa Rica: "Rio Azul landfill gas and utilization Project". Este proyecto no ha podido satisfacer las expectativas en términos de cosecha de CERs y de generación de energía.

Gráfico 10

**DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS EN EL RELLENO SANITARIO LA CARPIO
EN EL ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**



Fuente: Cálculos de los consultores.

El gráfico también muestra que el MDL provee ingresos adicionales poco significativos para el reemplazo de energía eléctrica de la red actual por electricidad generada a partir del biogás: Los CERs generados por generación eléctrica representan alrededor de 2% de los ingresos totales del proyecto, ó 4,3% de los CERS generados por quemado (destrucción) del gas. Eso es resultado de la estructura nacional de generación eléctrica (altamente basada en fuentes renovables), la cual resulta en un factor térmico bajo para Costa Rica.

3. Resultados para el proyecto de captación y utilización térmica en el GAM

La opción de venta del biogás captado para un cambio (“switch”) de otro combustible a un usuario industrial o de servicio (que lo utilizará en su proceso o para producción en calentamiento) puede ser económicamente interesante, en términos generales, hasta para distancias de 10 km, pero que tenga una demanda significativa de gas (por ejemplo una industria mediana) y el gas sea facturado a un precio adecuado.

En Costa Rica, la instalación de una tubería de este tipo sobre la distancia indicada, y la búsqueda del usuario podría ser compleja. El caso del Relleno Sanitario La Carpio tiene la particularidad de tener a menos de un kilómetro una central térmica del ICE, denominada San Antonio, operado con bunker, para generar energía eléctrica, a la que podría venderle el biogás durante todo el año, posiblemente operando con gas el 100% del tiempo. Por ello, el caso de La Carpio es el único que ofrece una posibilidad real de uso térmico del gas.

a) Resultados para el proyecto de captación y utilización térmica – emisiones estimadas de GEI, potencial de mitigación y potencial térmico

Como se puede apreciar en el cuadro 4, el efecto de mitigación de un proyecto de utilización térmica en el Relleno Sanitario La Carpio es igual que en un proyecto de generación eléctrica en el mismo sitio. Respecto al potencial térmico del gas capturado, La Carpio puede tener disponible un potencial estimado de 439 TJ en el año de mayor producción (2011), y de 3.398 TJ sobre 10 años (2010–2019) ó 3.857 TJ sobre 14 años hasta 2023.

En el Relleno Sanitario Aserrí, el potencial térmico sigue aumentando sobre los años. El sitio puede representar un potencial estimado de 3.190 TJ sobre 10 años (un promedio de 319 TJ por año), y de 396 TJ en el año de mayor producción (2019); el potencial sube hasta 425 TJ en el año 14. El potencial térmico en el Relleno Sanitario Los Mangos sería de 1.063 TJ, y en Los Pinos 453 TJ, sobre los 10 años. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, en estos tres sitios no existe posibilidad real de implementar proyectos de utilización térmica.

En estas estimaciones no se ha considerado en la modulación, los límites de a qué flujo de gas puede operar el módulo más pequeño disponible en el mercado, lo que nos indica que las estimaciones son un poco menores a los datos presentados en el cuadro para el proyecto en La Carpio. El potencial térmico total de los cuatro sitios es de alrededor de 8.104 TJ en 10 años, ó 10.400 TJ en 14 años.

b) Resultados económicos para el proyecto de captación y utilización térmica:

Según las estimaciones realizadas, el proyecto de utilización térmica del gas capturado en el Relleno Sanitario La Carpio podría recibir beneficios económicos adicionales de hasta un 50% más por la venta del gas de relleno que los ingresos por venta de energía eléctrica, con inversiones mucho menores (del 50%). Los ingresos por la venta del gas superan significativamente los ingresos por CERs, lo que resulta en un proyecto muy rentable.

El precio que se ha supuesto es alrededor de 30% el precio del bunker (en relación con su valor calorífico), el cual debería ser muy razonable para el comprador (ICE). De todas formas, el precio será regulado por la ARESEP a los valores más convenientes para el consumidor de energía eléctrica de Costa Rica o al menos para el ICE, dado el marco regulatorio imperante. Este escenario depende del interés y las posibilidades técnicas del ICE en su central San Antonio de comprar el gas. Para realizar los cálculos en este informe, se supuso que se compra todo el gas generado.

Cabe mencionar que no existe experiencia con la venta de biogás al ICE. Dependiendo de la negociación con esta institución, los proyectos pueden presentarse muy atractivos para el operador del relleno, no sólo financieramente, sino también en términos de plazo para su implementación y bajo riesgo de operación.

Por otro lado, es importante considerar que bajo los supuestos considerados, el proyecto analizado sería rentable aun sin el apalancamiento financiero de la cosecha de CERs (el que

representa alrededor de 40% de los ingresos totales); por eso el proyecto corre el riesgo de no poder calificar para un proyecto MDL, debido al principio de adicionalidad financiera del mecanismo.

En cuanto al análisis de sensibilidad realizado, los resultados son similares a los otros escenarios evaluados. Las dos variables más importantes desde este punto de vista son los ingresos y la inversión (véase el cuadro 7).

Cuadro 7

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE CAPTACIÓN
Y USO TÉRMICO EN EL RELLENO SANITARIO LA CARPIO

Escenarios de Captación y Uso Térmico	VAN (\$)	TIR (%)	BC
<i>La Carpio</i>			
PROYECTO 100% financiado por capital propio	6 643 073	68	2,21
INVERSIONISTA (ESCENARIO BASE)	7 154 533	163	8,42
OPTIMISTA 10% aumento de ingresos	8 584 156	188	10,11
PESIMISTA 10% aumento de costos de operación	7 061 056	161	8,31
INVERSIÓN baja 10%	7 964 839	187	10,01
GASTOS aumentan 10%	7 132 063	162	8,40
INTERÉS aumenta 1 pto	7 291 129	166	8,58

Fuente: Cálculos del consultor.

4. Resultados para los dos vertederos fuera del GAM

Se analizaron los dos vertederos seleccionados: el vertedero de Zagala, con 190 toneladas de residuos depositados por día (t/d); y el vertedero municipal de Pérez Zeledón con 100 t/d (véase el punto 1 del capítulo II y los anexos 11 y 12), el análisis está basado en los mismos supuestos utilizados para los rellenos (véase el cuadro 3 en el capítulo V).

Una diferencia importante con respecto a los proyectos de operadores privados en el GAM es que los vertederos fuera del GAM son operados por municipalidades, y posibles proyectos de captación de gas u otros en estos sitios probablemente también serían proyectos municipales. En la evaluación de proyectos municipales de infraestructura no se calcula utilidad, pero usualmente se agrega un 10% de costos para desarrollo.¹⁵ Por esta razón, en los cálculos de viabilidad financiera se aplicó una tasa interna de retorno del 10%.

El cuadro 8 muestra los resultados obtenidos en el análisis de los proyectos de captación y quemado de biogás en los dos vertederos.

¹⁵ Información suministrada por el IFAM, en entrevista telefónica con Rafael Chinchilla.

Cuadro 8

RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS DOS VERTEDEROS ANALIZADOS
RESPECTO A PROYECTOS DE CAPTACIÓN Y QUEMADO ^a

Proyecto		Vertedero Zagala	Vertedero Pérez Zeledón
Operador		Municipalidad de Puntarenas	Municipalidad de Pérez Zeledón
Ubicación		Monte de Oro, Miramar, Puntarenas	Barrio Cocorí, Pérez Zeledón
Emisiones estimadas			
Emisión estimada de	Promedio Anual (m ³ /año)	2 265 785	2 132 771
Biogás	Total (m ³)	31 720 986	29 858 791
Emisión estimada de	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	17 035	16 035
CO ₂ e	Total (tCO ₂ e)	238 486	224 485
Captación y Quemado			
Potencial de Mitigación	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	14 582	13 714
de Emisiones por	Total (tCO ₂ e)	145 822	137 142
Total de Ingresos por	Promedio Anual (US\$/año)	135 778	110 591
CERs	Total (US\$)	1 357 779	1 105 908
Inversión estimada incluyendo capital de trabajo (US\$)		614 600	546 000
Costos de Operación y Gastos estimados (US\$/año)		114 397	97 232
VAN estimado (US\$)		- 377 336	- 391 044
TIR estimado (%)		-	-
Beneficio/Costo estimado		-1,76	-2,10

Fuente: Cálculos del consultor.

a/ Todos los datos se refieren al período de análisis financiero: 10 años (2010-2019)

a) Resultados para proyectos de captación y quemado en vertederos – emisiones estimadas de GEI y potencial de mitigación:

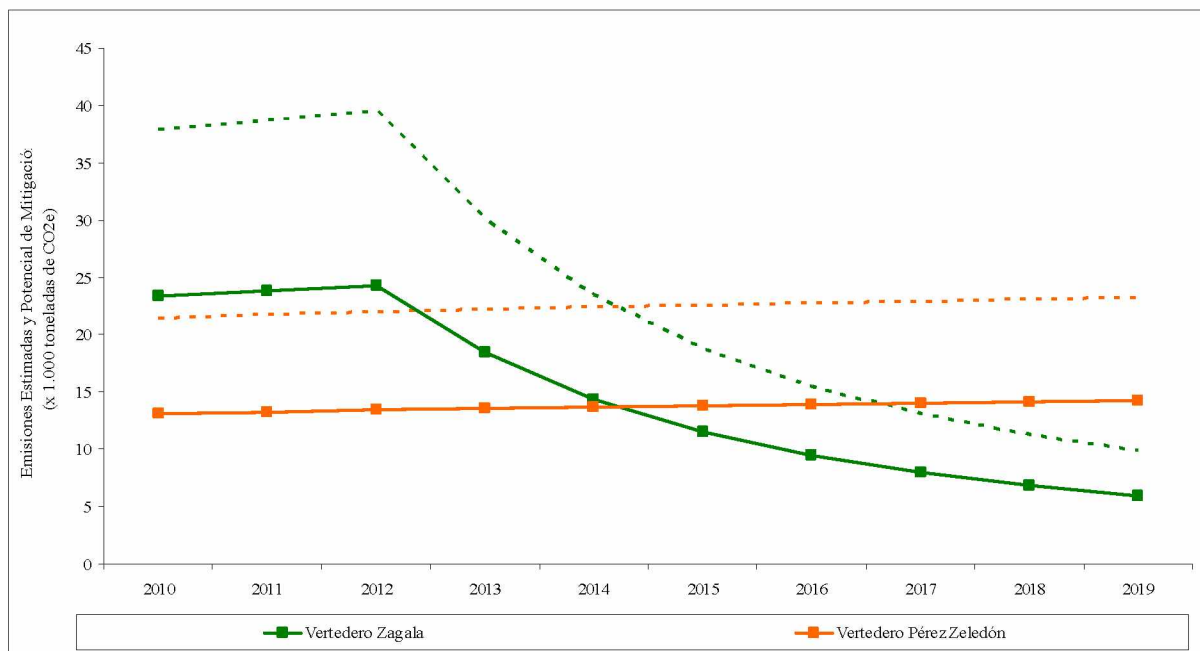
Las emisiones estimadas son significativamente menores en los dos vertederos, como muestra el cuadro anterior, en comparación con los rellenos sanitarios del GAM. Esto se debe a varias razones: por un lado, una cantidad menor de residuos ha sido depositado en los vertederos; y por otro, las prácticas poco controladas de operación de estos sitios han provocado que una gran proporción de los residuos depositados se hayan degradado bajo condiciones aeróbicas.

El vertedero de Zagala representa emisiones estimadas de 238.000 tCO₂e sobre 10 años, de las cuales 146.000 tCO₂e (61%) se podrían evitar por medio de captación y destrucción en el mismo período de tiempo.

En la actualidad, Zagala recibe cerca del doble de la cantidad de residuos por día en comparación con Pérez Zeledón, pero se estima su cierre en aproximadamente cuatro años, mientras que la recepción de residuos en Pérez Zeledón continuaría hasta el año 2019 (bajo el supuesto de la puesta en marcha del nuevo relleno previsto). Por esta razón, la mitigación de emisiones calculada para el vertedero de Pérez Zeledón, aunque continuamente en ascenso como se puede apreciar en el gráfico 11, es escasamente menor que la de Zagala sobre 10 años: El vertedero de Pérez Zeledón representa emisiones estimadas de 224.000 tCO₂e, de las cuales hasta 137.000 tCO₂e (61%) podrían evitarse.

Gráfico 11

**EMISIONES ESTIMADAS Y POTENCIAL DE MITIGACIÓN
POR CAPTACIÓN Y QUEMADO EN LOS VERTEDEROS ANALIZADOS**



Fuente: Cálculos de los consultores.

b) Resultados económicos para proyectos de captación y quemado en vertederos

Ambos proyectos parecieran no factibles desde el punto de vista financiero, debido principalmente a la inversión requerida para un proyecto de captación, y los ingresos limitados provenientes de CERs. Los flujos de gas son bajos, no sólo por la disposición limitada sino también porque los procesos de descomposición de material ya han sido aeróbicos en buena parte, lo cual implica una generación mucho menor de metano. Por otro lado, la eficiencia de captación del gas en los sitios con este tipo de operación es baja.

No se analizaron proyectos de generación eléctrica porque la inversión respectiva sería mayor, lo cual hace todavía menos rentable el proyecto.

En conclusión, se puede afirmar que en las condiciones actuales no es económicamente viable mitigar las emisiones de GEI en sitios de este tamaño por medio de un sistema de captación del gas ya generado (con o sin aprovechamiento del gas). Los vertederos analizados están entre los de mayor tamaño e importancia fuera del GAM, por lo que se puede indicar claramente que en los demás sitios fuera del GAM, los proyectos de captación de gas no son viables. Tampoco el ahorro potencial en costos de transacción por medio de un Programa de Actividades o de un proyecto sombrilla (*“bundle”*) de proyectos los haría factibles (véanse detalles en el capítulo VIII.)

Esto conlleva a la necesidad de evaluar estrategias más integrales que eviten la generación en sí del metano y que son asociadas con otros parámetros de inversión, costos e ingresos y con adicionales beneficios ambientales, sociales y económicos (véase el punto 5).

5. Resultados para proyectos de separación y compostaje en sitios dentro y fuera del GAM

a) Metodología y supuestos del análisis de proyectos de separación y compostaje

Se analizaron proyectos de separación y compostaje para cinco diferentes sitios: Aserri, Los Pinos, Zagala, un sitio de 150 t/d y un sitio de 40 t/d.

Es importante mencionar que existen alternativas al compostaje que están asociadas con beneficios similares: el uso del producto como combustible (RDF – “*refuse derived fuel*”), el tratamiento mecánico–biológico (TMB), la biodigestión, y además la cooperación de las municipalidades con cooperativas o empresas privadas (véanse consideraciones al final de este punto).

Se utilizaron las siguientes metodologías y herramientas, todas debidamente aprobadas por la Junta Ejecutiva (EB) del Mecanismo de Desarrollo Limpio (véase el anexo 13).

i) Metodología de gran escala. “*Approved baseline and monitoring methodology AM0025: Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes*”.

ii) Metodología de pequeña escala. “*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomasa*”.

iii) Herramienta. “*Methodological tool: Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site (Version 04)*”

También se estimaron algunos parámetros económicos de los proyectos. Sin embargo, las inversiones, los gastos y costos y el precio de venta del compost son difícilmente cuantificables en el marco de este estudio, y los supuestos utilizados son una primera aproximación. Por esta razón, los resultados económicos a este nivel representan una alta incertidumbre.

El cuadro 9 muestra los supuestos utilizados para el análisis de los proyectos de separación y compostaje.

Cuadro 9

SUPUESTOS PARA PROYECTOS DE SEPARACIÓN Y COMPOSTAJE

Supuestos generales para todos los proyectos de separación y compostaje
(en caso de ser diferente de los supuestos para proyectos de captación)

Balance de materiales en cada sitio: Entrando 100% de RSD; 25% se separa como reciclables; 15% se separa como inertes y contaminantes; 60% entrando al proceso de compostaje; produciendo 50% de compost (30% del total); del compost producido se vende 60%; 15% inertes para disponer.

Cálculo de la superficie necesaria para el compostaje:
 - densidad del material en la pila: 300 kg/m³ (después de la pérdida del agua en la homogenización: evaporación y lixiviados)
 - factor de altitud: 1,8 m
 - duración del compostaje: 70 días

Cálculo del ahorro en volumen de disposición:
 - reducción de volumen ("settling") de residuos en disposición tradicional: 25%
 - % de inertes depositados en proyectos de compostaje (no hay "settling"): 15%
 - ahorro resultando en volumen de disposición: 80%

Recepción de residuos en los sitios / periodo de operación de los sitios:
 - cantidades según estimaciones de los operadores
 - en el caso de Los Pinos y de Zagala se considera una prolongación de la operación de los sitios debido al ahorro en volumen de disposición.

Este tipo de proyecto, diferente un proyectos de captación, está asociado con un cambio radical de la práctica del tratamiento de los residuos. La separación y el compostaje se convierte en proceso principal del sitio.
 Por eso se consideran todos los ingresos y costos para estimar la viabilidad del proyecto: la inversión, los costos y los gastos del proyecto así como las tarifas cobradas para el tratamiento de los residuos y los ingresos por venta del compost.
 Se supone que las tarifas tendrán un incremento del 5% anual en dólares.
 No se consideran los costos del proceso de separación. Se supone que los ingresos por venta de los materiales separados cubren la inversión, los costos y los gastos asociados con la misma separación.

Las inversiones, los gastos y costos y el precio de venta del compost son difícilmente cuantificables en el marco de este estudio. Los valores utilizados son una primera aproximación, según estimaciones del grupo consultor.
 Las inversiones, los gastos y los costos dependen del tamaño del sitio.
 La tasa interna de descuento es 18% en proyectos de operadores privados y 9% en proyectos municipales.

Técnicamente, los proyectos de separación y compostaje consisten de los siguientes elementos de tratamiento, los que usualmente se implementarían en el mismo sitio de disposición:

- i) separación manual de materiales reciclables y de materiales inertes y/o no compatibles con el compostaje,
- ii) proceso mecánico (romper bolsa de plástico, homogenización),
- iii) compostaje en pilas (preferiblemente bajo techo); recoladora (equipo móvil para voltear el material),
- iv) tamizado y posiblemente separación manual de reciclables e inertes,
- v) empacado del compost en sacos, y
- vi) disposición de los residuos restantes (material inerte, material fino y otros restos no peligrosos).

Estos proyectos integran el reciclaje (la separación de materiales reciclables), asociado con beneficios ambientales y climáticos muy significativos por el reemplazo de materia prima por el material separado, debido a la alta demanda energética de la extracción, transporte y procesamiento —entre otros— de las materias primas. Además incluye el compostaje, estrategia que potencialmente evita las emisiones de metano con mayor eficiencia que la captación y quemado. Según el MDL, la línea base para el compostaje sería la misma que para captación y quemado; sin embargo, la evitación de la generación de metano por el compostaje supera la destrucción del metano por el quemado. La producción de un compost mercadeable además disminuye indirectamente las emisiones muy altas en la producción de fertilizante químico, la cual es muy carbono-intensiva, es decir asociada con un consumo alto de energía. Su aplicación mejora la calidad de los suelos, aporta a la disminución de la erosión y puede generar ingresos por su venta.

b) Resultados para proyectos de separación y compostaje – emisiones estimadas de GEI y potencial de mitigación

El cuadro 10 muestra los resultados del análisis de los proyectos de separación y compostaje. Además, se presenta una primera aproximación acerca de la posible viabilidad económica de los proyectos. Cabe resaltar que esta primera aproximación está sujeta a las incertidumbres comentadas a lo largo de este texto.

Cuadro 10

RESUMEN DE RESULTADOS PARA PROYECTOS DE SEPARACIÓN Y COMPOSTAJE

Proyecto	Sitio pequeño (40 t/d)	Sitio mediano (150 t/d)	Verterdero Zagala	Relleno Sanitario Los Pinos	Relleno Sanitario Aserri (PTA Aczarri)	
Operador	-	-	Municipalidad de Puntarenas	WPP	EBI	
Ubicación	-	-	Míramar, Puntarenas	Navarro, Cartago	Aserri, Desamaparados	
Emisiones estimadas						
Emisión estimada de Biogás	Promedio Anual (m ³ /año)	1 194 352	4 478 819	3 669 098	5 986 423	23 453 769
	Total (m ³)	11 943 517	44 788 187	36 690 981	59 864 232	234 537 695
Emisión estimada de CO ₂ e	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	8 979	33 673	27 585	45 007	176 331
	Total (tCO ₂ e)	89 794	336 728	275 851	450 073	1 763 309
Separación y Compostaje						
Potencial de Mitigación de Emisiones por Compostaje	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	5 106	19 144	24 256	37 307	148 089
	Total (tCO ₂ e)	51 059	191 441	242 564	373 068	1 480 886
Total de Ingresos por CERs	Promedio Anual (US\$/año)	37 138	139 242	176 432	271 108	1 090 844
	Total (US\$)	371 381	1 392 419	1 764 319	2 711 081	10 908 444
Superficie requerido (hectáreas)	0,23	0,88	1,11	1,81	6,42	
Compost producido (t/d)	12	45	57	93	330	
TIR estimado - PRIMERA APROXIMACIÓN (%)	9	15	15	17	26	
Primera estimación de viabilidad económica						

	económicamente viable
	al borde de ser económicamente viable

Fuente: Cálculos del consultor.

a/ Todos los datos se refieren al período de análisis financiero: 10 años (2010-2019)

En términos generales, los beneficios de mitigación de un proyecto de compostaje son mayores que en un proyecto de captación. La evitación de generación de biogás es más eficiente que la captación y destrucción del gas generado; este efecto pesa más que las emisiones del proyecto, las cuales son también mayores en el compostaje. El compostaje logra hasta un 88% de mitigación en relación a las emisiones estimadas, mientras proyectos de captación en los mismos sitios logran significativamente menos reducciones.

En el Relleno Sanitario Aserri se podrían evitar por medio del compostaje casi 1,5 millones de toneladas de CO₂e sobre 10 años (84% de las emisiones estimadas de GEI sobre este período), y en el Relleno Sanitario Los Pinos alrededor de 370.000 toneladas (83% de las emisiones estimadas). Estas estimaciones de mitigación consideran que todos los residuos recibidos en el sitio pasan por el proceso de separación y compostaje, como se detalló anteriormente. Cabe mencionar que otro escenario en sitios grandes en el GAM podría ser la separación y compostaje de sólo una parte del flujo de los residuos.

Algunos aspectos que motivarían a las empresas a implementar una estrategia parcial podrían ser la inversión, limitaciones del mercado de compost e incertidumbres generales asociadas con la introducción de una nueva tecnología (véase “consideraciones adicionales–riesgos importantes”).

Las potenciales reducciones en los sitios fuera del GAM son menores, debido a la menor cantidad de residuos recibidos en cada uno de ellos. En el vertedero de Zagala se reducirían unas 240.000 toneladas de CO₂e sobre 10 años (88% de las emisiones estimadas), mientras que en los sitios de 40 t/d y 150 t/d se lograrían reducciones de 190.000 toneladas (57% de las emisiones estimadas) y 50.000 toneladas (57% de las emisiones estimadas), respectivamente.

Cabe mencionar que en el caso de Los Pinos y Zagala el compostaje extendería la vida útil de los sitios considerablemente, así como el período en el cual se puede lograr reducciones de emisiones de GEI en estos sitios. La estrategia de compostaje y la respectiva reducción del volumen de disposición permitirían en Los Pinos una operación de 10 años más hasta 2019, mientras la disposición tradicional terminaría el año 2011. La vida útil del vertedero de Zagala se prolongaría de manera similar por lo menos hasta el fin de período analizado (hasta el 2019).

Además de las reducciones mostradas en el cuadro anterior y posiblemente reconocidas por el MDL, estos proyectos logran beneficios de mitigación adicionales que no son reconocidos en los mercados de carbono, pero que resultan igualmente valiosos para combatir el cambio climático:

i) El uso de los materiales separados en la producción provoca un ahorro energético significativo en la industria, porque la producción de plásticos, papel/cartón o de metales a partir de materias primas (no recicladas) es mucho más carbono–intensiva, es decir consume mucho más energía.

ii) La producción de fertilizante químico está asociada con un alto consumo de energía. Reemplazar una parte de este fertilizante por compost podría ahorrar energía y la emisión de GEI.

c) Resultados económicos para proyectos de separación y compostaje

Como se mencionó anteriormente, las estimaciones económicas acerca de los proyectos de separación y reciclaje representan un alto nivel de incertidumbre. Además, se deben considerar los riesgos y limitaciones asociados (los cuales se detallan más adelante). Sin embargo, se puede concluir que estos proyectos en general representan un potencial económico importante, lo cual aumenta con el tamaño del sitio. De hecho, según estas primeras estimaciones, todos los proyectos podrían ser rentables o están muy cerca del umbral de rentabilidad.

El ingreso principal del proyecto provendría de las tarifas por el tratamiento de los residuos (acerca del 73%), mientras que el ingreso por venta de compost (18%) y el ingreso por CERs (9%) aportan relativamente poco.

Un beneficio económico que probablemente representaría el motivo principal para la empresa operadora del relleno o para la municipalidad es el ahorro en volumen de disposición y la correspondiente prolongación de la vida útil del sitio. El ahorro en volumen de disposición puede llegar hasta un 80% y la prolongación la vida útil hasta un factor cinco. Este aspecto es sólo parcialmente cuantificado en el cálculo económico. Si se consideran los ingresos prolongados que tendría el sitio (si estos aplican); sin embargo, no se contemplan el costo de oportunidad evitado y los plazos necesarios muy largos para desarrollar un nuevo sitio de disposición.

Cabe mencionar que la comparación de los parámetros económicos entre un proyecto de separación y compostaje y uno de captación debe evitarse en el marco de este estudio, debido a que cada cálculo contempló variables diferentes que distorsionarían las comparaciones numéricas. La implementación de un proyecto de separación y compostaje es asociado con un cambio radical de la práctica del tratamiento de los residuos: en este caso, la separación y el compostaje se convierten en el proceso principal del sitio, por sobre la disposición final. Por otro lado, en el caso de la captación el sitio sigue con la disposición tradicional, la cual en el caso óptimo continuará generando beneficios financieros para el operador.

En la actualidad, resulta prácticamente imposible identificar y desarrollar un nuevo sitio de disposición final de residuos sólidos en el GAM. Por ello, una estrategia de separación y reciclaje a nivel del país puede ser un elemento clave de una política de GIRS más sostenible. Esta estrategia puede contribuir a mantener los costos a un nivel aceptable para los usuarios, limitando los aumentos tarifarios para la población y las empresas.

d) Consideraciones adicionales acerca de proyectos de separación y compostaje

i) Con una estrategia más integral en el sentido de la Gestión Integral de Residuos Sólidos (GIRS), la cual incluya separación y reciclaje de materiales, uso de compost y aprovechamiento térmico de los residuos, se puede lograr una mitigación de GEI mayor en comparación con la captación del biogás en el mismo sitio.

ii) Además esta estrategia significaría una mejora importante en el manejo de residuos sólidos en el país, sobre todo fuera del GAM. Para aprovechar esta sinergia, se requiere una coordinación entre las políticas de cambio climático y de la gestión de residuos sólidos, por ejemplo en el marco de la implementación del PRESOL.

iii) El uso del compost producido se debe dar en coordinación con las políticas de fomento a la agricultura, contribuyendo a la reducción de costos, disminución de la erosión, y al impulso de la agricultura orgánica.

iv) El MDL y las metodologías actualmente aprobadas no incentivan estas estrategias más integrales, por el hecho de no reconocer los beneficios climáticos del reciclaje, y reconocerlos sólo parcialmente para el caso del compostaje (al no contemplar el ahorro energético en la producción de fertilizante). Para estos aspectos, actualmente no existen metodologías aprobadas por la EB. De acuerdo a los principios del MDL, un proyecto puede plantear una metodología, en caso que ésta no exista para la actividad prevista. Sin embargo, se deben considerar los plazos y la inversión necesarios para elaborar una metodología. En el marco de este estudio, se contemplan solamente las metodologías actualmente aprobadas.¹⁶

v) El compostaje no evita emisiones de residuos depositados en años anteriores al inicio del proyecto, mientras proyectos de captación de gas (con y sin aprovechamiento del mismo) evitan una parte de estas emisiones, reducciones que reconoce el MDL. Esto significa que en un relleno que cuenta con una cantidad importante de residuos depositados, un proyecto de captación tendría ventajas, mientras un relleno más “joven” favorece a un proyecto de separación y compostaje. El compostaje tiene la ventaja adicional de que evita las emisiones en años posteriores al proyecto provenientes de residuos depositados en años durante el proyecto. Sin embargo, estas reducciones no son reconocidas por el MDL porque se darán después del período de vigencia del proyecto (“crediting period”).

vi) La economía de proyectos de separación y compostaje (o de producir combustible derivado de residuos sólidos – RDF, o de biodigestión) aumentaría si las municipalidades o empresas responsables de los residuos sólidos domiciliarios logran alianzas con cooperativas o empresas con grandes cantidades de residuos orgánicos, las que puedan proveer la infraestructura para el tratamiento de los residuos domiciliarios.

vii) Un beneficio social adicional en los proyectos de separación y compostaje es la generación de empleo, principalmente por el proceso de separación manual de materiales.

viii) Sin embargo, proyectos de compostaje representan riesgos importantes:

1) un mercado de compost no desarrollado, lo que implica la necesidad de un esfuerzo para desarrollarlo. De no poder vender el compost o una parte del material producido, éste debe usarse como material de cobertura en el mismo relleno, ser donado gratuitamente a

¹⁶ Recientemente se presentó al MDL una metodología de pequeña escala sobre reciclaje de materiales. (GTZ: CDM Highlights 68, Febrero 2009).

usuarios (p.ej. sector público), o —como última posibilidad— ser depositado en el mismo relleno (véase más adelante);

2) la capacidad de compra diferente en los mercados de compost dentro y fuera del GAM, frente a las cantidades de compost producido en los sitios (véase el cuadro 10);

3) las condiciones del mercado para materiales reciclables y para el combustible (RDF, véase más adelante);

4) la superficie requerida por el proceso de compostaje (véase el cuadro 10). Las limitaciones de terreno disponible en muchos sitios pueden excluir esta opción;

5) riesgos asociados con la introducción de una nueva tecnología y nuevas formas de operación. Consecuentemente, las opciones de compostaje requieren más investigación.

e) Alternativas al compostaje

Es importante aclarar que el compostaje con el fin de producir un compost vendible no es la única opción de lograr una mitigación mayor que en proyectos de captación. Se han identificado además las siguientes alternativas, las cuales pueden combinarse perfectamente con el paso inicial de separación de materiales reciclables. La decisión de la estrategia más adecuada a seguir dependerá de muchos factores y requerirá un análisis profundo a nivel del proyecto y sus condiciones específicas.¹⁷

i) Una alternativa para el producto del proceso de compostaje (material estabilizado), o una fracción de material, es su uso como RDF (combustible derivado de residuos sólidos – *refuse derived fuel*) en la industria (p.ej. en la industria de cemento). Potencialmente se lograría una reducción adicional significativa de emisiones y un ahorro respectivo de combustibles fósiles, así bajando la dependencia de la industria hacia las fuentes fósiles de energía. Además, existe una metodología MDL que aplica para proyectos de esta índole, lo que supone ingresos adicionales para los proyectos. Esta opción requiere más investigación, p.ej. acerca del nivel óptimo de separación de reciclables para mantener un valor calorífico adecuado, y se necesita una fuerte coordinación entre diversos actores, lo que está fuera del alcance de este estudio.

ii) Si no se logra mercadear el producto del proceso de compostaje (o una parte de ello), el material debe ser depositado en el mismo sitio, opción llamada tratamiento mecánico–biológico (TMB) con disposición. En comparación con la disposición tradicional, el TMB tiene la ventaja de tener que disponer finalmente sólo alrededor de 40% a 50% del volumen del material que ingresa al sitio, asociado con el ahorro de volumen de disposición respectivo. Además, este material produce cantidades muy reducidas de lixiviados y de biogás, lo que

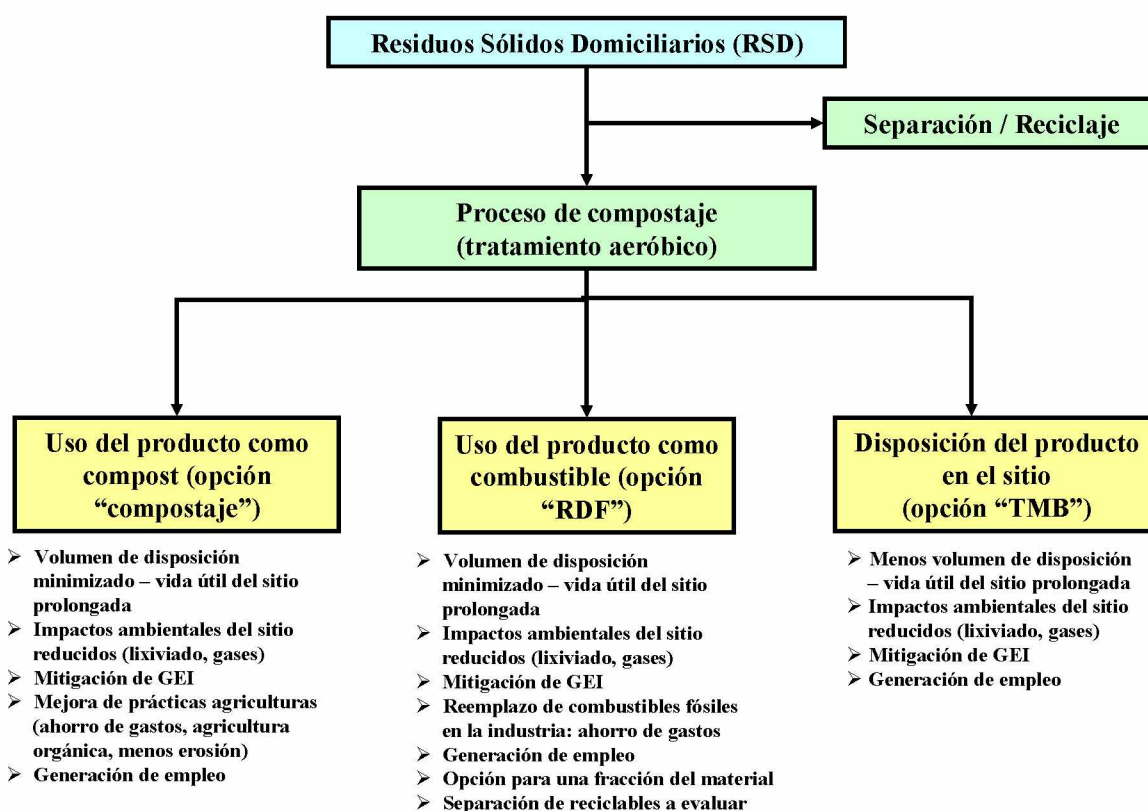
¹⁷ Por asunto de simplificación, el análisis de este informe refiere principalmente a proyectos de “separación y compostaje”. Las ventajas y desventajas de las opciones alternativas en partes son similares, aunque no es sujeto de este informe comparar entre estas opciones.

economiza el manejo de lugar y reduce los impactos ambientales. Al igual que el compostaje, el TMB también favorece la recuperación de los materiales reciclables separados.

La figura 3 muestra las alternativas al compostaje con sus ventajas respectivas.

Figura 3

ALTERNATIVAS AL COMPOSTAJE Y LAS VENTAJAS RESPECTIVAS



Fuente: Elaboración propia.

iii) Otra alternativa al compostaje es la biodigestión de una parte del material orgánico. Esta opción estaría asociada con una inversión elevada y cierta complejidad de operación, pero por otro lado un beneficio de mitigación mayor, por su eficiencia en conversión energética. La biodigestión es una tecnología establecida para residuos orgánicos relativamente homogéneos y todavía tiene aplicación limitada para residuos sólidos domiciliarios; por lo tanto, su utilización en este contexto requeriría más investigación.

6. Consideraciones adicionales acerca de la utilización del MDL

- a) El MDL representa una opción muy relevante para movilizar los fondos necesarios para una actividad de proyecto de mitigación de GEI en los sitios grandes de disposición (rellenos sanitarios en el GAM), así como en sitios medianos y pequeños fuera del GAM.
- b) Este mecanismo puede generar no sólo los fondos para la instalación y operación del sistema de captación y destrucción del gas, u otra actividad de mitigación, sino también recursos para cubrir parte de los costos del cierre y post-cierre de los sitios, contribuyendo así a mejorar la gestión de los sitios. Cabe mencionar que el contexto actual legal-administrativo no permite a los operadores de los rellenos generar un fondo de recursos suficientes para estas tareas por medio de las tarifas, mientras el operador es legalmente obligado de mantener el sitio sobre 15 años después de su cierre.
- c) Tomando en cuenta el tiempo de puesta en marcha que va a requerir un proyecto de MDL (los componentes técnicos y de financiamiento, así como las características propias del ciclo de vida del proyecto en el marco del MDL), pareciera que la mayor parte de la cosecha y oferta de reducciones de emisiones de GEI de estos sitios en Costa Rica se dará en el período post Kyoto (a partir de 2013), lo que en estos momentos da cierto nivel de incertidumbre al no estar totalmente claras las decisiones de adopción de este período en las negociaciones de la UNFCCC.
- d) Por la misma razón comentada anteriormente, para aprovechar las condiciones de mercado establecidas en el período de cosecha de CERs antes del 2013, es importante que los proyectos MDL sean iniciados, en forma oportuna, lo más pronto posible. Cabe mencionar que los proyectos de mitigación de emisiones en los rellenos sanitarios son prácticamente no factibles sin los CERs del periodo post-2012.
- e) Por otro lado, los operadores de los rellenos deberían considerar el efecto que posiblemente tiene la implementación de un proyecto de generación eléctrica en uno de los sitios para la determinación de la práctica común (“common practice” en la terminología del MDL) en el análisis de adicionalidad del MDL. Este aspecto constituye otro motivo de iniciar un proyecto lo más pronto posible.
- f) Vale mencionar que se ha presentado una metodología de pequeña escala sobre reciclaje de materiales al UNFCCC, lo que podría ser relevante para proyectos de separación y compostaje. Sin embargo, por no ser aprobada, no se puede considerar esta metodología en el marco de este estudio.¹⁸
- g) Una alternativa al MDL consiste en el mercado voluntario de certificados de emisiones (VERs – Voluntary Emission Reductions), el cual por lo general ofrece procedimientos menos complicados y más ágiles, pero un precio menor para la venta de las reducciones.

¹⁸ (GTZ, CDM Highlights 68, February 2009).

VII. IDENTIFICACIÓN DE LOS ACTORES ASOCIADOS A LOS POSIBLES PROYECTOS Y RELACIÓN CON LA ENCC

El cuadro 11 muestra los actores (públicos, privados y sociedad civil) que se han identificado como claves para el éxito de un proyecto MDL en el país, así como sus roles respectivos.

Cuadro 11

IDENTIFICACIÓN DE LOS ACTORES ASOCIADOS A UN PROYECTO MDL EN RELLENOS SANITARIOS Y VERTEDEROS EN COSTA RICA

Actor	Tipo de proyecto para el que aplica	Rol
Empresas privadas con operaciones en GIRS	Proyectos individuales en los diferentes rellenos sanitarios	Desarrollador del proyecto
Municipalidades y Asociaciones de Municipalidades	MDL programático	Desarrolladores de las actividades de un programa
IFAM	MDL programático	Posible coordinador de un MDL programático
Cooperativas / Empresas de agroindustria	Proyectos de compostaje (individuales o programáticos)	Cooperar con las municipalidades en proyectos de compostaje, y utilizar el compost para sus propios cultivos
Proveedores de tecnología	Todos los tipos	Ofrecer la tecnología necesaria para implementar los proyectos
Sector financiero	Todos los tipos	Facilitar los recursos económicos para implementar los proyectos
Compradores de CERs	Todos los tipos	Adquisición de los CERs
Consultores	Todos los tipos	Brindar el conocimiento y los servicios para preparar los documentos y gestionar el proceso MDL
Cooperación internacional, bancos de desarrollo	Todos los tipos	Apoyo técnico y financiero al desarrollo de proyectos, desde el punto de vista del desarrollo sostenible
MINSALUD	Todos los tipos	Ente responsable de la GIRS en Costa Rica, apoyo político
MINAET	Todos los tipos	Ente responsable en temáticas ambientales, energéticas y climáticas en Costa Rica, apoyo político
ENCC	Todos los tipos	Coordinación con las acciones de mitigación en el ámbito de gestión de residuos; posiblemente integración de las reducciones de emisión en un mercado nacional de carbono
MAG	Proyectos de compostaje	Apoyo político, incentivos al compostaje, desarrollo del mercado para el compost
SETENA	Proyectos de generación eléctrica, y posiblemente otros	Aprobar la viabilidad ambiental
ARESEP	Proyectos de generación eléctrica y de utilización térmica	Ente regulador de servicios públicos nacionales, por lo que define las tarifas de compra de electricidad y del gas metano
Comunidades	Todos los tipos	Apoyar los proyectos en la medida que estos le traigan beneficios a la comunidad
OCIC	Todos los tipos	Autoridad Nacional Designada del Protocolo de Kyoto en Costa Rica, responsable para la aprobación nacional de los proyectos MDL
Entidades Operativas Designadas (DOEs)	Todos los tipos	Encargadas de auditar ante UNFCCC el diseño (validación) y monitoreo (verificación) de los proyectos
UNFCCC	Todos los tipos	Regulador del MDL

Fuente: Consideraciones del consultor.

En relación con la ENCC (cuya descripción se presenta en el anexo 15) se puede constatar que los objetivos de ésta y los objetivos de una mitigación de GEI en el ámbito de los residuos podrían ir de la mano y generar sinergias importantes, lo cual dependerá de las definiciones y estímulos del país. Entre otros estímulos, la ENCC plantea la construcción de un mercado nacional de carbono, mencionando los residuos sólidos como uno de los sectores prioritarios para este mercado.

Sin duda, la colocación de las posibles reducciones de GEI en el mercado internacional (MDL) podría resultar primero en estimular el desarrollo de los proyectos, pues sus mecanismos ya establecidos y los flujos potenciales significativos proviniendo de su utilización serían más oportunos. Sin embargo, si el uso del MDL resultara imposible, se deberá analizar la integración y el reconocimiento de ellas en el mercado futuro interno de carbono o simplemente en la competitividad del sector de residuos.

En todo caso, cabe destacar el hecho de que si se comercializan emisiones de carbono (CERs) a través de proyectos MDL, estas mismas reducciones no podrán ingresar a compensar en el inventario nacional, debido al principio de la doble contabilidad. Por otro lado, se podrían ingresar al inventario nacional ciertas reducciones no reconocidas por el MDL, tales como las reducciones producto de la separación y reciclaje de los materiales.

VIII. ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS MEDIANTE UN PROYECTO PROGRAMÁTICO O UNA AGRUPACIÓN DE PROYECTOS

1. Características de un posible proyecto programático

El MDL ofrece principalmente tres tipos de proyectos:

- a) Proyectos MDL individuales;
- b) "Proyectos sombrilla" o "agrupamientos de proyectos" (en el ámbito de MDL comúnmente llamado "Bundle of Projects"); y
- c) "Programa de Actividades (PoA)" o MDL programático (en el ámbito de MDL comúnmente llamado "programmatic CDM – pCDM").

Proyectos MDL individuales en sitios fuera del GAM no son económicamente factibles, básicamente debido al tamaño limitado de cada uno de ellos. Las opciones de implementar acciones de mitigación fuera del GAM serían entonces un "proyecto sombrilla" o un "Programa de Actividades (PoA)".

El anexo 16 muestra un análisis comparativo de las características de los diferentes tipos de proyecto MDL, con el objetivo de apoyar en la valoración de posibles alternativas para proyectos de mitigación de emisiones.

Con respecto a la selección del tipo de proyecto más adecuado para los sitios fuera del GAM, se puede indicar lo siguiente:

- a) En términos generales, proyectos de captura y quemado de gas o de aprovechamiento energético del gas que producen reducciones de emisiones netas y son de un tamaño superior a 400.000 toneladas de reducciones de CO₂e en un período de 10 años, no requieren un proyecto sombrilla o un PoA, porque pueden soportar los costos de transacción en su condición de proyecto individual de manera independiente.
- b) Para el caso de proyectos de captura y quemado de gas o de aprovechamiento energético con menos de 400.000 toneladas de reducciones sobre 10 años, estos generalmente no son rentables por su tamaño y los requerimientos de la tecnología, por lo que la ventaja de un proyecto sombrilla o de un PoA de bajar hasta un cierto grado los costos de transacción tampoco resuelve esta barrera. Esto ocurre tanto para sitios públicos o privados, y para rellenos sanitarios o vertederos.
- c) Para sitios medianos y pequeños, la implementación de separación y compostaje es una opción para reducir las emisiones (véase descripción en el punto 5 del capítulo VI) aun cuando estos proyectos presentan retos económicos y tecnológicos importantes.

- d) A nivel mundial, varios PoAs se encuentran en el proceso de validación (dentro del ciclo del proyecto MDL). Sin embargo, se revisó la lista de los proyectos MDL presentados al UNFCCC (conocida como CDM pipeline) y hasta el momento en que se redactó este estudio y, ningún PoA había sido registrado. Algunos proyectos sombrilla, por su parte, ya se encuentran en ejecución. Por esta razón, se presenta una carencia de información para comparar las dos opciones en términos de experiencias prácticas. El anexo 17 muestra algunas estadísticas de proyectos MDL (según el CDM pipeline) para Latinoamérica, así como de proyectos MDL en el ámbito de residuos sólidos, de compostaje y de PoAs.
- e) Una característica importante que posee un PoA es la mayor flexibilidad durante el período de acreditación en términos de integrar sitios individuales que buscan la participación. En contraste, en un proyecto sombrilla no es posible agregar participantes adicionales y la falla de un solo participante arriesgaría todo el proyecto sombrilla.
- f) El número de sitios participantes en un PoA suele ser mayor que en un proyecto sombrilla. En un PoA, el ente coordinador es el participante del programa frente al EB, lo que significa una centralización de la comunicación con el EB y de la transferencia de los CERs. Por otro lado, en un proyecto sombrilla cada uno de los proyectos es el participante frente al EB. Por ende, se puede esperar un mayor ahorro de costos de transacción en un PoA.
- g) En comparación con un proyecto individual, ambos tipos de proyectos requieren un plazo mayor para estructurar y definir el mismo, por la necesidad de coordinar un número elevado de actores. Por la misma razón, la ejecución de estos dos tipos de proyectos será más complejo que un proyecto individual.
- h) Una indicación clara es que los actores de los mercados de carbono y del MDL últimamente han preferido PoAs sobre proyectos sombrilla para ofertas marginales de reducciones, con el fin de aprovechar las sinergias entre proyectos de menor tamaño.

Con base en las consideraciones planteadas, se puede resumir que la opción más realista sería un Programa de Actividades (PoA) para los sitios de disposición de mediano y pequeño tamaño fuera del GAM, en los cuales se implementarían actividades de separación y compostaje.

La participación de las municipalidades en el programa sería voluntaria, y ello permitiría también la integración de sitios operados por privados. Dependiendo de la ubicación de los sitios, un programa podría permitir la utilización de equipo técnico móvil y compartido entre varios sitios, lo que promete un cierto ahorro de costos.

En un PoA, el apoyo organizacional, técnico y financiero de un ente coordinador permite la implementación de las actividades en los sitios participantes. Las funciones de esta organización son la preparación del proyecto, la coordinación de las municipalidades y sitios participantes, la asesoría y transferencia tecnológica, y la canalización de los ingresos del MDL, entre otras. Un PoA necesitaría un apoyo significativo e integral de otras instituciones durante la preparación e implementación del programa.

El ente coordinador queda de momento pendiente por identificar. Una opción podría ser el IFAM, considerando además el apoyo externo de otras instituciones. Cabe destacar que este

estudio no incluye analizar las competencias y capacidades de instituciones específicas en términos de coordinar un PoA.

Como se mencionó anteriormente, la preparación de un PoA necesitará más tiempo, en comparación con un MDL individual. Desde este punto de vista, es preferible para cualquier proyecto que sea viable por su tamaño registrarse como proyecto individual, considerando el tiempo limitado hasta finales del 2012 cuando termina el primer período del MDL, y la incertidumbre actual sobre el mecanismo para después del 2012.¹⁹ En estos casos la implementación como proyecto individual no sólo es recomendable por la viabilidad financiera, sino también porque representa la única posibilidad de mitigar las emisiones significativas en el corto plazo, cuando algunos de ellos llegaran a sus máximas emisiones. En este contexto es importante considerar que el potencial total de mitigación en los grandes sitios del GAM es de más de cinco veces el potencial de mitigación por medio de un PoA fuera del GAM (véase el gráfico 13, en el capítulo XI).

2. Resultados de un posible proyecto programático

Los beneficios económicos de un PoA dependerán por un lado del número y del tamaño de los sitios participantes en el programa, y por otro lado del precio de los CERs. Debido a la naturaleza de un PoA, no es posible nombrar anticipadamente las municipalidades específicas que participarían en el programa o determinar las características de los CPAs (actividad de programa en el marco de un PoA, es decir la actividad de mitigación en un sitio participando en el programa).

Para estimar los ingresos de un eventual PoA, se realizaron varios supuestos. El número de sitios participantes se basó en el Escenario Alternativo 2 (para detalles véase el punto 2 del capítulo I).²⁰

- a) De los sitios medianos, con un promedio 150 t/d de residuos recibidos, participan dos al inicio del PoA y cinco sitios en el décimo año. En promedio, durante los diez años, participan el 55% de los sitios de este tamaño.
- b) De los sitios pequeños, con un promedio 40 t/d de residuos recibidos, participan tres al inicio del PoA y seis sitios en el décimo año. En promedio, durante los 10 años, participan el 53% de los sitios de este tamaño.
- c) En el cálculo de las emisiones estimadas se consideran los sitios de disposición de menos de 25 t/d y de los residuos sin recolección. Sin embargo, estos sitios y residuos no participan en el programa y no tienen potencial de mitigación.

¹⁹ De los cuatro rellenos en el GAM, sólo en el caso de Los Pinos habría que analizar con mayor detalle si el registro individual o la participación en un PoA sería más recomendable. Para efectos de este informe y la estimación del potencial de mitigación se clasifica Los Pinos como proyecto individual.

²⁰ No existen estadísticas completas, actualizadas y accesibles sobre los sitios de disposición fuera del GAM. La agrupación de los sitios, su número y su capacidad promedio son supuestos del grupo consultor. La disponibilidad de datos respectivos permitiría precisar las estimaciones de este estudio.

Además, para el cálculo de la mitigación en los sitios individuales de compostaje de 150 t/d y 40 t/d, se utilizaron los mismos supuestos descritos en el punto 5 del capítulo VI, con precios de CERs de 12,5 dólares hasta diciembre del 2012 y 6,25 dólares a partir del 2013.

a) Resultados de un programa de actividades de separación y compostaje – emisiones estimadas de GEI y potencial de mitigación

El cuadro 12 muestra los resultados y los potenciales ingresos por CERs de un PoA de separación y compostaje para sitios de disposición fuera del GAM.

Cuadro 12

RESULTADOS Y POTENCIALES INGRESOS DE UN POA DE SEPARACIÓN Y COMPOSTAJE PARA SITIOS FUERA DEL GAM ^a

Tipo de sitio		Residuos sin recolección o en sitios < 25 t/d	Sitio pequeños (promedio de 40 t/d)	Sitios medianos (promedio de 150 t/d)	Suma sitios fuera del GAM
Emisiones estimadas					
Emisión estimada de Biogás	Promedio Anual (m ³ /año)	4.298.030	10.874.571	31.005.507	46.178.107
	Total (m ³)	42.980.297	108.745.706	310.055.071	461.781.073
Emisión estimada de CO ₂ e	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	32.314	81.758	233.107	347.178
	Total (tCO ₂ e)	323.136	817.575	2.331.066	3.471.777
Programa de Actividades de Separación y Compostaje					
Potencial de Mitigación de Emisiones por Compostaje	Promedio Anual (tCO ₂ e/año)	0	26.438	79.982	106.419
	Total (tCO ₂ e)	0	264.376	799.817	1.064.194
Total de Ingresos por CERs	Promedio Anual (US\$/año)	0	183.421	548.470	731.890
	Total (US\$)	0	1.834.207	5.484.698	7.318.904

Fuente: Cálculos del consultor.

a/ Todos los datos se refieren al período de análisis financiero: 10 años (2010-2019)

Bajo los supuestos considerados, el potencial de mitigación por medio de un PoA para sitios de disposición fuera del GAM es limitado, representando cerca de 1,06 millones de toneladas de CO₂e sobre 10 años, o 31% de las emisiones estimadas de los residuos sólidos domiciliarios fuera del GAM.

Este porcentaje relativamente bajo es debido a la participación supuesta de sólo el 50% de los sitios en el programa, además de la mitigación limitada en los sitios individuales (57%, véase el punto 4 del capítulo VI de este informe). La mitigación estimada es de 34% para el grupo de los sitios medianos, 32% para el grupo de los sitios pequeños y 0% para los sitios más pequeños y los residuos sin recolección.

Cabe destacar que el potencial de mitigación de un PoA sobre 10 años es menor que las posibles reducciones en proyectos MDLs individuales de captación y quemado en La Carpio (cerca de 1,37 millones de toneladas de CO₂e) o en Aserrí (cerca de 1,28 millones de toneladas de CO₂e), pero más que el doble que en Los Mangos (cerca de 0,43 millones de toneladas de CO₂e).

b) Potenciales ingresos de un programa de actividades de separación y compostaje

Los beneficios económicos obtenidos como consecuencia de la venta de CERs serían de aproximadamente 7,3 millones de dólares sobre 10 años. En los primeros años sería considerablemente menos que el promedio de 730.000 dólares anuales, debido al número bajo de sitios participando al inicio de programa.

Cabe mencionar que una evaluación económica completa dependerá de la estructura de costos del programa y del mecanismo de canalización de los ingresos de CERs. Por falta de PoAs registrados e implementados y consecuentemente de datos económicos confiables, estos aspectos no son cuantificables en el marco de este estudio.

IX. RECOMENDACIONES PARA UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN Y COMERCIALIZACIÓN PARA UN PROYECTO PROGRAMÁTICO

Una estrategia de gestión y comercialización conjunta de la mitigación de emisiones de GEI mediante un proyecto programático incluiría los pasos de análisis de factibilidad del PoA, la preparación del programa y finalmente su ejecución.

Se recomienda analizar la viabilidad económica, técnica y organizacional de un posible PoA por medio de un estudio de factibilidad, incluyendo entre otros los siguientes aspectos:

- 1) definir los objetivos del programa, así como los criterios para el ente coordinador y para la inclusión de CPAs;
- 2) analizar la viabilidad técnica, económica y organizacional a nivel de los CPAs (nivel micro);
- 3) estimar la economía a nivel del programa (nivel macro), en términos de posibles ingresos por CERs, estructura de costos, y necesidad de fondos para la inversión inicial en infraestructura, entre otros;
- 4) identificar y analizar al posible ente coordinador y determinar el apoyo requerido (técnico, organizacional y financiero);
- 5) definir los mecanismos de la transferencia de tecnologías y fondos en el programa;
- 6) identificar los primeros CPAs;
- 7) determinar con mayor precisión las reducciones de emisiones esperadas del programa;
- 8) identificar otros actores interesados (sector financiero, actores del mercado de carbono, proveedores de tecnologías, bancos de desarrollo, ministerios, ENCC, posibles compradores de los materiales separados, del compost o del RDF, entre otros), y asegurar el apoyo de estos actores y su coordinación;
- 9) determinar la necesidad de un apoyo político en la coordinación de las políticas de cambio climático y las políticas de GIRS, así como en el fomento del reciclaje y del uso del compost o del RDF, entre otros.

Después de determinar la viabilidad del programa, y dependiendo de los resultados, se debe proceder con la preparación de la implementación del PoA, por medio de:

- 1) diseñar los detalles de la implementación del programa (por ejemplo, del sistema de monitoreo);
- 2) elaborar los documentos específicos del MDL y gestionar el proceso de registro del programa;

- 3) adquirir los compromisos por medio de instituciones financieras para el financiamiento de las inversiones iniciales;
- 4) lograr acuerdos con proveedores de las tecnologías necesarias;
- 5) negociar con potenciales compradores de los CERs, en lo posible asegurando su apoyo durante la fase de preparación;
- 6) sensibilizar, asesorar y capacitar los posibles CPAs;
- 7) brindar apoyo institucional al ente coordinador, entre otros.

El último paso consiste en la implementación de PoA, liderado por el ente coordinador y con el apoyo integral de las demás instituciones involucradas.

Un PoA para sitios fuera del GAM no sólo parece que ser una opción realista para la mitigación de emisiones de GEI en estos sitios, sino además promete beneficios económicos, sociales y ambientales significativos, entre los cuales sobresale la extensión importante de la vida útil de los sitios de disposición y la mejora de la gestión de residuos sólidos a nivel de las municipalidades (para más detalles, véase el punto 5 del capítulo VI). Estos aspectos justifican un apoyo integral para las instituciones responsables por medio de una política de GIRS, coordinada con la política de cambio climático.²¹

En el contexto de un apoyo integral para contribuir a la mitigación de GEI en el ámbito de los residuos sólidos se recomienda la utilización coordinada de los instrumentos legales, estratégicos y de apoyo municipal: del PRESOL, de los PMGIRS y del proyecto “Ley de Residuos Sólidos” (el último se encuentra actualmente en el proceso legislativo), además de los instrumentos financieros del IFAM y posiblemente de otros fondos.

Con respecto al PRESOL, se puede recomendar que además de las Acciones Estratégicas relevantes para la mitigación de GEI ya priorizadas por la UCIP (AE3 y AE21), se enfaticen también las siguientes AEs, las cuales representan un potencial concreto para la implementación de medidas para la mitigación (véase detalles en el anexo 5):

- 1) AE2 – Valorización De Los Residuos (Tecnologías Innovadoras de Aprovechamiento)
- 2) AE4 – Rellenos Sanitarios Regionales en Lugar de Botaderos (Infraestructura de manejo de residuos)
- 3) AE5 – Alianzas de los Diferentes Actores Involucrados en la GIRS (Cooperación entre el sector público y privado)

²¹ Como se indicó en el punto 5 del capítulo VI, la viabilidad económica y técnica de proyectos de separación y compostaje a nivel municipal aumentaría de manera importante por medio de una cooperación con cooperativas o empresas, y el uso de una infraestructura común. Sin embargo, la evaluación de esta opción no se incluye en este estudio.

- 4) AE9 – Minimización de Residuos Sólidos en la Industria
- 5) AE7 – Separación: Da Valor a los Residuos (Reciclaje)
- 6) AE10 – Aprovechamiento y Transformación de Residuos Orgánicos (Aprovechamiento de grandes cantidades de residuos orgánicos, compostaje)

X. RECOMENDACIONES PARA UNA ESTRATEGIA DE PROMOCIÓN DEL PROYECTO CON COMUNIDADES

Cualquier proyecto MDL que se desarrolle debe tomar en consideración las diferentes partes interesadas y eventualmente afectadas del mismo. Por esta razón, además del desarrollador del proyecto, los gobiernos, el sector financiero y los proveedores de tecnología, deben tomarse en cuenta las comunidades donde los proyectos se desarrollen e incluir éstas dentro de la estrategia de desarrollo del MDL.

Lo más importante para el éxito del proyecto desde el punto de vista de las comunidades es lograr el apoyo de éstas hacia el proyecto, así como tomar en cuenta los comentarios que realicen los miembros de las comunidades, siempre y cuando éstos se consideren oportunos para el desarrollo específico del proyecto. Por esta razón, se debe contar con un proceso transparente de comunicación con las poblaciones afectadas, en donde se explique claramente los objetivos de desarrollar un proyecto MDL y los beneficios que traería.

Lo primero que debe realizar el desarrollador es identificar cuáles comunidades se ven afectadas (positiva o negativamente) por el proyecto. Posteriormente debe planear una estrategia de promoción con las comunidades identificadas. Asimismo, se debe exponer las eventuales consecuencias negativas del proyecto, si éstas se han identificado en algún momento del desarrollo. Durante las reuniones con las comunidades que se realicen, el desarrollador debe contestar a las preguntas e inquietudes que tengan los vecinos, y tomar en cuenta cualquier comentario pertinente para el diseño y ejecución del proyecto.

En el cuadro 13 se listan los principales beneficios de los proyectos MDL en rellenos sanitarios.

Cuadro 13

LISTA DE BENEFICIOS QUE TRAERÍAN LOS DIFERENTES PROYECTOS MDL PARA LAS COMUNIDADES AFECTADAS.

Tipo de beneficio	Proyectos de solo quemado	Proyectos de quemado y generación de electricidad	Proyectos de quemado y aprovechamiento térmico	Proyectos MDL programático de separación y compostaje
Beneficios Ambientales Locales	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución significativa de malos olores. - Reducción del riesgo por explosión del metano en el relleno. 	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución significativa de malos olores. - Reducción del riesgo por explosión del metano en el relleno. 	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución significativa de malos olores. - Reducción del riesgo por explosión del metano en el relleno. 	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución significativa de malos olores. - Reducción del riesgo por explosión del metano en el relleno. - Disminución de la generación de lixiviados por parte de la descomposición de la fracción orgánica del relleno. - Reducción en el uso de fertilizantes químicos, al sustituirlos por el compost.
Beneficios Ambientales Globales	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción significativa de emisiones de GEI. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción significativa de emisiones de GEI. - Sustitución de combustibles fósiles por alternativas más amigables con el ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción significativa de emisiones de GEI. - Sustitución de combustibles fósiles por alternativas más amigables con el ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Evitación significativa de emisiones de GEI, mayor que en la mitigación de emisiones por quemado.
Beneficios Sociales	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de empleo, para operar y dar mantenimiento a la infraestructura necesaria. 	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de empleo, para operar y dar mantenimiento a la infraestructura necesaria. 	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de empleo (en menor cantidad), para dar mantenimiento a la infraestructura necesaria. 	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de empleo, para realizar las labores de separación manual, operar y dar mantenimiento a la infraestructura necesaria. - Posible generación de ingresos por venta de compost y materiales reciclables.
Beneficios Económicos				<ul style="list-style-type: none"> - Ahorros económicos por reducción en el uso de materias primas en la industria y de fertilizantes químicos en la agricultura. - Al prolongar la vida útil de los rellenos existentes, es posible ahorrar costos de desarrollo de nuevos sitios y mantener así las tarifas municipales a niveles aceptables.
Beneficios Estratégicos a Nivel País	<ul style="list-style-type: none"> - Contribución con las estrategias de cambio climático del país (ENCC, Iniciativa de Paz con la Naturaleza, objetivo de C-Neutralidad para el 2021). 	<ul style="list-style-type: none"> - Contribución con las estrategias de cambio climático del país (ENCC, Iniciativa de Paz con la Naturaleza, objetivo de C-Neutralidad para el 2021). - Reducción de la dependencia energética del país hacia los combustibles fósiles. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contribución con las estrategias de cambio climático del país (ENCC, Iniciativa de Paz con la Naturaleza, objetivo de C-Neutralidad para el 2021). - Reducción de la dependencia energética del país hacia los combustibles fósiles. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contribución con las estrategias de cambio climático del país (ENCC, Iniciativa de Paz con la Naturaleza, objetivo de C-Neutralidad para el 2021). - Reducción de la dependencia energética del país hacia los combustibles fósiles, por el uso de materiales secundarios y el posible uso de RDF. - Promoción de la agricultura orgánica mediante la utilización del compost. - Mitigación del problema nacional de los residuos, mediante la prolongación de la vida útil de los sitios. - Apoyo a la GIRS, en lugar de continuar bajo estrategias de disposición final de todos los residuos.

Fuente: Conclusiones del consultor.

XI. PRESENTACIÓN RESUMIDA DE LAS EMISIONES ESTIMADAS Y DEL POTENCIAL DE MITIGACIÓN EN LA DISPOSICIÓN DE RSD EN COSTA RICA

1. Emisiones estimadas en la gestión y la disposición de RSD

Adicionalmente a lo planteado en los términos de referencia (TdeR), el consultor efectuó una simulación de todas las emisiones estimadas de GEI provenientes de la disposición de RSD durante los años 2010–2019 en Costa Rica, si no se toman medidas adicionales de mitigación. El cuadro 14 muestra el resultado de la simulación y las cifras reflejan el promedio anual de los años 2010–2019.

Cuadro 14

EMISIÓN DE GEI EN LA GESTIÓN DE RSD EN COSTA RICA (PROMEDIO ANUAL 2010 A 2019)

	Emisión a partir de disposición de residuos domiciliarios (tCO ₂ e por año)	Participación en las emisiones totales provenientes de los RSD (%)
Rellenos sanitarios y vertederos en el GAM	767 000	69%
Rellenos sanitarios, vertederos y residuos sin disposición fuera del GAM	347 000	31%
Suma disposición de RSD	1 114 000	100%

Fuente: Cálculo del Consultor.

Estos resultados están basados en los cálculos de las emisiones para los cuatro rellenos sanitarios en el GAM y para dos tipos de sitios fuera del GAM (sitio mediano con 150 t/d de disposición, y sitio pequeño con 40 t/d de disposición), así como en supuestos sobre el número de sitios de los diferentes tipos. Además se aplicaron supuestos sobre las emisiones estimadas de los residuos no incluidos en los sitios o tipos de sitios mencionados anteriormente, por ejemplo Río Azul y otros en el GAM, y sitios pequeños y residuos sin disposición fuera y dentro del GAM. Los detalles de la estimación son presentados en el anexo 18.

Casi el 70% de las emisiones a partir de la disposición de los RSD se darían en el GAM (en caso de no tomar medidas adicionales de mitigación), mientras que los RSD fuera del GAM sólo representan alrededor del 30%. Esta relación numérica es una primera indicación para una estrategia eficiente para mitigar las emisiones.

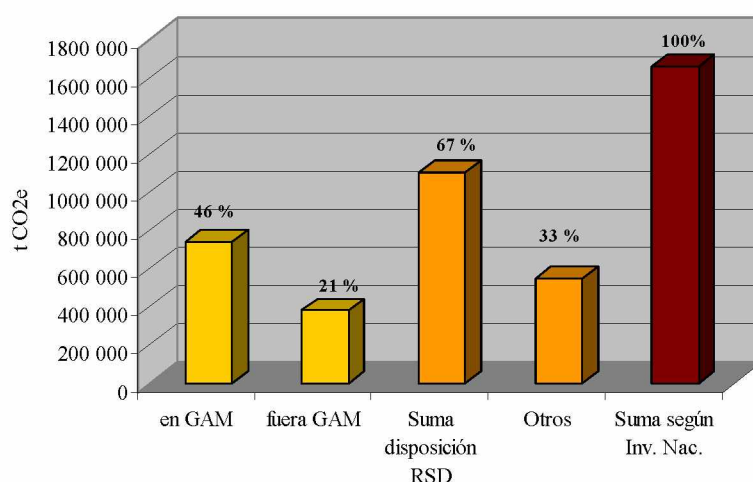
El gráfico 12 muestra las emisiones estimadas a partir de los RSD (dentro y fuera del GAM) así como las emisiones estimadas de todo el sector de residuos en Costa Rica según el Inventario Nacional Emisiones de Gases (IMN, 2005). Para poder relacionar el Inventario

Nacional, que se apoya en la definición del sector de residuos del IPCC,²² con los resultados de este informe, se extrapolaron los resultados del Inventario Nacional del año 2005 para el sector residuos a los años 2010–2019, aplicando la misma tasa de crecimiento que para la generación de RSD (2,4% por año). Cabe mencionar que las diferencias metodológicas entre este estudio y el Inventario Nacional limitan una comparación directa de los resultados.²³

En este contexto es importante mencionar que, según el Inventario Nacional 2005, el sector de residuos representa acerca de 13,1% del las emisiones de GEI del país.

Gráfico 12

**EMISIONES ESTIMADAS DE LOS RSD Y PARA EL SECTOR RESIDUOS EN COSTA RICA
(PROMEDIO ANUAL 2010 A 2019)**



Fuente: Cálculo del Consultor.

El sector residuos emitiría cerca de 1,66 millones de toneladas de CO₂e por año para el promedio de los años 2010–2019 (en caso de no tomar medidas adicionales de mitigación).

De estas emisiones, 1,11 millones t CO₂e anuales (67% de las emisiones totales del sector residuos) provendrían de la disposición de RSD: 767.000 t CO₂e anuales (46% del total) de los RSD en el GAM, y 347.000 t CO₂e anuales (21% del total) de los RSD fuera del GAM.

²² Fuera de la disposición de RSD, la definición del IPCC incluye la disposición de residuos industriales orgánicos, de la incineración de residuos, del tratamiento de aguas residuales y otros. Fuente: (<http://cdm.unfccc.int/index.html>)

²³ Aún cuando existen diferencias metodológicas es importante destacar que el enfoque usado en este estudio es basado en un análisis detallado de sitios específicos y modelos de estimación aprobados por el MDL.

El 33% de las emisiones totales del sector residuos (544.000 t/a CO₂e) provendrían de otros residuos dentro de la definición del IPCC, es decir de residuos no domiciliarios: p.ej. de la disposición de residuos industriales orgánicos, de la incineración de residuos, del tratamiento de aguas residuales, y de otros. Se puede esperar que el potencial de mitigación en estos ámbitos sea significativo, aunque no es el alcance de este estudio estimarlo.

Además es importante considerar que el sector de residuos según el IPCC no incluye los residuos de la agricultura. Las actuales prácticas de la gestión de estos residuos indudablemente contribuyen de manera muy significativa a las emisiones de GEI del país, y representan grandes potenciales de mitigación, pero no es sujeto de este estudio cuantificar estos aspectos.

2. Proyectos recomendados de mitigación en los sitios de disposición

Con base en la evaluación de los sitios individuales de disposición y para diferentes opciones tecnológicas (capítulos IV y VI de este informe), se identificaron los proyectos y las opciones tecnológicas más recomendadas para cada caso. Se aplicaron los siguientes criterios para valorar el potencial:

- a) potencial de mitigación (según los resultados de este estudio);
- b) viabilidad económica (según los resultados de este estudio);
- c) riesgos de operación o tecnológicos, incluyendo eficiencia de colección del gas;
- d) riesgos o barreras del mercado para posibles productos (electricidad, gas, compost, RDF),
- e) beneficios adicionales ambientales (mejora de la GIRS municipal, aseguramiento de una infraestructura adecuada y sostenible de la GIRS a nivel del país, mitigación de los impactos ambientales locales, generación de fondos para el cierre y post-cierre de sitio);
- f) beneficios sociales (empleo),
- g) beneficios del suministro energético del país (contribución a la electricidad generada), y
- h) la experiencia internacional con estas opciones tecnológicas (p.ej. número de proyectos implementados, riesgo de entrega de CERs).

En términos generales, se puede indicar que para los sitios en el GAM las alternativas tecnológicas de proyectos de mitigación representan ventajas en los siguientes casos:

- a) Proyectos de captación de biogás y quemado para sitios que están cerca del final de su vida útil.
- b) Proyectos de captación de biogás y aprovechamiento térmico en caso de un usuario cercano (solamente el caso para La Carpio).

- c) Proyectos de separación y compostaje para sitios que pudieran valorar una extensión de la vida útil del sitio y que cuentan con una superficie suficiente.
- d) En ningún caso un proyecto de captación de biogás y generación eléctrica es la opción más recomendada, debido a barreras tarifarias y procedimientos que actualmente confronta la generación privada en el país. Dependiendo de las futuras políticas de MINAET, ARESEP y del ICE, la generación eléctrica puede convertirse en una alternativa atractiva.

Como es presentado en el cuadro 15, para dos de los cuatro sitios existen varias alternativas realistas, la decisión entre ellas dependería de un análisis más profundo a nivel de las respectivas empresas propietarias de los proyectos. Dentro de las opciones a valorar se debería considerar también una combinación de separación y compostaje para ciertos flujos de residuos y captación del biogás (con o sin aprovechamiento del gas) en un sitio.

Como fue mencionado anteriormente, cualquier proyecto de captación de biogás en un relleno (con o sin aprovechamiento del gas) dependerá fuertemente de la eficiencia de captura del gas, la cual es de predicción compleja.

Como resultado de este estudio, proyectos para sitios fuera del GAM considerando captación de biogás (con o sin aprovechamiento del gas) no parecen económicamente viables, ni siquiera con el potencial ahorro de costos de transacción por medio de un agrupamiento a través de un PoA o un proyecto sombrilla (“*bundle*”) de proyectos, básicamente debido al tamaño reducido de estos sitios, los costos de inversión para un sistema de captación, y la baja eficiencia de colección en sitios de este tipo.

Un PoA según el MDL que implemente una estrategia de separación y reciclaje en los sitios participantes en el programa, parece ser la única opción realista para lograr una mitigación de emisión de GEI en la gestión de RSD fuera del GAM. Sin embargo, la economía de esta opción a nivel de los sitios individuales y a nivel de un posible programa debe de analizarse con más detalle.

El siguiente cuadro muestra un resumen de las opciones recomendadas para los sitios estudiados en el GAM y fuera del GAM. Este cuadro también especifica los aspectos indicados en los objetivos formulados en los términos de referencia de este estudio:

- a) el potencial de mitigación (reducción) de GEI y entrega de energía a partir de los vertederos y rellenos sanitarios seleccionados;
- b) el potencial de generación eléctrica en estos sitios; y
- c) el potencial de ingresos por venta de reducción de emisiones de GEI de los proyectos.

Adicionalmente a lo solicitado por los TdR del estudio, se presenta en este estudio un análisis de los resultados principales de proyectos de separación y compostaje en algunos de los sitios, así como de un posible Programa de Actividades de separación y compostaje para sitios fuera del GAM.

Cuadro 15

Resumen de los proyectos recomendados y de los resultados respectivos

Opción recomendada / priorización	Información financiera	Emisiones estimadas de GEI sobre 10 años (CO ₂ e)	Potencial de mitigación de GEI sobre 10 años (CO ₂ e)	Potencial de mitigación de GEI sobre 10 años (% de las emisiones estimadas)	Potencial de generación eléctrica o térmico / periodo de explotación / capacidad de la planta	Ventajas / otros comentarios	
Rellenos sanitarios en el GAM							
Relleno Sanitario La Carpio							
1.	Utilización térmica	Inversión: \$3,0 Mill. Ingresos por CERs: \$12,0 Mill. en 10 años VAN: \$7,1 Mill. TIR: 163%	1,88 Mill. tons CO ₂ e	1,43 Mill. tons CO ₂ e	76%	3,40 TJ sobre 10 años	Apoyo al suministro energético del país, sustitución de combustible fósil.
2.	Captación y quemado	Inversión: \$1,9 Mill. Ingresos por CERs: \$11,5 Mill. en 10 años VAN: \$1.7 Mill. TIR: 62%	1,88 Mill. tons CO ₂ e	1,37 Mill. tons CO ₂ e	73%		Riesgo limitado, fácil implementar.
3.	Generación de energía eléctrica	Inversión: \$6,5 Mill. Ingresos por CERs: \$12,0 Mill. en 10 años VAN: \$1.9 Mill. TIR: 39%	1,88 Mill. tons CO ₂ e	1,43 Mill. tons CO ₂ e	76%	201.000 MWh sobre 10 años; capacidad máxima de la planta: 3.200 KW	Apoyo al suministro energético del país, sustitución de combustible fósil.
Relleno Sanitario Aserri							
1.	Captación y quemado	Inversión: \$1,9 Mill. Ingresos por CERs: \$9,7 Mill. en 10 años VAN: \$0.7 Mill. TIR: 32%	1,76 Mill. tons CO ₂ e	1,28 Mill. tons CO ₂ e	73%		Riesgo limitado, fácil implementar.
2.	Compostaje ⁽¹⁾	Inversión: Ingresos por CERs: \$10,9 Mill. en 10 años TIR: aprox. 26%	1,76 Mill. tons CO ₂ e	1,48 Mill. tons CO ₂ e	84%		Prolongación de vida útil del sitio, asegurando la infraestructura nacional de GIRS. Producción de materiales secundarios y de compost, empleo.

Opción recomendada / priorización	Información financiera	Emisiones estimadas de GEI sobre 10 años (CO ₂ e)	Potencial de mitigación de GEI sobre 10 años (CO ₂ e)	Potencial de mitigación de GEI sobre 10 años (% de las emisiones estimadas)	Potencial de generación eléctrica o térmico / periodo de explotación / capacidad de la planta	Ventajas / otros comentarios	
3.	Generación de energía eléctrica	Inversión: \$6,3 Mill. Ingresos por CERs: \$10,1 Mill. en 10 años VAN: \$0,2 Mill. TIR: 20%	1,76 Mill. tons CO ₂ e	1,34 Mill. tons CO ₂ e	76%	188.000 MWh sobre 10 años; capacidad de la planta: 3.200 KW	Apoyo al suministro energético del país, sustitución de combustible fósil.
Relleno Sanitario Los Mangos							
1.	Captación y quemado	Inversión: \$1,6 Mill. Ingresos por CERs: \$4,1 Mill. en 10 años VAN: -\$0.3 Mill. TIR: -12%	0,61 Mill. tons CO ₂ e	0,43 Mill. tons CO ₂ e	69%		El proyecto MDL ya está en proceso de validación.
Relleno Sanitario Los Pinos							
1.	Compostaje ⁽¹⁾	Ingresos por CERs: \$2,7 Mill. en 10 años TIR: aprox. 17%	0,45 Mill. tons CO ₂ e	0,37 Mill. tons CO ₂ e	83%		Prolongación de vida útil del sitio, asegurando la infraestructura nacional de GIRS. Producción de materiales secundarios y de compost, empleo.
Vertederos fuera del GAM							
Vertedero Zagala							
-	Captación y quemado ⁽²⁾	Inversión: \$0,6 Mill. Ingresos por CERs: \$1,4 Mill. en 10 años VAN: -\$0,4 Mill.	0,24 Mill. tons CO ₂ e	0,15 Mill. tons CO ₂ e	61%		Económicamente no factible. COMPOSTAJE
Vertedero Pérez Zeledón							
-	Captación y quemado ⁽²⁾	Inversión: \$0,5 Mill. Ingresos por CERs: \$1,1 Mill. en 10 años VAN: -\$0,4 Mill.	0,22 Mill. tons CO ₂ e	0,14 Mill. tons CO ₂ e	61%		Económicamente no factible. COMPOSTAJE
Sitios de disposición fuera del GAM – Programa de Actividades							
1.	pCDM de	Ingresos por CERs:	3,47 Mill. tons	1,06 Mill. tons	31%		Requiere un apoyo institucional y

Opción recomendada / priorización	Información financiera	Emisiones estimadas de GEI sobre 10 años (CO ₂ e)	Potencial de mitigación de GEI sobre 10 años (CO ₂ e)	Potencial de mitigación de GEI sobre 10 años (% de las emisiones estimadas)	Potencial de generación eléctrica o térmico / periodo de explotación / capacidad de la planta	Ventajas / otros comentarios
compostaje ⁽³⁾	\$1,8 Mill. en 10 años	CO ₂ e	CO ₂ e			político. Prolongación de vida útil de los sitios, asegurando la infraestructura nacional de GIRS. Mejora de la GIRS municipal. Producción de materiales secundarios y de compost. Creación de empleo.

⁽¹⁾ Las estimaciones de parámetros económicos para proyectos de compostaje presentan un alto nivel de incertidumbre, por las razones ya expuestas en el texto.

⁽²⁾ La opción de captación y quemado no es recomendada para los vertederos de Zagala y Pérez Zeledón, sin embargo se muestran los resultados respectivos.

⁽³⁾ Se muestran las emisiones estimadas y el potencial de mitigación para la gestión de los residuos sólidos domiciliarios fuera del GAM, incluyendo sitios medianos y pequeños y RSD sin recolección.

Sumando los ingresos por monetizaciones relacionadas con las reducciones de emisiones en las opciones priorizadas en el cuadro anterior, la gestión de residuos sólidos domiciliarios en el país se estima podría contar con un potencial económico total de ingresos por venta de reducción de emisiones certificadas o verificadas de GEI de 31,5 millones de dólares sobre 10 años (2010–2019), o de 3,15 millones de dólares anuales en promedio.

En ningún sitio la generación eléctrica a partir del gas capturado es la primera opción recomendada. Sin embargo, sumando la potencial generación en los cuatro sitios del GAM se podría lograr una generación cercana a 455.000.000 kWh sobre 10 años, o a 45.500.000 kWh anuales en promedio, con una máxima capacidad instalada de 8,8 MW (suma de los cuatro sitios). Esta capacidad a partir de biogás captado en los cuatro rellenos representaría un 0,4% de la capacidad instalada de generación eléctrica total del país, o un 8% del crecimiento de la demanda de un año,²⁴ lo que podría ser relevante. Este potencial podría darse bajo condiciones más favorables de generación privada.²⁵

La gran mayoría (96%) de la posible mitigación de GEI provendría de la destrucción del biogás. La mitigación debido a la sustitución de energía eléctrica proveniente de fuentes fósiles por energía eléctrica generada con el biogás capturado (o de la utilización térmica del gas) representa sólo un 4% de la potencial mitigación total en un proyecto dado.²⁶

Es importante destacar que el periodo de explotación para proyectos de generación eléctrica depende de la cantidad anual del gas captado. Como fue indicado en el cuadro anterior, en el caso del relleno sanitario La Carpio son 10 años. Después de este año la cosecha del gas es inferior a una cantidad a la cual se puede operar la planta de manera económicamente viable. En el caso de Aserri, el periodo de explotación de gas superará la vida útil prevista de sitio (20 años según la proyección actual), porque después del cierre de un relleno de este tamaño la producción de gas sigue siendo significativa.

Los impactos positivos de la sustitución de combustibles fósiles en la generación eléctrica, o de la utilización térmica del biogás son:

- a) mitigación de emisión de GEI, según el factor eléctrico de la red costarricense;
- b) reducción de la factura petrolera nacional, reducción de las inversiones para plantas de generación a partir de combustibles fósiles, y reducción de la dependencia del país de estas fuentes energéticas importadas;

²⁴ Suponiendo que el crecimiento de la demanda a nivel del país sea alrededor de 5% en un año específico, los 8,8 MW representarían 8% del crecimiento en este año.

²⁵ El sector de residuos sólidos domiciliarios no ha sido considerado a nivel nacional como parte de la planificación de aumento de capacidad de generación de energía eléctrica, principalmente por la estructura del sector eléctrico nacional (tarifas restrictivas, procesos complejos de elegibilidad de proyectos y dificultades en el campo de las concesiones). Además probablemente se consideran los riesgos de estos proyectos debido a la experiencia con el proyecto de Río Azul.

²⁶ Se estimó con base en el factor eléctrico actual de Costa Rica y las metodologías aprobadas por el MDL.

- c) contribución a un suministro eléctrico seguro y sostenible del país, considerando que los flujos de biogás de rellenos son relativamente constantes sobre el año;
- d) mitigación de impactos ambientales locales de la generación eléctrica en plantas de generación a partir de combustibles fósiles.

Es importante indicar que los proyectos en el GAM son proyectos del sector privado, es decir dependen de la iniciativa y de la voluntad de las empresas respectivas. Sin embargo, el consultor considera que estos proyectos requerirán de un apoyo fuerte del sector público, el que debería no sólo motivar y apoyar a estas empresas en el aprovechamiento de los mecanismos del mercado establecido por el MDL, sino también de manera pro-activa asegurar condiciones favorables para la implementación de los proyectos, sobre todo para la generación eléctrica, la utilización térmica y sobre todo un cambio en la GIRS de Costa Rica por medio de la implementación de proyectos de la separación y compostaje.

El rol del sector público para un PoA de separación y compostaje es mucho más explícito. Por una parte, el ente coordinador podría ser una institución pública. Por otra parte, este programa dependería del apoyo integral de las demás instituciones que se beneficiarán en el largo plazo de una mejora de la GIRS fuera del GAM: municipalidades, MINSALUD, MINAET, MAG, sector privado, entre otros.

3. Potencial de mitigación en la disposición de RSD en Costa Rica

El cuadro 16 muestra el potencial de mitigación de emisión de GEI en la gestión de los residuos domiciliarios en Costa Rica. Las cifras reflejan el promedio anual de los años 2010–2019.

Cuadro 16

POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE EMISIÓN DE GEI EN LA GESTIÓN DE RSD EN COSTA RICA (PROMEDIO ANUAL 2010–2019)

	Potencial de mitigación en la gestión de RSD (t CO ₂ e por año)	Potencial de mitigación relativo a las emisiones estimadas ex-ante (%)	Potencial de mitigación relativo al potencial total de mitigación en gestión RSD (%)
Rellenos sanitarios y vertederos en el GAM	575 000	75%	84%
Rellenos sanitarios, vertederos y residuos sin disposición fuera del GAM	106 000	31%	16%
Suma disposición de RSD	682 000	61%	100%

Fuente: Cálculo de los Consultores.

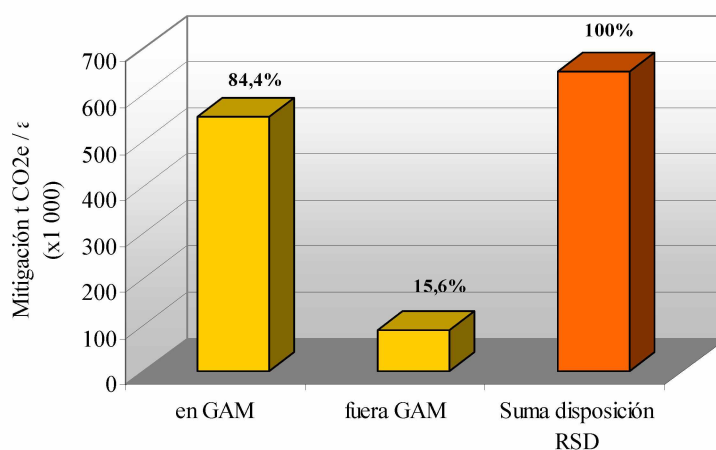
Esta estimación del potencial de mitigación representa una simulación del efecto de tomar todas las medidas recomendadas de mitigación de emisiones de GEI en el ámbito de la disposición de RSD en Costa Rica. Ésta está basada en las opciones tecnológicas priorizadas y las

estimaciones de posibles reducciones de emisiones (véase el cuadro 15 en el punto 2 del capítulo XI). Se consideró la mitigación para los cuatro rellenos sanitarios en el GAM y la posible mitigación de emisiones por medio de un PoA de separación y compostaje para sitios fuera del GAM. Este último considera las reducciones que se puedan lograr en dos tipos de sitios (sitio mediano con 150 t/d de disposición, y sitio pequeño con 40 t/d de disposición), así como en supuestos sobre el número de sitios participantes en un programa sobre el tiempo. Además, se aplicaron supuestos sobre la mitigación en sitios o tipos de sitios no mencionados arriba.²⁷ Los detalles de la estimación de mitigación son presentados en el anexo 18.

El gráfico 13 muestra la distribución del potencial de mitigación nacional, según la región geográfica.

Gráfico 13

**POTENCIAL DE MITIGACIÓN EN LA DISPOSICIÓN DE RSD EN COSTA RICA
(PROMEDIO ANUAL 2010–2019)**



Fuente: Cálculos de los consultores.

La conclusión principal de este análisis es que el potencial de mitigación es mucho mayor en el GAM (84%), en comparación con las posibles reducciones fuera del GAM (16%). Fuera del GAM se podría lograr mitigar solamente cerca del 31% de las emisiones allí producidas, siendo las razones la baja mitigación en los sitios, el nivel de participación (número de sitios) asumido, el hecho de que no se podrán reducir las emisiones en sitios muy pequeños, los que no participarían, y las emisiones de los residuos sin recolección.

²⁷ Por ejemplo se supuso, para el promedio de los años 2010–2019, que la mitigación para los residuos en el GAM no incluidos en los cuatro sitios analizados será similar en porcentaje que la mitigación en estos cuatro sitios.

Este estudio complace y cuantifica el potencial de mitigación en el ámbito de gestión de residuos sólidos domiciliarios (RSD). Es importante considerar que hay importantes potenciales adicionales de mitigación en el ámbito de la gestión de residuos:

- a) El potencial de mitigación en el resto del sector de residuos según la definición del IPCC: la disposición de residuos industriales orgánicos, la incineración de residuos, el tratamiento de aguas residuales y otros. Este potencial ya tiene precedentes en el MDL y podría generar CERs.
- b) El potencial de mitigación en la agricultura por aprovechamiento energético de los residuos de este sector y por producción de compost, utilizando tecnologías como compostaje, biodigestión, RDF, etc. Mientras el aprovechamiento energético ya tiene precedentes en el MDL, aunque fuera del sector de residuos, este mecanismo no tiene precedentes en el uso de compost que reemplaza fertilizante químico y ahorra energético asociado, porque todavía no se ha propuesto y aprobado una metodología.
- c) El reciclaje de los materiales separados y su utilización en la industria en lugar de materia prima potencialmente ahorra importantes cantidades de energía, aunque el MDL actualmente no tiene precedentes en el tema por falta de una metodología aprobada.

XII. RESUMEN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los resultados y las conclusiones principales del estudio son las siguientes:

La gestión y la disposición de residuos sólidos domiciliarios (RSD) contribuyen significativamente a la emisión de GEI de Costa Rica, principalmente por la emisión de gas metano proveniente de los rellenos sanitarios y vertederos del país.

Las emisiones estimadas de GEI de los cuatro rellenos sanitarios y de los dos vertederos analizados (emisiones que se darían entre los años 2010–2019 si no se implementaran las medidas propuestas en este informe) son:

- Relleno Sanitario La Carpio:	1,88 millones de toneladas de CO ₂ e
- Relleno Sanitario Aserrí:	1,76 millones de toneladas de CO ₂ e
- Relleno Sanitario Los Mangos:	0,61 millones de toneladas de CO ₂ e
- Relleno Sanitario Los Pinos:	0,45 millones de toneladas de CO ₂ e
- Vertedero Zagala	0,24 millones de toneladas de CO ₂ e
- Vertedero Pérez Zeledón:	0,22 millones de toneladas de CO ₂ e

Se identificaron los proyectos individuales de MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) y las tecnologías respectivas que podrían implementarse en estos sitios, basados en los análisis técnico–económicos descritos en los capítulos IV, V, y VI. Seguidamente se priorizaron los proyectos identificados, los cuales se presentan a continuación, junto con sus potenciales de mitigación sobre los 10 años de análisis:

- 1) Relleno Sanitario La Carpio: proyecto de captación y utilización térmica, con una mitigación de 1,43 millones de toneladas de CO₂e (76% de las emisiones estimadas);
- 2) Relleno Sanitario Aserrí: proyecto de separación y compostaje, con una mitigación de 1,48 millones de toneladas de CO₂e (84% de las emisiones estimadas), o proyecto de captación y quemado, con una mitigación de 1,28 millones de toneladas de CO₂e (73% de las emisiones estimadas);
- 3) Relleno Sanitario Los Mangos: proyecto de captación y quemado, con una mitigación de 0,37 millones de toneladas de CO₂e (69% de las emisiones estimadas); y
- 4) Relleno Sanitario Los Pinos: proyecto de separación y compostaje, con una mitigación de 0,15 millones de toneladas de CO₂e (61% de las emisiones estimadas)

También se analizaron proyectos de *captación y quemado* en los vertederos de Zagala y de Pérez Zeledón, y se calcularon potenciales de mitigación de 0,15 millones de toneladas de CO₂e en el caso de Zagala y 0,14 millones de toneladas de CO₂e para Pérez Zeledón (en ambos

casos 61% de las emisiones estimadas). Sin embargo, estos proyectos no son económicamente factibles.

En términos generales se puede afirmar que la mitigación en un sitio dado es mayor en un proyecto de separación y compostaje, seguido por los proyectos de captación y generación eléctrica o utilización térmica, en los cuales el componente energético representa cerca de un 4% de la mitigación total. La captación y quemado es el tipo de proyecto asociado con la menor mitigación de GEI.

Estos proyectos priorizados, sus potenciales ingresos por CERs (Reducciones de Emisión Certificadas) y sus factibilidades económicas dependerán de muchas variables, entre ellas las condiciones del mercado de CERs y de los mercados para electricidad generada, compost y materiales reciclables, así como de la eficiencia técnica del proyecto y de los procedimientos y plazos necesarios para su implementación.

El Relleno Sanitario La Carpio es el único sitio con una planta térmica de generación eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) lo suficientemente cerca como para poder implementar un proyecto de captación y utilización térmica. Este proyecto podría generar hasta 12 millones de dólares en ingresos por CERs sobre 10 años y resultar económicamente muy atractivo. Sin embargo, sus parámetros económicos dependerán de las negociaciones con el ICE y el precio pagado para la compra del biogás capturado.

En el caso del Relleno Sanitario Aserri hay dos tipos de proyectos que podrían resultar económicamente atractivos: Un proyecto de separación y compostaje podría generar hasta 10,9 millones de dólares en ingresos por CERs sobre 10 años y tendría la ventaja principal de extender la vida útil del sitio hasta siete veces, asegurando así la disponibilidad de infraestructura de GIRS en el mediano y largo plazo, lo que representa una ventaja estratégica a nivel del país. Las estimaciones de parámetros económicos para proyectos de compostaje presentan un alto nivel de incertidumbre, debido a la falta de experiencia en el país. Las opciones del tratamiento mecánico-biológico y de RDF (*refuse derived fuel*) son estrategias alternativas o complementarias al compostaje con ventajas similares. Sin embargo, al igual que el compostaje dependen mucho de las condiciones generales del mercado y necesitarían más investigación. La captación y quemado del biogás en Aserri sería un proyecto con menos riesgo y una menor inversión inicial, pero con menos beneficios ambientales y económicos, generando hasta 9,7 millones de dólares en ingresos por CERs.

Un proyecto de captación y quemado en el Relleno Sanitario Los Mangos generaría hasta 4,1 millones de dólares en ingresos por CERs sobre 10 años; sin embargo, resultaría no viable económicamente bajo los supuestos aplicados. En el sitio Los Pinos un proyecto de separación y compostaje podría generar hasta 2,7 millones de dólares en ingresos por CERs, lo que lo ubica muy cercano a la viabilidad financiera. Proyectos de captación y quemado en los vertederos de Zagala y Pérez Zeledón contarían con ingresos por CERs de 1,4 millones de dólares y 1,1 millones de dólares, respectivamente. Económicamente, no resultan factibles.

Como parte del estudio, se efectuaron análisis de sensibilidad de los proyectos y los parámetros que más impactan la viabilidad de los mismos. Estos parámetros son el nivel de ingresos y los costos de inversión. En las estimaciones se aplicó un precio unitario de CER de

12,5 dólares hasta el año 2012 y 6,25 dólares para el período post-2012, resultando en un precio promedio de 8,13 dólares sobre los 10 años.

En ningún sitio la captación y generación eléctrica a partir del biogás es la primera opción recomendada. La razón es que actualmente las condiciones para la generación privada de electricidad (las tarifas posiblemente pagadas y los procedimientos requeridos) no son favorables, además de que estos proyectos necesitarían un Estudio de Impacto Ambiental.

Los proyectos priorizados y un Programa de Actividades (como se explica más adelante) representan un potencial económico total para el país, en términos de ingresos por venta de CERs de 31,5 millones de dólares sobre 10 años (2010–2019).

El potencial de generación eléctrica por medio de proyectos de captación y generación eléctrica en los cuatro sitios en el GAM (aún cuando estos proyectos no son los prioritarios) sería cercano a 455.000.000 kWh sobre 10 años. La máxima capacidad instalada de 8,8 MW representaría un 0,4% de la capacidad instalada de generación eléctrica total del país, o un 8% del crecimiento de la demanda de un año. El potencial térmico por medio de la utilización del biogás capturado en el relleno sanitario La Carpio es 3.400 TJ sobre 10 años.

La captación del biogás en sitios medianos y pequeños no es factible. Un Programa de Actividades (PoA o pCDM) de separación y compostaje para sitios fuera del GAM representa una oportunidad considerable para mitigar emisiones de GEI. Este programa podría evitar hasta 1,06 millones de toneladas de CO₂e sobre 10 años, lo que representaría un 16% de la mitigación total en el ámbito de los RSD, y contaría con ingresos por CERs de 1,8 millones de dólares. Además, estaría asociado con otras ventajas como la prolongación de la vida útil de los rellenos, una mejora de la GIRS a nivel de las municipalidades, la separación de materiales reciclables y la generación de empleo. Un PoA sería más complejo para implementar que proyectos individuales de MDL, requiriendo un análisis profundo de su factibilidad y un apoyo amplio de las instituciones responsables.

Se realizó una simulación de emisiones estimadas y del potencial de mitigación para el sector de los residuos del país, basada en los supuestos y extrapolaciones aplicados. Las emisiones estimadas para la disposición de RSD en el país serían aproximadamente 11,14 millones de tCO₂e sobre 10 años, principalmente proviniendo de los rellenos sanitarios y vertederos del país. 7,67 millones de tCO₂e (69%) serían emisiones generadas en el GAM y 3,47 millones de tCO₂e (31%) corresponderían a emisiones fuera del GAM.

Aplicando una extrapolación de los datos del Inventario Nacional 2005, los demás residuos (no RSD) representarían emisiones estimadas de 5,44 millones de tCO₂e, y todo el sector de residuos de Costa Rica sumaría un total de 16,6 millones de tCO₂e sobre 10 años. Los datos de 2005 indican que las emisiones del sector de residuos según la definición del IPCC representan cerca de 13,1% de las emisiones totales de GEI del país.

El potencial de mitigación de GEI en la disposición de RSD sería un 61% de las emisiones proviniendo de este ámbito, o alrededor de 6,82 millones de tCO₂e sobre 10 años. Se podrían evitar estas emisiones por medio de las medidas priorizadas en este estudio. El potencial de mitigación es mucho mayor en el GAM: 5,75 millones de tCO₂e, representando 84% de la

suma total de mitigación en la gestión de RSD, o 75% de las emisiones estimadas en el GAM. Por otro lado, el potencial de mitigación fuera del GAM sería de 1,06 millones de tCO₂e sobre 10 años por medio de un PoA. Esta cifra representaría el 16% de la suma de mitigación o 31% de las emisiones estimadas fuera del GAM.

El MDL podría proveer recursos claves para lograr los objetivos climáticos y el mejoramiento de la GIRS a nivel del país. Proyectos MDL de captación de biogás con y sin aprovechamiento energético han sido implementados ampliamente a nivel mundial y en Latinoamérica. Las incertidumbres del mercado de carbono para después del 2012, así como los plazos a considerar para registrar proyectos en el MDL y para implementarlos a nivel técnico y organizacional, requieren una actuación ágil para no perder los posibles ingresos por este mecanismo, de manera que no se acorte el período posible de cosecha de CERs. Es importante considerar que, de todos los potenciales proyectos, sólo el proyecto de utilización térmica de La Carpio podría ser económicamente factible sin los ingresos provenientes de CERs.

Una conclusión principal de este estudio es que existe un potencial de mitigación claramente identificado y relativamente factible a implementar por medio de cuatro proyectos individuales MDL en los rellenos sanitarios en el GAM. El número de actores involucrados en estos proyectos es limitado: son dos empresas privadas operando los cuatro sitios. Un Programa de Actividades MDL para sitios fuera del GAM podría contribuir también a la mitigación de emisiones. De esta manera se podría lograr una reducción del 61% de las emisiones de GEI proviniendo de los RSD a nivel del país, de los cuales el 84% sería posible por medio de proyectos en el GAM. Sin embargo, cada tipo de proyecto MDL propuesto en el estudio presenta riesgos específicos y es necesario analizar en detalle la factibilidad de los mismos.

Cabe mencionar que los beneficios climáticos serían mucho mayores con la inclusión del enorme potencial de mitigación asociado con otros tipos de residuos y otras medidas en el ámbito de GIRS: el potencial del aprovechamiento de residuos industriales y agrícolas, de la utilización energética de residuos, de la cooperación de municipalidades con cooperativas y empresas con grandes cantidades de residuos orgánicos, del reciclaje de materiales separados, de la aplicación del compost producido, y de otras medidas. La cuantificación de estos aspectos no forma parte del alcance de este estudio.

En resumen, los objetivos climáticos nacionales y de la GIRS podrían ir de la mano. Proyectos de GIRS usualmente son proyectos de protección del clima que prometen una reducción de emisiones de GEI con costos específicos relativamente bajos, una gestión de residuos sólidos significativamente mejorada, y varias ventajas estratégicas, ambientales, sociales y económicas adicionales. Una coordinación entre las políticas de cambio climático y de la GIRS generaría importantes sinergias.

XIII. RESUMEN DE RECOMENDACIONES

Con base en los resultados y las conclusiones del estudio, se pueden emitir las siguientes recomendaciones claves.

A nivel de proyectos

- 1) Las acciones para aprovechar el MDL deben darse a corto plazo. Se recomienda promover el uso del MDL en el sector de residuos para implementar proyectos de mitigación y mejorar la gestión integral de residuos sólidos (GIRS) a nivel del país.
- 2) Cooperar con las empresas operadoras de los rellenos sanitarios en el GAM, brindándoles apoyo para lograr implementar los proyectos MDL individuales viables.
- 3) Tomar la iniciativa en la preparación de un MDL programático de separación y compostaje para sitios fuera del GAM. Se recomienda analizar la viabilidad del mismo, así como movilizar, apoyar y coordinar los actores públicos y privados clave y fomentar implementaciones piloto.
- 4) Analizar y aprovechar el potencial de mitigación por medio de otros proyectos como aprovechamiento de los residuos industriales y agrícolas, y proyectos de reciclaje.
- 5) Identificar proyectos de mitigación y vinculación, así como fomentar alianzas entre municipalidades y empresas privadas o cooperativas para proyectos con un uso común de la infraestructura, en campos como el compostaje.

A nivel político

- 1) Vincular las políticas de gestión de residuos con las de cambio climático, particularmente con la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC). Se recomienda mejorar la articulación entre los objetivos del país en la esfera del cambio climático, los esfuerzos sectoriales de mitigación y las estrategias del país para mejorar la GIRS.
- 2) Incluir consideraciones climáticas en los instrumentos de GIRS como el PRESOL, los Planes Municipales de GIRS y el “Proyecto Ley de Residuos”, así como adaptar su implementación al objetivo transversal de la mitigación de GEI.
- 3) Se recomienda definir el sector de residuos como prioritario en las políticas de mitigación, por su significancia en términos de emisiones de GEI y su potencial viabilidad de reducirlas.
- 4) Implementar una estrategia para movilizar el potencial de mitigación en la GIRS, priorizando y coordinando los instrumentos disponibles: el acceso al MDL, la facilitación

de la generación privada, el reconocimiento de la mitigación vía tarifa eléctrica, y potenciales instrumentos en el contexto nacional de carbono neutralidad.

- 5) Apoyar de manera integral al sector de residuos y sus actores, principalmente a municipalidades y empresas, en sus esfuerzos de implementar proyectos MDL y proyectos de mejoramiento de la GIRS que tengan componentes de mitigación.
- 6) Crear mejores condiciones para el manejo y el aprovechamiento de los residuos sólidos: reciclaje, mercado de compost y de RDF, tarifas de disposición, financiamiento de los cierres técnicos, entre otros.
- 7) Remover las barreras existentes para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de biogás. Para esto, se recomienda impulsar una mayor inclusión de proyectos de generación privada en el ICE (incluyendo procedimientos, condiciones y tarifas) y agilizar el proceso que estos proyectos tienen en la SETENA.
- 8) Coordinar con la política al fomento de la agricultura sostenible, impulsando el uso del compost y así contribuyendo a la reducción de costos, la reducción de la erosión, y apoyando a la agricultura orgánica. De esta forma, se logran beneficios en la mitigación y en la adaptación al cambio climático.

BIBLIOGRAFÍA

CEPAL (2008), *Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (datos actualizados a 2007)* (LC/MEX/L.883, 29 de septiembre 2008).

Conostoga-Rover & Associates (2004), *Handbook for the preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean*, The World Bank – ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program).

GTZ: CDM (2009), *Highlights 68*, febrero.

IFAM (2006), *Informe Manejo de Residuos Sólidos em Costa Rica. Estado de Situación y Participación del IFAM*, agosto.

IMN (Instituto Meteorológico Nacional) (2005), *Inventario Nacional Emisiones de Gases GEI 2005*.

Pappas, Sibyl (2004), *Conventional and Emerging Technology Applications for Utilizing Landfill Gas*, SCS Engineers by US EPA LMOP (Landfill Methane Outreach Program).

ACRÓNIMOS

AE:	Acciones Estratégicas del PRESOL
ARESEP:	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BC:	Análisis Beneficio Costo
CDM:	Clean Development Mechanism (o Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL)
CEGESTI:	Centro de Gestión Tecnológica e Informática Industrial
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CERs:	Reducciones de Emisión Certificadas (o Certified Emission Reductions)
CICR:	Cámara de Industrias de Costa Rica
CPA:	Actividad de programa en el marco de un MDL programático (o CDM Program Activity)
CYMA:	Programa Competitividad y Medio Ambiente
DIGECA:	Dirección de Gestión de Calidad Ambiental
DOE:	Entidad Operacional Designada (o Designated Operational Entity)
DSE, MINAET:	Dirección Sectorial de Energía del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones
EB:	Junta Ejecutiva del CDM (o CDM Executive Board)
EBI:	EBI de Costa Rica
ECA:	Ente Costarricense de Acreditación
EIA:	Estudio de Impacto Ambiental
ENCC:	Estrategia Nacional de Cambio Climático
FEMETROM:	Federación Metropolitana de Municipalidades
FONAFIFO:	Fondo Nacional de Financiamiento Forestal
GAM:	Gran Área Metropolitana
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GIRS:	Gestión Integral de Residuos Sólidos
GTZ:	Cooperación Técnica Alemana
ICE:	Instituto Costarricense de Electricidad
IFAM:	Instituto de Fomento y Asesoría Municipal
INTECO:	Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica
IPCC:	Panel Intergubernamental del Cambio Climático (o Intergovernmental Panel on Climate Change)
LFG:	biogás o gas generado en un relleno sanitario (o landfill gas)
MAG:	Ministerio de Agricultura y Ganadería
MDL:	Mecanismo de Desarrollo Limpio (o Clean Development Mechanism – CDM)
MIDEPLAN:	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAET:	Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones
MINSALUD:	Ministerio de Salud
OCIC:	Oficina Costarricense de Implementación Conjunta
PAEZN:	Programa Araucaria Zona Norte
pCDM:	MDL programático (o programmatic CDM)

PMGIRS:	Planes Municipales de Gestión Integral de Residuos
PRESOL:	Plan de Residuos Sólidos de Costa Rica
pCDM:	programmatic CDM (o MDL programático o Programa de actividades – PoA)
PoA:	Programa de actividades o MDL programático
RDF:	combustible derivado de residuos sólidos (o Refuse Derived Fuel)
RECOPE:	Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A.
RSD:	Residuos Sólidos Domiciliarios (también llamados Residuos Sólidos Ordinarios)
SETENA:	Secretaría Técnica Nacional Ambiental
SWDS:	sito de disposición de residuos sólidos (o Solid Waste Disposal Site)
tCO ₂ e:	toneladas equivalentes de dióxido de carbono
TdR:	Términos de Referencia del estudio
TIR:	Tasa Interna de Retorno
TMB:	Tratamiento Mecánico-Biológico
UCIP:	Unidad Coordinadora Interinstitucional de PRESOL
UNFCCC:	Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (por sus siglas en inglés)
VAN:	Valor Actual Neto
VERs:	Reducciones de Emisión Voluntarias (o Voluntary Emission Reductions)
WPP:	WPP Continental de Costa Rica S.A.

A N E X O S ¹

¹ No ha sido sometido a revisión editorial.

ANEXO 1

TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA CONSULTORÍA

Evaluación del potencial de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y producción de energía a partir de vertederos en ciudades de Costa Rica

I. Antecedentes y ámbito del estudio

En el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto, los proyectos de quema de biogás producido por los vertederos de residuos domiciliarios, además de que pueden generar externalidades positivas respecto de la gestión de los desechos domiciliarios, presentan varias ventajas:

- Tiene metodologías y líneas de base aprobadas por la Junta Ejecutiva de la Convención;
- Son proyectos que pertenecen al tipo de Destrucción o captura de gas. Este grupo de proyectos son los que han conseguido mayores reducciones de emisiones, tanto en América Latina como en el mundo. Esto se debe al tipo de gases involucrados (principalmente metano y óxidos de nitrógeno) cuyo efecto invernadero es 21 y 310 veces superior al dióxido de carbono;
- La Undécima Conferencia de las Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y Primera Reunión de las Partes en el Protocolo de Kyoto (COP11-MOP1) celebradas en Montreal en 2005, aprobaron algunas decisiones con respecto al funcionamiento del Mecanismo de Desarrollo Limpio que abren nuevas posibilidades de aplicación del mismo a programas de actividades. Recientemente la Junta Ejecutiva ha emitido guías para la elaboración de proyectos programáticos y para el agrupamiento de proyectos.

En Centro América solamente existe un proyecto de recuperación de biogás de relleno sanitario para generación eléctrica, se trata del Proyecto de Energía Biotérmica Río Azul, en San José, Costa Rica. La generación eléctrica comenzó en Agosto de 2004, el proyecto fue aprobado por la Junta Directiva de MDL y registrado en Octubre de 2005. Fue desarrollado por el Grupo Corporativo SARET y tiene una capacidad de generación eléctrica de 3.7 MW. La reducción de emisiones estimada sobre un periodo de 10 años es de 1.560.835 ton CO₂e por concepto de reducción de emisiones de metano. También hay reducciones adicionales debido a la generación eléctrica que desplaza la de la red eléctrica.

II. Objetivos

1. Determinar el potencial de reducción de gases de efecto invernadero y producción de energía a partir de los vertederos y rellenos sanitarios de las ciudades seleccionadas en Costa Rica;
2. Determinar el potencial de generación de eléctrica y los impactos positivos de la sustitución de generación térmica a partir de combustibles fósiles,
3. Determinar el potencial económico de ingresos por venta de reducción de emisiones de GEI;

4. Establecer una estrategia para la gestión y comercialización y promoción con los actores sociales de un proyecto (ó agrupación de proyectos) sobre la reducción de emisiones de GEI mediante un proyecto programático o una agrupación de proyectos.

III. Actividades involucradas

1. Participación en reuniones de coordinación con la Dirección de Gestión Ambiental del Ministerio del Ambiente y Energía, para definir el programa de trabajo en detalle.
2. Recopilación de toda la información relativa a la disposición de residuos, características, incluyendo propuestas existentes y estudios de prefactibilidad y/o factibilidad y proyectos en ejecución.
3. Visitas a por lo menos dos rellenos sanitarios y dos vertederos de gran tamaño.
4. Visitas a las Municipalidades del Gran Área Metropolitana que están implementando Planes de Manejo de Residuos Sólidos en los que contemplan proyectos de aprovechamiento energético.
5. Estimación de generación de biogás (con y sin recuperación energética) y cálculo de la posible reducción de emisiones, utilizando las metodologías aprobadas por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio; la recuperación energética incluye tanto la generación de energía eléctrica, como otro tipo de aprovechamiento (por ejemplo utilización del gas en sustitución de combustibles usados para calentar agua, cocinar u otros usos);
6. Estimación de los principales parámetros del proyecto de producción de electricidad (potencial de gas recuperable, periodo de explotación, capacidad de la central, producción anual de energía); estimación de los principales parámetros de otros aprovechamientos energéticos;
7. Estimación de los costos asociados de proyectos de quema de biogás (con y sin recuperación energética), su factibilidad y el retorno estimado que se obtendría por la venta de emisiones reducidas. Análisis de umbrales de rentabilidad según niveles de precios de las reducciones de GEI y precio de la energía eléctrica.
8. Identificación de los actores asociados al proyecto (públicos y privados, sector privado y sociedad civil) y responsabilidades respectivas.
9. Estimación de los beneficios económicos adicionales asociados a la comercialización conjunta de la reducción de emisiones de GEI mediante un proyecto programático o una agrupación de proyectos de varias ciudades en Costa Rica.
10. Recomendaciones para una estrategia de gestión y comercialización conjunta de la reducción de emisiones de GEI mediante un proyecto programático o una agrupación de proyectos.
11. Recomendaciones para una estrategia de promoción del proyecto con comunidades.
12. Elaboración del informe preliminar.
13. Elaboración del informe final con los comentarios de CEPAL y MINAE.

IV. Producto de la Consultoría

El producto concreto de la consultoría será un documento con base en las actividades del punto III. El Documento será entregado a CEPAL al final del período de consultoría. El texto, tablas, gráficos, fuentes de información y bibliografía deberá ser remitido en Word, escrito en letra tamaño 12, separación interlíneas normal de un espacio. Los cuadros y

gráficos que se inserten en el texto deberán remitirse igualmente en forma separada en Excel, citando la respectiva fuente de información.

V. Duración

El plazo para la realización del estudio es de 3.6 meses-persona efectivo durante un período de cuatro meses calendario a partir del 1 de septiembre al 31 de diciembre de 2008.

V. Lugar de destino

La consultoría se realizará en el país de residencia del consultor (Costa Rica).

VI. Coordinación y realización del Trabajo

El trabajo se llevará cabo mediante una estrecha coordinación entre el consultor, la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México y la División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos de la CEPAL en Santiago, con la Dirección de Gestión Ambiental del MINAE.

VII. Obligaciones del consultor

- a) Hacer las aclaraciones, ampliaciones o proporcionar la información adicional que el supervisor estime necesarias para cumplir con los productos acordados.
- b) Otorgar a la CEPAL los derechos de autor, patentes y cualquier otro derecho de propiedad industrial, en los casos en que proceden estos derechos, sobre los trabajos y documentos producidos por el consultor dentro de los contratos financiados con los recursos de CEPAL.
- c) Entregar a la CEPAL toda la información recopilada durante su misión.
- d) Si viaja de misión, ingresar su informe de misión al MRS o proporcionar la información necesaria al punto focal CEPAL para su ingreso al MRS y presentar su reclamo de viaje dentro de las dos semanas siguientes de haber terminado la misión.
- e) El informe deberá escribirse en español, utilizando Word o Excel del paquete Microsoft office 97-2000, (Font: Times New Roman de 12 pts a espacio y medio) con el menor número de instrucciones, especificaciones, códigos o formatos especiales, pues dificultan el montaje del informe final (por ejemplo, se deberá utilizar un solo tipo de letra)
- f) Cumplir con los requisitos de seguridad aplicables en su caso según los países y regiones internas en los cuales trabajará o viajará y sus niveles de seguridad.

Anexo 2: Fuentes de Consulta

No.	Autor	Título	Año	Fuente (p.ej. dirección internet)
1	Comisión Coordinadora para la Búsqueda de la Solución Integral del Manejo de los Desechos Sólidos, con apoyo del Programa CYMA	PRESOL - Plan de Residuos Sólidos.	2007	www.programacyma.com
2	Comisión Coordinadora para la Búsqueda de la Solución Integral del Manejo de los Desechos Sólidos, con apoyo del Programa CYMA	PRESOL - Plan de Residuos Sólidos - Diagnóstico y Areas Prioritarias.	2007	www.programacyma.com
3	Municipalidad de Alajuela	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de Alajuela	2008	www.programacyma.com
4	Municipalidad de Alajuelita	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de Alajuelita	2008	www.programacyma.com
5	Municipalidad de Alvarado	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de Alvarado	2008	www.programacyma.com
6	Municipalidad de Desamparados	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de Desamparados	2008	www.programacyma.com
7	Municipalidad de Escazú	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de Escazú	2008	www.programacyma.com
8	Municipalidad de San Rafael de Heredia	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de San Rafael de Heredia	2008	www.programacyma.com
9	Municipalidad de Santo Domingo de Heredia	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de Santo Domingo de Heredia	2008	www.programacyma.com
10	Municipalidad de Vázquez de Coronado	Plan Municipal de Gestión de los Residuos Sólidos del Cantón de Vázquez de Coronado	2008	www.programacyma.com
11	Pappas, Sibyl. SCS Engineers by US EPA LMOP (Landfill Methane Outreach Program)	Conventional and Emerging Technology Applications for Utilizing Landfill Gas	2004	http://www.epa.gov/lmop/
12	Conostoga-Rover & Associates. The World Bank – ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program).	Handbook for the preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean.	2004	http://www.esmap.org/
13	Conostoga-Rover & Associates	LFG Manual	ND	http://www.craworld.com/en/index.asp
14	Presidencia de la Republica - MinSalud	Reglamento Sobre Manejo De Basuras	2002	www.netsalud.sa.cr

Anexo 3: Lista y Resumen de Reuniones y Visitas

Fecha	Institución o empresa	Contacto	Preguntas realizadas	Información relevante obtenida en la reunión
02/10/2008	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), Dirección de Servicios de Energía. Es una empresa pública, encargada de la regulación de los servicios públicos	Alvaro Barrantes Chaves, MER (abarrantes@aresep.go.cr, tel 2220-0102) / Ing. William Ramirez Calderón (wramirez@aresep.go.cr, www.aresep.go.cr)	Cómo participa la institución en el tema regulatorio de tarifas de basura, eléctricas, generadores privados y gas? Cuáles están regulados? Se preveen algunos cambios en regulación o nuevos modelos? Podría explicarnos brevemente los modelos? Cual es la tendencia de desarrollo de modelos, por ejemplo, utilidad bruta fija, los expendedores de combustible están regulados? Qué exigencias se plantean para los servicios regulados? Son los rellenos (tarifas de basura) regulados? Si la respuesta es SI, qué pasa si los rellenos buscan otras formas de valorizar y gestionar estos residuos, cómo lo verían?	ARESEP tiene bajo su responsabilidad 3 grandes áreas, concesiones de servicios públicos, que incluye las Leyes 7200 (utiliza para tarifas costo evitado Cap 1) y 7508 (BOT, por cartel y ofertas) (las demás las otorga MINAE de servicio público de concesión y distribución), tarifas de servicios públicos y calidad de servicios públicos. MINAE tiene asignado lo concerniente a la Ley 7593. Gas LPG esta regulado. En el caso de la energía eléctrica las fijaciones por 7200 se fijan de manera individual y por estructura de costos, y ARESEP las refrenda. Dos metodologías: proyectos nuevos y viejos, a principios hacen "benchmark". Los modelos de estimación de tarifas hacen consideraciones sobre: Energía Potencia Alta Baja y penalización por no entrega, energía (costo incremental de largo plazo o TIR), Energía de verano solamente. Estan considerando las opciones de ingenios generando con bunker (para el Viejo y Taboga, en proceso El Palmar). En la ley 7508 al momento hay 15% del interconectado y quedan 15% disponible. El proceso es como sigue: EIA, Elegibilidad del ICE, dónde ICE indica interés y conveniencia, viabilidad económica, se realiza la petición a ARESEP y se envía el contrato con el ICE a refrendo. En el caso de Rio Azul la fijación de tarifa fue por costos. Los nuevos modelos de tarifarios consideran tecnologías y tamaños y están evaluando elementos de incentivos sectoriales. Indican que hay un nuevo proyecto de ley de energía que considera algunos de estos elementos
01/10/2008	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Empresa pública, autónoma, descentralizada, encargada de la generación, distribución y comercialización de electricidad y telecomunicaciones	Ing. Irene Cañas Díaz (Tecnologías de Generación, Centro Nacional de Planificación Eléctrica, tel 22208243, fax 2220-8342, icanas@ice.go.cr)	En que sectores se ha venido trabajando en los últimos 5 años. Los temas asociados a alternativas de generación no tradicionales es con usted? Desarrollo de iniciativas futuras, hacia donde van las acciones de su departamento y la institución? Hacia dónde va el ICE con fuentes diferentes a las tradicionales? Hay nuevas aperturas. Posición del ICE respecto a compras de energías generadas de rellenos? Si un proyecto de relleno quiere vender energía eléctrica al ICE, qué debería hacer, a dónde debe ir, qué debe hacer, con quién debe hablar. Estaría el ICE interesada en comprar gas para las térmicas? Le interesaría al ICE invertir en sky mountain, en unidades pequeñas de refinamiento de	El potencial biomásico nacional fue investigado por el ICE en coordinación con DSE y es equivalente a 635 MJ, considerado como disponible (no usado por otro sector o en las empresas mismas). El mayor potencial se encuentra en el sector azucarero, considerando el rastrojo que queda en el campo como ya lo hace Cuba, en sus ingenios. En la Ley 7200 no hay restricción (más allá del proceso) para energías biomásicas o alternativas. ARESEP esta realizando una propuesta de tarifas con precio estacional para los Ingenios y biomasa considerando que la generación térmica cuesta c 28/kWh. Esos proyectos podrían no ser adicionales. Biotec esta acompañando un proyecto de Biogas, con componente de carbono (MDL) con la porqueriza más grande de CR, Porcina Americana. AEA ha estado trabajando con el ICE en varios proyectos, a partir del foro de energías renovables y de donde han surgido de 6 a 7 propuestas (que podrían ser financiadas por AEA) en el tema de waste to energy.

Anexo 3: Lista y Resumen de Reuniones y Visitas

Fecha	Institución o empresa	Contacto	Preguntas realizadas	Información relevante obtenida en la reunión
			gas? Norma, tiene el ICE interés en proyectos de sustitución de combustibles o uso eléctrico?	<p>La percepción actual es que gener a partir de biogás no es confiable y no es significativo para satisfacer la demanda creciente. El tema de los ingresos por reducciones de emisiones no representa una oferta interesante en el sector energético de CR, pues hay una percepción de mucho riesgo (Rio Azul). Hay una propuesta de Ley de Energía nueva para que no se limite el tema de generación de energía eléctrica con renovables. Una oferta interesante de potencia es si entrega entre 1-3MW. La puerta a la biomasa esta cada día más abierta, es politica del ICE. La respuesta si el ICE pudiera estar interesado en el biogás capturado en rellenos debe ser dirigida a Evaristo Rodríguez, tel 22205113, que esta en la comisión de biocombustibles, trabajando en investigación con Julio Mata, pero Irene considera que estaría la posibilidad abierta. El departamento que Irene representa ha estado dando asesoría en el diseño y operación de biodigestores, logrando 7 proyectos de los cuales 3 generan EE y han visto una importante reducción en sus costos por la energía sustituida en la granja. Poryecto ROBAO 180 animales. ¢ 6000 QQ a ¢ 35000</p> <p>En general en el país hay poca experiencia con biomasa. Actualmente hay problemas con el tema de conceciones de agua y definición de MINAET. El ICE requiere de 1 mes para revisar elegibilidad. Los pasos previos están indicados por unos requisitos. Un proyecto de Bagaso llevó 1,3 años para firmar el contrato. Informaciones sobre otros contactos relevantes en el ICE asociado al tema: Carmén Cerdas, 22206224, Javier Orozco CIEPAC. Garabito, no se define su inicio de operación, 200 MW. El crecimiento de la demanda es entre 5.5-6% por año. Tarifa de sustitución. 1987 MW capacidad actual de país, 127 MW Hidro P, 46 MW Eólico P, 7 MW Bagaso, 26 MW Miravalles BOT y 5 MW es geotérmico a boca de pozo, el resto es generación privada. UEN-PYSA (Unidad Estrategica de Negocio de Proyectos y Servicios Asociados) Greivin Mayorga la dirige.</p>
24/10/2008	Dirección Sectorial de Energía (DSE), Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET). Entidad pública, con funciones de planificación energética nacional	Gloria Villa (Directora)		El vínculo del sector energía y el tema de cambio climático fue el móvil que dio paso a este estudio de CEPAL. No es el sector generador energético el del problema, es el consumo de energía. ICE, RECOPE y CNFL tienen su estrategia de cambio climático coordinada. La estrategia del ICE mitiga poco y la mayor parte la debe compensar (ej. Flotillas, plantas térmicas con biocombustibles, vamos a sembrar tantos árboles, biomasa, Plan de Eficiencia Energética es hacia adentro y hacia afuera). Se estan construyendo las normas de eficiencia energética. Recursos biomásicos relevantes: ingenios y coronas de piñas.

Anexo 3: Lista y Resumen de Reuniones y Visitas

Fecha	Institución o empresa	Contacto	Preguntas realizadas	Información relevante obtenida en la reunión
				<p>En la experiencia del proyecto de Río Azul no se permitían exedentes a la red, bajo un marco regulatorio expreso y específico para CNFL y para basura en un proyectos pequeños. En la Ley no se tiene la opción de cliente directo y sería MINAE quién da la concesión, pero las empresas eléctricas pueden pedir la concesión. Ley de energía eléctrica en propuesta: crear un mercado mayorista a nivel de la generación, no todo en un mercado spot, sino, un mercado de contratos. Se permite el intercambio de energía eléctrica.. Puede ser la energía de Biogas energía firme para que se interese el ICE? Esa es una de las razones por las que el ICE no esta interesado, pues pienda que no. El uso de "waste to energy" podría ser para abastecer unicamente las demandas energéticas de la gestión de residuos misma. La ARESEP podría autorizar tarifa, pero quien comprará a 10 centavos/kWh? No lo permitirá la ARESEP. La DSE no ve posibilidad para proyectos viables o posibles en el tema de LFG para generar energía eléctrica.</p>
01/10/2008	<p>Grupo WPP Continental, Relleno Los Pinos, y reuniones en la oficina de la empresa. Empresa privada, gestora de residuos con dos proyectos de relleno sanitario y varios proyectos más en Costa Rica</p>	<p>Ing. Juan Diego Vargas (encargado del relleno Los Pinos), Randall Cerdas (encargado de proyectos especiales), rcerdas@wppcontinental.org</p>	<p>Visita a oficina de la empresa y al relleno Los Pinos; preguntas ver cuestionario para rellenos</p>	<p>Ver cuestionario para rellenos</p>
29/09/2008	<p>Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC), MINAET</p>	<p>Saddie Ruiz Pérez (Coordinadora, tel 2221-3641, fax 2221-3793, cel 8835-7940, saddie365@gmail.com, encc07@gmail.com) / Jorge Monge (Consultor, jmonge@post.harvard.edu)</p>	<p>Acerca del mercado local y otros aspectos de la ENCC.</p>	<p>Jorge Monge esta encargado del desarrollo de un mercado interno de carbono. En 2008 se realizó la concertación y consulta de la ENCC y en 2008 se esta instrumentando la implementación en mitigación. Se esta realizando un proyecto piloto de las empresas C-N, con 37 empresas y organizaciones participando y formalmente inscritas. Las empresas solicitan mediante una nota al MINAET el formar parte del piloto. Hay algunos documentos de herramientas para hacer inventarios (huella de carbono), para el sector turistico y banano. Durante 2008 se realizaron encuentros empresariales. La norma prevista considera 5 elementos: emisión, reducción, compensaciones, inventario, huella. El modelo presenta tres tipos de participantes, Clase C solo compensa, Clase B reduce y compensa y Clase A forma encadenamientos de C. Pequeñas empresas podrían utilizar un esquema de agrupación no definido aún. El límite de reconocimiento es un proyecto desde hace 3 años.</p>

Anexo 3: Lista y Resumen de Reuniones y Visitas

Fecha	Institución o empresa	Contacto	Preguntas realizadas	Información relevante obtenida en la reunión
				<p>El mercado local (de CR) de carbono que se busca, debe ser medible, trazable, monitorable, registrable y verificable, al lado de la institucionalidad que da la Ley Nacional de Calidad. Esto busca generar capacidad nacional. En abril pasado ocurrió el seminario de Carbono Neutralidad. Hay un decreto de creación de la institucionalidad. Hay dos normas por salir, estas desarrolladas por INTECO. Se utilizará IFA para accounting. Se busca registrar la oferta y la demanda. El precio de FONAFIFO US\$6,5/ton. US\$4/ton es el precio actual del Chicago Carbon Exchange, 3 veces menor que el del mercado regulado. Respecto a iniciativas con residuos y municipios hay acercamientos con PAEZN, Marco Antonio Corrales (Chile, Upala, Guatuso, SC y Sarapiquí) que esta impulsando iniciativa programática con las Municipalidades del Norte, buscando una región C-Neutral y FEMETROM. Consideran que el tema de huella de carbono será clave en el marco de la ENCC. En marzo habrá un taller metodológico.</p>
Comunicación por correo electrónico	Oficina Costarricense de Implementación Conjunta (OCIC), Instituto Meteorológico Nacional (IMN), MINAET. Es una entidad pública, y la Autoridad Nacional Designada de los Mecanismos de Desarrollo Limpio de Naciones Unidas	22842718	Criterios de Desarrollo Sostenible	Criterios para aprobación nacional de proyectos MDL.

Anexo 3: Lista y Resumen de Reuniones y Visitas

Fecha	Institución o empresa	Contacto	Preguntas realizadas	Información relevante obtenida en la reunión
Reunión pendiente, comunicación por correo electrónico	Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). Empresa pública, autónoma, descentralizada, encargada de la producción y comercialización de derivados de petróleo como combustibles	Ing. Ronald A. Rodríguez Vargas, M.B.A. (Director de Mercadeo, Tel. 2284-2718, Fax. 2223-0925, e-mail ronald-rv@recope.go.cr, skype: ronald.a.rodriguez)	Sería el gas de relleno (biogas) un combustible regulado o limitado de alguna forma por el marco regulatorio de los combustibles o hidrocarburos de petróleo? Que sucede si se convierte en un sustituto del LPG o de otros combustibles, para la venta al público o sustituto de bunker en plantas térmicas, por ejemplo? Quién regularía apoyaría a la sociedad respecto al tema de calidad de un biogas que este a la venta? Hay algún estandar aceptado en CR y establecido para la calidad de un biogas que se comercializa? Cómo se asocian las respuestas con ejemplos como los biocombustibles, coke de petróleo y carbón y el rol y participación de RECOPE? Cuál podría ser el interés y rol de RECOPE para impulsar iniciativas de aprovechamiento de BIOGAS como fuente de energía alternativa?	Las preguntas fueron realizadas por correo electrónico a solicitud de los personeros de RECOPE, pero no hubo respuesta posterior.
30/09/2008	Empresas Berthier Industrias (EBI). Empresa privada, gestora de residuos con dos proyectos de relleno sanitario y varios proyectos más en Costa Rica	Lic. Juan Vicente Durán (Gerente General) / Ing. Oscar Guzmán (Gerente de Operaciones) / Ing. Luis Jorge Campos (Responsable de Relleno PTA Uruka)	Visita a oficina de la empresa y al relleno La Carpio; preguntas ver cuestionario para rellenos	Ver cuestionario para rellenos
23/10/2008	Empresas Berthier Industrias (EBI). Empresa privada, gestora de residuos con dos proyectos de relleno sanitario y varios proyectos más en Costa Rica	Ing. Gustavo Acuña (Responsable de Relleno Aczarrí)	Visita al relleno Aczarrí; preguntas ver cuestionario para rellenos	Ver cuestionario para rellenos

Anexo 3: Lista y Resumen de Reuniones y Visitas

Fecha	Institución o empresa	Contacto	Preguntas realizadas	Información relevante obtenida en la reunión
Varias conversaciones	Ministerio de Salud (MINSALUD)	Ing. Eugenio Androvetto, 2223-6689, androvetto@costarricense.cr	Varias comunicaciones por teléfono, reunión personal. Estado del nuevo decreto sobre captación de biogás en rellenos. Proyectos "en camino".	Sobre los vertederos: ver capítulo 2.1. del informe.
05/09/2008	Dirección de Gestión de Calidad Ambiental (DIGECA), Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET)	Ing. María Guzmán, directora de DIGECA, 2257-1839, fguzar@racsa.co.cr	Reunión de coordinación. Estado del nuevo decreto sobre captación de biogás en rellenos. Vertederos importantes.	Acuerdos sobre la coordinación del estudio, y con CEPAL. Sobre los vertederos: ver capítulo 2.1. del informe.
Varias conversaciones	Instituto de Fomento y Asesoría Municipal (IFAM)	Ing. Rafael Chinchilla, Ingeniero de Proyectos, 2507-1099, rchin@costarricense.cr; y Ing. Arturo Herrera, 2507-1000 Sr. Hans Haeberer, hhaeberer@aol.com	Varias comunicaciones por teléfono, reunión personal. Estado del nuevo decreto sobre captación de biogás en rellenos. Proyectos "en camino". Detalles de proyectos de compostaje.	Sobre los vertederos: ver capítulo 2.1. del informe. Sobre metodología de estimación financiera de proyectos municipales. Sobre información accesible, sistematizada y completa acerca de la GIRS en las municipalidades: no existe al momento de redacción del informe. Confirmación: No existe proyección de generación y disposición de RSD a nivel del país. Detalles de proyectos de compostaje (ver capítulo 6 del informe).
25/09/2008	Programa Competitividad y Medio Ambiente (CyMA)	Ing. Sandra Spies, asesora del programa CyMA, sandra.spies@gtz.de	Identificación de proyectos de las municipalidades; entrega de los PMGIRS. Proyección de generación y disposición de RSD a nivel del país.	Ver capítulo 3 del informe. Confirmación: No existe proyección de generación y disposición de RSD a nivel del país.
Comunicación por correo electrónico y teléfono	Secretario General ad hoc de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA)	Ing. Jorge Boza, director "ad-hoc" de SETENA, jorgebozaq@yahoo.com	Proyectos "en camino".	Información por teléfono sobre proyectos en trámite en la SETENA.
24/10/2008	UNTHA. Empresa privada, proveedora de tecnología de compresión y trituración para todo tipo de residuos para aplicación en reciclaje y tratamiento.	Ing. Mauricio Calderón (Asesor Técnico, mauricioc@grupomadeesma.com)	Revisar la oferta tecnológica que ofrece UNTHA.	Se conversó acerca de los trituradores de residuo que se ofrece. Un proyecto importante desarrollado por ellos es el MDL Eicatex, en Honduras. UNTHA es la desarrolladora de los trituradores como tales, Madeesma es un grupo de ingenieros que ofrecen soluciones más integrales de separación de desechos, reciclaje, etc. y utilizan la tecnología de UNTHA al final de la línea de desechos.

Anexo 3: Lista y Resumen de Reuniones y Visitas

Fecha	Institución o empresa	Contacto	Preguntas realizadas	Información relevante obtenida en la reunión
24/10/2008	GE Jenbacher. Es una empresa privada, proveedora de tecnología para aprovechamiento de biogás	Ing. Benito Prieto Baumann (Gerente de Ventas Regional, benito.prieto.baumann@ge.com)	Revisar la oferta tecnológica que ofrece GE Jenbacher.	Principales proyectos de GE Jenbacher en Latinoamérica: Relleno Sanitario de Monterrey en México (originalmente con capacidad para generar 7 MW, acaban de ampliar su capacidad en 5 MW adicionales), AES El Salvador (5MW), Palcasa - Honduras (aprovechamiento de Biogás a partir del aceite de palma, 1.2MW, con una inversión de aprox. €300.000). Para aprovechar biogás con el motor más pequeño que ofrece GE (con capacidad de 335kW) son necesarias mín. 300.000 tons de residuos depositados en algún relleno (supuestos: aprox. 240m3/h de flujo de biogás, con 40% de metano). Para el motor de 1MW de generación (el más vendido de todos: más del 90%, casi un estandar en este tipo de proyectos), se necesitan mín. 700m3/h de flujo de biogás. Este equipo es modular porque viene en containers, por lo que se pueden unir cuantos sean necesarios. Los costos de operación de esta maquinaria se pueden ver muy perjudicados por la acumulación de silicios, los cuales crean problemas en el motor. Los costos de mantenimiento pueden ser de 2.5 ¢ de dólar/kW generado.
Varias comunicaciones durante Octubre y Noviembre 2008	Municipalidad de Puntarenas	Ing. Mauricio Gutiérrez, ingeniero de la Municipalidad; Sr. José Chang, encargado del vertedero	Características y operación de vertedero Zagala, cantidades actuales y pasadas de disposición.	Ver cuestionario para rellenos
Varias comunicaciones durante Octubre y Noviembre 2008	Vertedero de Perez Zeledón	Licda. Ivannia Carvajal Obando, Encargada de Tratamiento de Desechos Sólidos	Características y operación de vertedero de Pérez Zeledón, cantidades actuales de disposición. Para esto se mantuvo comunicación por teléfono con los responsables en la Municipalidad y además se visitó el Relleno personalmente para conocerlo mejor.	Ver cuestionario para rellenos

Anexo 4: Pronóstico de Generación y Escenario Base de Disposición Final de Residuos Sólidos Ordinarios

Estimación de Generación de Residuos Sólidos Ordinarios para el año 2006									
Tamaño municipalidad	Generación específica año 2002 a 2006					Población 2006		Generación absoluta año 2006	
	Generación específica año 2002 (kg/día*persona) (1)	Generación específica año 2003 (kg/día*persona) (2)	Generación específica año 2004 (kg/día*persona)	Generación específica año 2005 (kg/día*persona)	Generación específica año 2006 (kg/día*persona)	Porcentaje de población (%) (3)	Población absoluta 2006 (personas) (4)	Generación absoluta año 2006 (kg/día)	Generación absoluta año 2006 (t/día)
grandes municipalidades (> 200,000)	1.060	1.076	1.092	1.108	1.125	19.01	836,820	941,461	941
medianas municipalidades (50,000 a 200,000)	0.760	0.771	0.783	0.795	0.807	45.84	2,017,877	1,627,693	1,628
pequeñas municipalidades (< 50,000)	0.740	0.751	0.762	0.774	0.785	35.15	1,547,303	1,215,266	1,215
Suma							4,402,000	3,784,419	3,784
Generación específica promedio año 2002 (kg/día*persona)	0.810		Generación específica promedio año 2006 (kg/día*persona)		0.860				

(1) fuente: EVAL-2002

(2) fuente crecimiento de 1.5% p.a.: estimación PRESOL (AMBERO-IP-CEGESTI)

(3) fuente: EVAL-2002

(4) fuente de la población suma: INEC 2006

Anexo 4: Pronóstico de Generación y Escenario Base de Disposición Final de Residuos Sólidos Ordinarios

Población Proyectada en la GAM / fuera de la GAM				
	Población			
Año	Total (5)	Porcentaje de la población en GAM (%) (6)	GAM	fuera de GAM
2006	4 401 849	51	2 244 943	2 156 906
2007	4 476 614	51	2 283 073	2 193 541
2008	4 549 903	51	2 320 451	2 229 452
2009	4 621 582	51	2 357 007	2 264 575
2010	4 691 553	51	2 392 692	2 298 861
2011	4 760 162	51	2 427 683	2 332 479
2012	4 827 706	51	2 462 130	2 365 576
2013	4 893 976	51	2 495 928	2 398 048
2014	4 958 779	51	2 528 977	2 429 802
2015	5 021 911	51	2 561 175	2 460 736
2016	5 083 542	51	2 592 606	2 490 936
2017	5 143 893	51	2 623 385	2 520 508
2018	5 202 838	51	2 653 447	2 549 391
2019	5 260 221	51	2 682 713	2 577 508
2020	5 315 849	51	2 711 083	2 604 766
2021	5 369 714	51	2 738 554	2 631 160
2022	5 421 905	51	2 765 172	2 656 733
2023	5 472 394	51	2 790 921	2 681 473

(5) fuente: proyección de población, INEC
 (6) fuente: porcentaje de población en GAM según censo del año 2000, INEC

Anexo 4: Pronóstico de Generación y Escenario Base de Disposición Final de Residuos Sólidos Ordinarios

Pronóstico de Generación y Disposición de Residuos Sólidos Ordinarios en la GAM / fuera de la GAM					DISPOSICIÓN ESCENARIO BASE GAM					DISPOSICIÓN ESCENARIO BA-SE FUERA GAM
Año	GAM				Residuos Sólidos Ordinarios DEPOSITADOS (t/d) (8)	fuera de GAM				Residuos Sólidos Ordinarios DEPOSITADOS (t/a) (10)
	Generación específica (kg/día*persona) (6, 7)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/d)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/a)	Residuos Sólidos Ordinarios acumulados (t)		Generación específica (kg/día*persona) 9)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/d)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/a)	Residuos Sólidos Ordinarios acumulados (t)	
2006	0.987	2 216	808 752	808 752		0.727	1 568	572 346	572 346	
2007	0.997	2 276	830 713	1 639 465		0.742	1 627	593 708	1 166 054	
2008	1.007	2 336	852 757	2 492 222		0.756	1 686	615 497	1 781 551	
2009	1.017	2 397	874 853	874 853	2 157	0.771	1 747	637 697	637 697	1 048
2010	1.027	2 457	896 979	1 771 832	2 219	0.787	1 809	660 299	1 297 996	1 114
2011	1.037	2 518	919 197	2 691 029	2 281	0.803	1 872	683 354	1 981 351	1 182
2012	1.048	2 580	941 563	3 632 592	2 344	0.819	1 937	706 912	2 688 262	1 251
2013	1.058	2 641	964 032	4 596 624	2 407	0.835	2 003	730 948	3 419 210	1 322
2014	1.069	2 703	986 566	5 583 190	2 471	0.852	2 070	755 439	4 174 649	1 395
2015	1.079	2 765	1 009 117	6 592 307	2 534	0.869	2 138	780 358	4 955 007	1 469
2016	1.090	2 827	1 031 716	7 624 023	2 598	0.886	2 207	805 734	5 760 741	1 544
2017	1.101	2 889	1 054 404	8 678 428	2 662	0.904	2 278	831 605	6 592 346	1 621
2018	1.112	2 951	1 077 152	9 755 580	2 727	0.922	2 351	857 957	7 450 304	1 699
2019	1.123	3 013	1 099 922	10 855 502	2 791	0.940	2 424	884 768	8 335 072	1 779
2020	1.135	3 076	1 122 670	11 978 172	2 856	0.959	2 499	912 007	9 247 079	1 861
2021	1.146	3 138	1 145 386	13 123 558	2 920	0.978	2 574	939 674	10 186 753	1 943
2022	1.157	3 200	1 168 084	14 291 642	2 985	0.998	2 651	967 783	11 154 536	2 028
2023	1.169	3 262	1 190 751	15 482 393	3 049	1.018	2 730	996 331	12 150 867	2 113

acu 2009 a 2023

acu 2009 a 2023

(6) fuente generación específica en/fuera GAM: estimación PRESOL (AMBERO-IP-CEGESTI); no existen cifras; 0.860 promedio del país según EVAL-2002

(8) tasa de recolección en el GAM sube de 90% a 93.5% hasta 2023; estimación del consultor

(10) tasa de recolección fuera del GAM sube de 60% a 76.5% hasta 2023; estimación del consultor

(7) fuente crecimiento de 1% p.a.: estimación AMBERO-IP-CEGESTI

(9) fuente crecimiento de 2% p.a.: estimación PRESOL (AMBERO-IP-CEGESTI); no existen cifras

Anexo 4: Pronóstico de Generación y Escenario Base de Disposición Final de Residuos Sólidos Ordinarios

Pronóstico de Generación y Disposición de Residuos Sólidos Ordinarios Total					DISPOSICIÓN ESCENARIO BASE	
Total Residuos Sólidos Domiciliarios (RSD)						
Año	Generación específica (kg/día*persona)	Total Residuos Sólidos Ordinarios GENERADOS (t/d)	Total Residuos Sólidos Ordinarios GENERADOS (t/a)	Residuos Sólidos Ordinarios GENERADOS acumulados (t)	Residuos Sólidos Ordinarios DEPOSITADOS (t/d)	Residuos Sólidos Ordinarios DEPOSITADOS (t/a) (% de generación)
2006	0.860	3 784	1 381 098	1 381 098		
2007	0.872	3 903	1 424 422	2 805 520		
2008	0.884	4 023	1 468 253	4 273 773		
2009	0.897	4 144	1 512 550	1 512 550	3 205	77.4
2010	0.909	4 267	1 557 278	3 069 828	3 333	78.1
2011	0.922	4 391	1 602 552	4 672 380	3 463	78.9
2012	0.936	4 516	1 648 474	6 320 854	3 596	79.6
2013	0.949	4 644	1 694 980	8 015 835	3 730	80.3
2014	0.962	4 773	1 742 005	9 757 839	3 865	81.
2015	0.976	4 903	1 789 475	11 547 314	4 003	81.6
2016	0.990	5 034	1 837 450	13 384 765	4 142	82.3
2017	1.005	5 167	1 886 010	15 270 774	4 283	82.9
2018	1.019	5 302	1 935 109	17 205 883	4 426	83.5
2019	1.034	5 438	1 984 691	19 190 574	4 571	84.1
2020	1.049	5 574	2 034 677	21 225 252	4 717	84.6
2021	1.064	5 712	2 085 060	23 310 312	4 864	85.1
2022	1.079	5 852	2 135 867	25 446 179	5 012	85.7
2023	1.095	5 992	2 187 082	27 633 260	5 162	86.2

acu 2009 a 2023

Generación en el año 1991: 1 395

Factor 2006 / 1991: 2.7

**ACCIONES ESTRATÉGICAS DEL PRESOL
RELEVANTES PARA LA MITIGACIÓN DE GEI**

Acción Estratégica No. 2: Valorización de los Residuos (Tecnologías Innovadoras)

Costa Rica requiere la integración de tecnologías innovadoras para el tratamiento y valorización de diferentes tipos de residuos. Estas tecnologías minimizan los impactos ambientales, aumentan considerablemente la vida útil de los rellenos sanitarios y generan un valor económico agregado al país.

ACCIÓN ESTRATÉGICA NO. 2: VALORIZACIÓN DE LOS RESIDUOS (TECNOLOGÍAS INNOVADORAS)		
Objetivo:		
Los gestores de los residuos utilizan tecnologías eficientes para reciclar, aprovechar energéticamente, tratar y disponer los residuos sólidos.		
Indicador:		
Disminución de los residuos dispuestos en los sitios de disposición final.		
Resultados Intermedios	Plazo	Responsable
Tecnologías innovadoras para residuos ordinarios evaluadas y promovidas.	2008	UNIDAD EJECUTORA GIRS
Instrumentos económicos promueven la implementación de tecnologías innovadoras.	2009	MINAE
Reglamentado el manejo adecuado de residuos agroindustriales que promueva su valorización.	2009	MAG, MINAE
Nuevas plantas y servicios de tratamiento o valorización (energética o de material) de residuos industriales y peligrosos en operación.	2010	Sector privado
Puntos Claves:		
<ul style="list-style-type: none"> Algunos ejemplos de tecnologías son: tratamiento mecánico-biológico (TMB) con valorización energética del material estabilizado resultante, biodigestión, tratamientos específicos para residuos peligrosos, compostaje, coprocesamiento y reciclaje. Es necesario considerar que las tecnologías innovadoras aumentan potencialmente los costos específicos de su manejo, mientras que los bajos costos de disposición final en rellenos sanitarios no favorecen la implementación de tecnologías innovadoras. Las tecnologías innovadoras requieren personal altamente calificado. La introducción de nuevas tecnologías requiere un apoyo integral (tecnológico, financiero y organizacional) para las empresas dispuestas a invertir en estas tecnologías, y un apoyo político por parte del sector público. Existen muchas ofertas de fabricantes que deben evaluarse críticamente. 		

Acción Estratégica No. 3: Planes Municipales de GIRS

Los Planes Municipales de Gestión Integral de Residuos Sólidos (PMGIRS) son herramientas base para la planificación técnica y financiera, y para implementar un optimizado y sostenible manejo en todas las etapas de la GIRS. Por esta razón, es esencial que se desarrollen e implementen estos planes en todas las municipalidades del país, ya sea de forma individual, regional o mancomunada.

ACCIÓN ESTRATÉGICA NO. 3: PLANES MUNICIPALES DE GIRS		
Objetivo:		
Cada municipalidad cuenta y ejecuta su PMGIRS coherente con el PRESOL.		
Indicador:		
Los servicios municipales cumplen con su PMGIRS y han mejorado ambiental y técnicamente.		
Resultados Intermedios:	Plazo	Responsable
PMGIRS elaborados en forma piloto en algunas municipalidades.	2008	Municipalidades
Una nueva legislación obliga a las municipalidades a contar con un PMGIRS.	2008	MINSALUD
PMGIRS en implementación en el 50% de las municipalidades.	2009	Municipalidades
PMGIRS revisados, discutidos y adaptados en talleres regionales.	2009	MINSALUD
PMGIRS en implementación en el 100% de las municipalidades.	2010	Municipalidades
Puntos Claves:		
<ul style="list-style-type: none">• Considerar la guía para la elaboración de los Planes Municipales.• Tomar en cuenta que la Unidad Ejecutora GIRS y el IFAM deben brindar apoyo en la identificación y aprovechamiento de fuentes de financiamiento nacionales e internacionales para la implementación de los Planes (véase la Acción No. 30).• Fomentar el desarrollo de soluciones regionales (p.ej. rellenos sanitarios regionales o cooperación regional en reciclaje), para generar economías de escala.• Capacitar a consultores y funcionarios municipales encargados de los Planes.• Contemplar que los Planes son la base para una planificación financiera tanto a nivel local como nacional, debido a que algunos proyectos, específicamente los regionales, requerirán apoyo financiero.• Es importante integrar organizaciones y líderes comunales en el desarrollo y la implementación de los PMGIRS.		

Acción Estratégica No. 4: Rellenos Sanitarios Regionales en Lugar de Botaderos

Los proyectos de rellenos sanitarios tienen una fuerte economía de escala, por lo que se deben implementar rellenos mancomunados en las regiones. La experiencia ha demostrado que por lo general convienen rellenos que atiendan a más de 100.000 habitantes, mejor aún si pueden cubrir a más de 200.000 habitantes. Para que estos proyectos funcionen, se requiere una buena planificación, asesoría en cooperación intermunicipal, formación de asociaciones municipales o federaciones, inversión inicial, y se recomienda la incorporación de empresas privadas, entre otros puntos.

ACCIÓN ESTRATÉGICA NO. 4: RELLENOS SANITARIOS REGIONALES EN LUGAR DE BOTADEROS		
Objetivo:		
Rellenos sanitarios regionales y centros de transferencia de residuos en las regiones fuera de la GAM en funcionamiento, y los botaderos cerrados de acuerdo con la legislación.		
Indicador:		
Disminución sustancial de botaderos y disposición ilegal, y de la contaminación del medio ambiente fuera de la GAM.		
Resultados Intermedios:	Plazo	Responsable
Estudio técnico-político con proposición de regiones para la asociación de municipalidades, sitios de disposición y estaciones de transferencia.	2008	Unidad Ejecutora GIRS
Asociaciones de municipalidades formadas en regiones.	2009	Municipalidades
Estudios técnicos y ambientales de los terrenos e ingeniería detallados.	2009	Asociaciones de Municipalidades
Licitación de la construcción y operación.	2009	Asociaciones de Municipalidades
Dos proyectos regionales en funcionamiento.	2010	Asociaciones de Municipalidades
El 100% de los rellenos sanitarios regionales y centros de transferencia en funcionamiento.	2012	Asociaciones de Municipalidades
Todos los botaderos cerrados.	2012	MINSALUD
Puntos Claves:		
<ul style="list-style-type: none"> • Las soluciones regionales requerirán un fuerte apoyo de las instituciones del gobierno central (MINSALUD, MINAE, MIDEPLAN, IFAM, UNGL) para impulsar la asociación de municipalidades mediante procesos de sensibilización, diálogo y la búsqueda participativa de soluciones a nivel regional, y con el fin de facilitar el financiamiento de las inversiones iniciales (v. la Acción No.30). • Es clave fijar un plazo límite obligatorio para el cierre técnico de los botaderos municipales. • Las municipalidades asociadas requerirán apoyo especializado para identificar los sitios, elaborar los estudios de ingeniería y ambientales y ejecutar la licitación de la construcción y operación. • La construcción y operación debe ser efectuada por empresas privadas, mediante licitaciones tipo concesión a largo plazo (10 años); p.ej. a través de BOT (<i>built-operate-transfer</i>), lo que permite que la empresa haga la inversión inicial. Considerar los costos del cierre técnico y postcierre. • Hasta que estén disponibles los rellenos regionales, se debe mejorar la operación de los botaderos existentes con el fin de minimizar los impactos ambientales. 		

Acción Estratégica No. 5: Alianzas de los Diferentes Actores Involucrados en la GIRS

La responsabilidad de una adecuada GIRS recae en todos los sectores: sector público (p.ej. MINAE, MINSALUD), sector municipal (incl. IFAM, UNGL), sector privado (generadores y gestores), sector académico y ONG, y los consumidores. En relación con la construcción de la infraestructura y la operación de los servicios, se requiere una cooperación entre las municipalidades y el sector privado, mientras en programas de separación en origen y reciclaje deben participar además iniciativas comunitarias, microempresas y el sector informal, así como la población en general.

ACCIÓN ESTRATÉGICA No. 5: ALIANZAS DE LOS DIFERENTES ACTORES INVOLUCRADOS EN LA GIRS		
Objetivo:		
Alianzas entre las municipalidades, el sector privado y la sociedad civil establecidas, desarrollando proyectos de acopio y recuperación, reducción, reciclaje, compostaje y adecuada disposición final, entre otros.		
Indicador:		
Aumento de cooperaciones entre municipalidades, empresas privadas e iniciativas.		
Resultados Intermedios:	Plazo	Responsable
Mejorado el diálogo entre el sector privado y el sector público con la presencia de la sociedad civil.	2008	Unidad Ejecutora GIRS
Guía elaborada sobre contratación de empresas privadas con recomendaciones sobre contratos modelo, monitoreo, plazos, etc.	2008	Unidad Ejecutora GIRS, IFAM
Empresas privadas participan activamente en la búsqueda de soluciones regionales.	2008	Sector privado
Proyectos de cooperación tecnológica entre empresas nacionales e internacionales con el apoyo del sector público.	2009	Sector privado
Iniciativas de reciclaje y centros de acopio forman parte integrante de los Planes Municipales (PMGIRS).	2010	Municipalidades y sector privado
Puntos Claves:		
<ul style="list-style-type: none"> • Existen casos exitosos de proyectos de cooperación entre los sectores privado y público en el país, tales como los de los sectores de llantas y de plástico. • Inicialmente se requieren incentivos para que empresas del sector privado participen en iniciativas de minimización, separación y reciclaje (véase la Acción No.31). • La cooperación internacional puede apoyar con transferencia tecnológica (tecnologías y <i>know-how</i>) en la creación de cooperaciones entre las empresas (nacionales e internacionales) y el sector público. 		

Acción Estratégica No. 9: Minimización de Residuos Sólidos en la Industria

El sector industrial es un importante generador de residuos no peligrosos que actualmente solo en una pequeña parte son reciclados o aprovechados energéticamente. El resto de estos residuos es mezclado con los residuos ordinarios y depositados en rellenos sanitarios (en la GAM) o en botaderos a cielo abierto (en el resto del país). Es importante seguir fomentando la reducción de estos residuos, como ya se está realizando con medidas de Producción más Limpia (P+L) por parte de diferentes iniciativas en Costa Rica.

ACCIÓN ESTRATÉGICA NO. 9: MINIMIZACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS EN LA INDUSTRIA		
Objetivo:		
Implementación de planes sectoriales de manejo de residuos y promoción de metodologías dirigidas a la reducción de residuos industriales como la producción más limpia o el ecodiseño en el sector industrial.		
Indicador:		
Disminución de residuos sólidos industriales en diversos sectores productivos.		
Resultados Intermedios:	Plazo	Responsable
Programas sectoriales y de capacitación sobre producción más limpia y ecodiseño promovidos y ejecutados.	2008	MINAE, CICR
Fomento de planes sectoriales voluntarios y acuerdos con diferentes sectores para la mejora ambiental, como la P+L o el ecodiseño.	2008	MINAE, CICR
Fortalecer la implementación y la fiscalización de los planes de manejo integral de residuos de los generadores, y aplicar consecuentemente la legislación respectiva.	2008	MINSALUD, SETENA
Establecida una línea de crédito para inversiones ambientales de las empresas.	2009	MINAE
Sistema de incentivos desarrollado dirigido a las industrias que puedan probar que han incorporado las metodologías de reducción de residuos exitosamente.	2012	MINAE, MINSALUD
Puntos Claves:		
<ul style="list-style-type: none">• Es de especial relevancia la sensibilización a nivel gerencial sobre la importancia de la reducción en origen y sus posibilidades de reducir gastos.• Se deben considerar los programas de Producción más Limpia del CNP+L y otras instituciones en el país, así como organizaciones donantes.• La línea de crédito de las empresas para inversiones ambientales debe considerar aspectos como garantías, asistencia técnica e indicadores de impacto.• Para garantizar el éxito de los planes de manejo integral de residuos es indispensable fortalecer la institucionalidad competente (véase la Acción No.20).		

Acción Estratégica No. 10: Aprovechamiento y Transformación de Residuos Orgánicos

Los residuos orgánicos provenientes de la agricultura, agroindustria, áreas verdes y domicilios tienen por sus características un importante valor, debido a su potencial de aprovechamiento energético y transformación a abono. Si no son manejados adecuadamente, como en la actualidad, estos residuos pueden emitir grandes cantidades de gases de efecto invernadero. En consecuencia, se deben fomentar tecnologías apropiadas, con el fin de aportar al ambiente y contribuir significativamente a la meta de Costa Rica de ser un país de “C-neutral”.

ACCIÓN ESTRATÉGICA No. 10: APROVECHAMIENTO Y TRANSFORMACIÓN DE RESIDUOS ORGÁNICOS		
Objetivo:		
Procesos en funcionamiento que convierten residuos orgánicos en abono, alimentos, aprovechamiento energético y otros.		
Indicador:		
Aumento del aprovechamiento de los residuos orgánicos.		
Resultados Intermedios:	Plazo	Responsable
Estudio técnico-económico de los procesos de tratamiento de residuos orgánicos elaborado.	2008	MINAE
La estrategia “Costa Rica - País C-Neutral” ha integrado los elementos de la GIRS relacionados con el efecto invernadero.	2008	MINAE
Reglamentada la disposición final de residuos sólidos con el objetivo de minimizar la emisión de metano a la atmósfera.	2008	MINAE, MINSALUD
Campaña de sensibilización e información ejecutada para generadores de residuos con potencial de valorización energética o para abono. Mecanismos establecidos de agrupación de actores (<i>matchmaking</i>).	2008	Unidad Ejecutora GIRS, Sector privado
Proyectos implementados con aprovechamiento de mecanismos de MDL.	2009	Sector privado
Aumentado el suministro de energía eléctrica, generada por privados a partir de residuos sólidos.	2010	MINAE, Sector privado
Puntos Claves:		
<ul style="list-style-type: none"> • El estudio técnico-económico de los procesos de tratamiento de residuos orgánicos debe considerar aspectos como: conversión en abono y alimentos, aprovechamiento energético (directo e indirecto), efecto invernadero (sobre todo el del gas metano), características de los suelos, aspectos climáticos, soluciones centralizadas o descentralizadas. • Es necesaria la formación de asociaciones “sombriila” de pequeños generadores, para poder entrar a los mecanismos de MDL. • Es clave facilitar los procesos administrativos necesarios para conseguir los permisos requeridos para el suministro de energía eléctrica generado por privados a la red eléctrica pública. • Para impulsar proyectos específicos, se necesita un mecanismo de agrupación de actores (<i>matchmaking</i>): <i>generadores, potenciales operadores, proveedores de tecnologías y fuentes de financiamiento</i>. Es clave un paquete de apoyo tecnológico (<i>identificación de tecnologías, asesoría</i>), financiero (<i>bancos privados y de desarrollo, fondos de inversión</i>) y organizacional, así como el respaldo del sector público. Se deben considerar iniciativas existentes, p.ej. el MERSI. • El abono orgánico (compost) sería particularmente atractivo para fomentar la agricultura orgánica. 		

Acción Estratégica No. 21: Participación Activa del Sector Privado en la GIRS

El sector privado es indispensable para solucionar los problemas asociados a la gestión integral de residuos, mediante el *know-how*, tecnologías innovadoras, inversiones y operación de plantas. Por otra parte, es fundamental para la elaboración de políticas, regulaciones y programas asociados a la GIRS, lo que se estaría traduciendo en una mejor implementación de estos, por ser construidos en forma participativa. Cabe destacar que la implementación del PRESOL requiere una inversión privada significativa para lograr su éxito.

ACCIÓN ESTRATÉGICA NO. 21: PARTICIPACIÓN ACTIVA DEL SECTOR PRIVADO EN LA GIRS		
Objetivo:		
El sector privado crea, participa y apoya en soluciones de los problemas del manejo de residuos.		
Indicador:		
<ul style="list-style-type: none"> • Se ha mejorado significativamente el servicio de manejo de residuos por parte de los gestores. • Se ha aumentado el número de iniciativas de GIRS del sector productivo. 		
Resultados Intermedios	Plazo	Responsable
Alianzas público-privadas operando en la GIRS.	2010	MINAE, sector privado
Guías disponibles regulan la cooperación publico-privada.	2012	MINAE, UCAEPP
Los servicios de recolección y disposición final han mejorado significativamente.	2012	Municipalidades
Existen nuevos gestores con servicios especializados para residuos peligrosos.	2012	Sector Privado, UCAEPP
Existen tecnologías innovadoras de manejo de residuos.	2012	Sector Privado, UCAEPP, ONG
Creados nuevos empleos asociados a iniciativas privadas de GIRS.	2012	Sector Privado, UCAEPP
Puntos Claves:		
<ul style="list-style-type: none"> • El Estado debe asegurar un marco adecuado que sea atractivo para inversiones del sector privado, mediante legislación y su seguimiento, entre otros. • Se deben establecer adecuados mecanismos de control y seguimiento para garantizar que la participación del sector privado se apegue a las regulaciones. También se deben evitar actividades monopólicas y favorecer una competencia entre los gestores. • Es importante promover esquemas voluntarios (acuerdos voluntarios, certificaciones, reconocimientos), para incentivar la participación del sector privado en la solución de la GIRS. • Considerar posibilidades de financiar proyectos público-privados, por ejemplo a través de programas "PPP". • Las cámaras del sector privado deben asumir un rol activo de promoción de iniciativas privadas en la GIRS, y debe fomentarse la creación de una asociación de gestores de manejo de residuos. • Las guías de cooperación publico-privada incluyen ejemplos de tipos de contratos, términos de referencia, sistemas de monitoreo, etc. • Las municipalidades deben estudiar formas de asociación y concesión con el sector privado. 		

ESCENARIO ALTERNATIVO 1 Generación de Residuos Sólidos Ordinarios en el GAM - TOTAL					
Generación específica (kg/día*persona)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/d)	Crecimiento anual en la GAM (%)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/a)	Residuos Sólidos Ordinarios acumulados (t)	Residuos Sólidos Ordinarios DEPOSITADOS (t/a)
0.987	2 216		808 752	808 752	
0.997	2 276		830 713	1 639 465	
1.007	2 336		852 757	2 492 222	
1.017	2 397		874 853	3 367 075	2 157
1.027	2 457	2. 48	896 979	4 264 054	2 219
1.037	2 518	2. 43	919 197	5 183 251	2 281
1.048	2 580	2. 39	941 563	6 124 814	2 344
1.058	2 641	2. 34	964 032	7 088 846	2 407
1.069	2 703	2. 29	986 566	8 075 412	2 471
1.079	2 765	2. 24	1 009 117	9 084 529	2 534
1.090	2 827	2. 2	1 031 716	10 116 245	2 598
1.101	2 889	2. 16	1 054 404	11 170 650	2 662
1.112	2 951	2. 11	1 077 152	12 247 802	2 727
1.123	3 013	2. 07	1 099 922	13 347 724	2 791
1.135	3 076	2. 02	1 122 670	14 470 394	2 856
1.146	3 138	1. 98	1 145 386	15 615 780	2 920
1.157	3 200	1. 94	1 168 084	16 783 864	2 985
1.169	3 262		1 190 751	17 974 615	3 049

ESCENARIO ALTERNATIVO 1 - Residuos Sólidos Ordinarios en el GAM - RESIDUOS CON SEPARACIÓN / COMPOSTAJE								
Año	Cantidad de residuos CON SEPARACIÓN / COMPOSTAJE t/d (f)	Cantidad de residuos CON SEPARACIÓN / COMPOSTAJE (t/a)	Cantidad de residuos tratados por compostaje t/d (g) (j) (SIN RECICL.+ INERTES SEPARADOS)	Cantidad de compost producido t/d (h)	Compost vendido en % del compost producido t/d (i)	Cantidad de compost vendido t/d	Cantidad de residuos depositados (material interte) en sitios CON COMPOSTAJE EN EL SITIO t/d (j)	Cantidad de reciclables separados t/d (g)
2006								
2007								
2008								
2009								
2010	555	202 493	333	166	60	100	83	139
2011	570	208 178	342	171	60	103	86	143
2012	586	213 907	352	176	60	105	88	147
2013	602	219 672	361	181	60	108	90	150
2014	618	225 461	371	185	60	111	93	154
2015	634	231 265	380	190	60	114	95	158
2016	650	237 089	390	195	60	117	97	162
2017	666	242 942	399	200	60	120	100	166
2018	682	248 816	409	205	60	123	102	170
2019	698	254 703	419	209	60	126	105	174
2020	714	260 591	428	214	60	129	107	178
2021	730	266 479	438	219	60	131	110	183
2022	746	272 367	448	224	60	134	112	187
2023	762	278 254	457	229	60	137	114	191

(f) La participación de sitios respectivamente de residuos (%) es una estimación del consultor y no basada en un análisis de sitios individuales.

Supuesto - participación de % de residuos: **0.25** (constante sobre los años)

Se supone que **2 de los 4 sitios grandes en el GAM (50%)** implementan en compostaje. Además se supone que cada uno de estos 2 sitios aplica el **proceso de separación y compostaje para 50%** de los residuos que llegan al sitio, conociendo la disponibilidad limitado de superficie para el compostaje en los sitios en el GAM. Entonces la participación en relación a todos residuos depositados en el GAM es 25%.

(g) Supuesto: % de reciclables en el material entrando. (separadas antes del compostaje)

25% Véase composición de residuos: "Cerca de 38% representa materiales inorgánicos como papel, plástico, metal y vidrio de los cuales una parte es recuperable"

(i) estim. del consultor
(j) suponiendo que **15 % del material entrando son no-reciclables e inertes** (separadas antes y después del compostaje)

(h) suponiendo que relación de 50% (compost / material entrando)

ESCENARIO ALTERNATIVO 1 - Residuos Sólidos Ordinarios en el GAM - RESIDUOS CON DISPOSICIÓN TRADICIONAL			
Año	Cantidad de residuos CON DISPOSICIÓN TRADICIONAL (t/d) (h)	Cantidad de residuos CON DISPOSICIÓN TRADICIONAL (t/a)	% del total de residuos depositados en el GAM
2006			
2007			
2008			
2009			
2010	1 748	637 853	78.8
2011	1 797	655 759	78.8
2012	1 846	673 808	78.8
2013	1 896	691 966	78.8
2014	1 946	710 204	78.8
2015	1 996	728 485	78.8
2016	2 046	746 830	78.8
2017	2 097	765 266	78.8
2018	2 147	783 770	78.8
2019	2 198	802 314	78.8
2020	2 249	820 863	78.8
2021	2 300	839 408	78.8
2022	2 351	857 957	78.8
2023	2 401	876 499	78.8

(h) disposición en sitios SIN compostaje y en sitios CON compostaje

Anexo 6.a: Escenario Alternativo 1 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO 1 - FUERA DEL GAM - Pronóstico de Generación de Residuos Sólidos Ordinarios fuera de la GAM - TOTAL				
Generación específica (kg/día*persona) (1)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/d)	Crecimiento anual fuera de la GAM (%)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/a)	Residuos Sólidos Ordinarios acumulados (t)
0.727	1 568		572 346	572 346
0.742	1 627		593 708	1 166 054
0.756	1 686		615 497	1 781 551
0.771	1 747		637 697	2 419 248
0.787	1 809	3.49	660 299	3 079 547
0.803	1 872	3.45	683 354	3 762 902
0.819	1 937	3.4	706 912	4 469 813
0.835	2 003	3.35	730 948	5 200 761
0.852	2 070	3.3	755 439	5 956 200
0.869	2 138	3.25	780 358	6 736 558
0.886	2 207	3.21	805 734	7 542 292
0.904	2 278	3.17	831 605	8 373 897
0.922	2 351	3.12	857 957	9 231 855
0.940	2 424	3.08	884 768	10 116 623
0.959	2 499	3.03	912 007	11 028 630
0.978	2 574	2.99	939 674	11 968 304
0.998	2 651	2.95	967 783	12 936 087
1.018	2 730		996 331	13 932 418

(1) fuente crecimiento de 2% p.a.: estimación AMBERO-IP-CEGESTI (no existen cifras)

Anexo 6.a: Escenario Alternativo 1 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO 1 - FUERA DEL GAM - Residuos Sólidos Ordinarios fuera de la GAM - Compostaje en Sitios Grupo 1 (Relleno sanitario de tamaño >= 70 t/d, promedio de 150 t/d)

Año	Grupo 1: número de sitios (a)	Grupo 1: t/d por sitio (b)	Grupo 1: t/d total	Grupo 1: t/a total	Grupo 1: número de sitios CON COMPOSTAJE EN EL SITIO t/d (e)	Grupo 1: Cantidad de residuos en SITIOS CON COMPOSTAJE t/d	Grupo 1: Cantidad de residuos tratados por compostaje t/d (f)	Grupo 1: Cantidad de compost producido t/d (g)	Grupo 1: Compost vendido en % del compost producido t/d	Grupo 1: Cantidad de compost vendido t/d	Grupo 2: Cantidad residuos depositados (material inerte) SITIOS CON COMP t/d (h)	Cantidad de reciclables separados t/d (g)
2006												
2007												
2008	5											
2009	5											
2010	5	120	600	219 000	1	120	72	36	60	22	18	30
2011	6	124.19	745	271 976	1	124	75	37	60	22	19	31
2012	6	128.47	771	281 352	2	257	154	77	60	46	39	64
2013	7	132.84	930	339 405	2	266	159	80	60	48	40	66
2014	7	137.29	961	350 777	3	412	247	124	60	74	62	103
2015	7	141.82	993	362 348	3	425	255	128	60	77	64	106
2016	7	146.43	1025	374 130	3	439	264	132	60	79	66	110
2017	8	151.13	1209	441 307	3	453	272	136	60	82	68	113
2018	8	155.92	1247	455 291	3	468	281	140	60	84	70	117
2019	8	160.79	1286	469 519	3	482	289	145	60	87	72	121
2020	8	165.74	1326	483 974	3	497	298	149	60	90	75	124
2021	8	170.77	1366	498 655	3	512	307	154	60	92	77	128
2022	8	175.88	1407	513 572	3	528	317	158	60	95	79	132
2023	8	181.07	1449	528 722	3	543	326	163	60	98	81	136

(a) sitios con un promedio de 120 t/d en 2010; después crecimiento en t/d; p.ej. Orotina, P.Z., Liberia, ...

(f) Supuesto: % de reciclables en el material entrando **25%**

(separadas antes del compostaje)

(e) número de sitios: estimación del consultor; no basada en un análisis de sitios individuales **DIFERENCIA ENTRE EA1 Y EA2**
capacidad promedio (t/d) en 2010 120 t/d

(g) suponiendo que relación de 50% (compost / material entrando)

(h) suponiendo que **15 % del material entrando son no-reciclables e inertes**

(separadas antes y después del compostaje)

CRITERIO ES SOLO TAMAÑO (T/D) DEL SITIO

NO SE CONSIDERA EL NIVEL DE OPERACIÓN DE LOS SITIOS NI EL ESTADO

LEGAL. SE ESTIMA QUE ACTUALMENTE HAY 5 SITIOS DE ESTE TAMAÑO.

SE CONSIDERA UN PAULATINO AUMENTO DE NO. DE SITIOS

(CONCENTRACIÓN DE LOS SITIOS - RELLENOS REGIONALES).

(b) aplicando el crecimiento de residuos fuera de la GAM

(e) SE CONSIDERA UN NÚMERO CONSTANTE DE SITIOS PARTICIPANDO

Anexo 6.a: Escenario Alternativo 1 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO 1 - FUERA DEL GAM - Residuos Sólidos Ordinarios fuera de la GAM - Compostaje en Sitios Grupo 2 (Relleno sanitario de tamaño 25 t/d a 70 t/d, promedio de 40 t/d)

Año	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario (número de sitios fuera de la GAM) (c)	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario : t/d por sitio (d)	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario : t/d total	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario : t/a total	Grupo 2: número de sitios CON COMPOSTAJE EN EL SITIO t/d (e)	Grupo 2: Cantidad de residuos en SITIOS CON COMPOSTAJE t/d	Grupo 2: Cantidad de residuos tratados por compostaje t/d (f)	Grupo 2: Cantidad de compost producido t/d (g)	Grupo 2: Compost vendido en % del compost producido t/d	Grupo 2: Cantidad de compost vendido t/d	Grupo 2: Cantidad residuos dposita-dos (material interte) SITIOS CON COMP t/d (h)	Cantidad de reciclables separados t/d (g)
2006												
2007												
2008	10											
2009	10											
2010	10	40	400	146 000	2	80	48	24	60	14	14	20
2011	8	41.40	331	120 878	2	83	50	25	60	15	14	21
2012	9	42.82	385	140 676	3	128	77	39	60	23	22	32
2013	8	44.28	354	129 297	3	133	80	40	60	24	23	33
2014	9	45.76	412	150 333	4	183	110	55	60	33	31	46
2015	9	47.27	425	155 292	4	189	113	57	60	34	32	47
2016	10	48.81	488	178 157	4	195	117	59	60	35	33	49
2017	9	50.38	453	165 490	4	202	121	60	60	36	34	50
2018	9	51.97	468	170 734	4	208	125	62	60	37	35	52
2019	10	53.60	536	195 633	4	214	129	64	60	39	36	54
2020	10	55.25	552	201 656	4	221	133	66	60	40	38	55
2021	10	56.92	569	207 773	4	228	137	68	60	41	39	57
2022	10	58.63	586	213 988	4	235	141	70	60	42	40	59
2023	10	60.36	604	220 301	4	241	145	72	60	43	41	60

(c) sitios con entre 25 y 70 t/d, promedio de 40 t/d, en 2010

número baja por transición de grupo 1 a 2; crece por transición de grupo 3 a 2

capacidad promedio (t/d) en 2010 40 t/d

SE ESTIMA QUE ACTUALMENTE HAY 10 SITIOS DE ESTE TAMAÑO

SE CONSIDERA DOS TENDENCIAS: UN PAULATINO AUMENTO DE NO. DE SITIOS (e) SE SUPONE UN NÚMERO CONSTANTE DE SITIOS PARTICIPANDO

POR CONCENTRACION, Y UNA PAULATINA BAJA DE SITIOS POR UNIRSE CON SITIOS GRUPO 1

(d) aplicando el crecimiento de residuos fuera de la GAM

(e) número de sitios: estimación del consultor; no basada en un análisis de sitios individuales DIFERENCIA ENTRE EA1 Y EA2

(f) Supuesto: % de reciclables en el material entrando 25%

(separadas antes del compostaje)

(g) suponiendo que relación de 50% (compost / material entrando)

(h) suponiendo que 15% del material entrando son no-reciclables e inertes (separadas antes y después del compostaje)

Anexo 6.a: Escenario Alternativo 1 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

**ESCENARIO ALTERNATIVO 1 - FUERA DEL GAM - Res. Sól.
Ord. fuera de GAM - Grupo 3: sin recolección o sitios < 25 t/d**

Año	Grupo 3: sin recolección o sitios < 25 t/d: t/d	Grupo 3: sin recolección o sitios < 25 t/d: t/a	Grupo 3: % del total res fuera de la GAM
2006			
2007			
2008			
2009			
2010	809	295 299	44. 7
2011	796	290 500	42. 5
2012	781	284 884	40. 3
2013	718	262 246	35. 9
2014	697	254 329	33. 7
2015	720	262 719	33. 7
2016	694	253 446	31. 5
2017	616	224 808	27. 0
2018	635	231 932	27. 0
2019	602	219 617	24. 8
2020	620	226 378	24. 8
2021	639	233 245	24. 8
2022	658	240 223	24. 8
2023	678	247 309	24. 8

Anexo 6.a: Escenario Alternativo 1 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

RESUMEN EN EL GAM / FUERA DEL GAM

Año	EN GAM Residuos Sólidos Ordinarios (t/d)	FUERA DEL GAM Res. Sólidos Ordinarios (t/d)	SUMA	GAM no recolectado (t/d)	fuera del GAM no recolectado (t/d)	suma no recolectado (% del total)	% de residuos EN SITIOS CON COM-POSTAJE FUERA GAM	Compost producido FUERA DEL GAM (t/d)	Disposición y sin recolección FUERA DEL GAM (t/d) (i)	Disposición y sin recolección FUERA DEL GAM (%) (i)	Disposición y sin recolección EN EL GAM (t/d) (i)	Disposición y sin recolección EN EL GAM (%) (i)	SUMA Disposición y sin recolección (t/d) (i)	SUMA Disposición y sin recolección (%) (i)	SUMA Disposición (t/d) (i)	SUMA Disposición (%) (i)
2006	2 216	1 568	3 784	222	706	24.5%										
2007	2 276	1 627	3 903	228	732	24.6%										
2008	2 336	1 686	4 023	234	759	24.7%										
2009	2 397	1 747	4 144	240	699	22.6%										
2010	2 457	1 809	4 267	238	695	21.9%	11%	60	1 641	90.7%	1 935	78.8%	3 576	83.8%	2 694	80.8%
2011	2 518	1 872	4 391	237	690	21.1%	11%	62	1 698	90.7%	1 983	78.8%	3 681	83.8%	2 804	81.0%
2012	2 580	1 937	4 516	235	685	20.4%	20%	116	1 612	83.2%	2 031	78.8%	3 643	80.7%	2 772	77.1%
2013	2 641	2 003	4 644	234	680	19.7%	20%	120	1 667	83.2%	2 080	78.8%	3 746	80.7%	2 882	77.3%
2014	2 703	2 070	4 773	232	675	19.0%	29%	178	1 568	75.7%	2 129	78.8%	3 696	77.4%	2 838	73.4%
2015	2 765	2 138	4 903	230	669	18.4%	29%	184	1 619	75.7%	2 177	78.8%	3 797	77.4%	2 946	73.6%
2016	2 827	2 207	5 034	228	664	17.7%	29%	190	1 672	75.7%	2 226	78.8%	3 898	77.4%	3 055	73.7%
2017	2 889	2 278	5 167	226	657	17.1%	29%	196	1 726	75.7%	2 275	78.8%	4 001	77.4%	3 165	73.9%
2018	2 951	2 351	5 302	224	651	16.5%	29%	203	1 780	75.7%	2 324	78.8%	4 104	77.4%	3 277	74.0%
2019	3 013	2 424	5 438	222	645	15.9%	29%	209	1 836	75.7%	2 373	78.8%	4 209	77.4%	3 390	74.2%
2020	3 076	2 499	5 574	220	638	15.4%	29%	215	1 893	75.7%	2 422	78.8%	4 315	77.4%	3 504	74.3%
2021	3 138	2 574	5 712	218	631	14.9%	29%	222	1 950	75.7%	2 471	78.8%	4 421	77.4%	3 619	74.4%
2022	3 200	2 651	5 852	215	624	14.3%	29%	229	2 008	75.7%	2 520	78.8%	4 529	77.4%	3 735	74.5%
2023	3 262	2 730	5 992	213	617	13.8%	29%	235	2 068	75.7%	2 569	78.8%	4 637	77.4%	3 852	74.6%

(i) incluye todos residuos en sitios sin compostaje y disposición de inertes en sitios con compostaje

Anexo 6.b: Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO - GAM - Generación de Residuos Sólidos Ordinarios en la GAM - TOTAL					
Generación específica (kg/día*persona)	Residuos Sólidos Ordinarios (t/d)	<i>Crecimiento anual en la GAM (%)</i>	Residuos Sólidos Ordinarios (t/a)	Residuos Sólidos Ordinarios acumulados (t)	Residuos Sólidos Ordinarios DEPOSITADOS (t/a)
0.987	2 216		808 752	808 752	
0.997	2 276		830 713	1 639 465	
1.007	2 336		852 757	2 492 222	
1.017	2 397		874 853	3 367 075	2 157
1.027	2 457	2. 48	896 979	4 264 054	2 219
1.037	2 518	2. 43	919 197	5 183 251	2 281
1.048	2 580	2. 39	941 563	6 124 814	2 344
1.058	2 641	2. 34	964 032	7 088 846	2 407
1.069	2 703	2. 29	986 566	8 075 412	2 471
1.079	2 765	2. 24	1 009 117	9 084 529	2 534
1.090	2 827	2. 2	1 031 716	10 116 245	2 598
1.101	2 889	2. 16	1 054 404	11 170 650	2 662
1.112	2 951	2. 11	1 077 152	12 247 802	2 727
1.123	3 013	2. 07	1 099 922	13 347 724	2 791
1.135	3 076	2. 02	1 122 670	14 470 394	2 856
1.146	3 138	1. 98	1 145 386	15 615 780	2 920
1.157	3 200	1. 94	1 168 084	16 783 864	2 985
1.169	3 262		1 190 751	17 974 615	3 049

Anexo 6.b: Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO 2 - GAM - Residuos Sólidos Ordinarios en la GAM - RESIDUOS CON SEPARACIÓN / COMPOSTAJE

Año	Cantidad de residuos CON SEPARACIÓN / COMPOSTAJE t/d (f)	Cantidad de residuos CON SEPARACIÓN / COMPOSTAJE (t/a)	Cantidad de residuos tratados por compostaje t/d (g) (i) (SIN RECICL.+ INERTES SEPARADOS)	Cantidad de compost producido t/d (h)	Compost vendido en % del compost producido t/d (i)	Cantidad de compost vendido t/d	Cantidad de residuos depositados (material interte) en sitios CON COMPOSTAJE EN EL SITIO t/d (j)	Cantidad de reciclables separados t/d (g)
2006								
2007								
2008								
2009								
2010	1 110	404 986	666	333	60	200	166	277
2011	1 141	416 355	684	342	60	205	171	285
2012	1 172	427 814	703	352	60	211	176	293
2013	1 204	439 344	722	361	60	217	181	301
2014	1 235	450 923	741	371	60	222	185	309
2015	1 267	462 530	760	380	60	228	190	317
2016	1 299	474 178	779	390	60	234	195	325
2017	1 331	485 883	799	399	60	240	200	333
2018	1 363	497 632	818	409	60	245	205	341
2019	1 396	509 406	837	419	60	251	209	349
2020	1 428	521 183	857	428	60	257	214	357
2021	1 460	532 957	876	438	60	263	219	365
2022	1 492	544 734	895	448	60	269	224	373
2023	1 525	556 507	915	457	60	274	229	381

(f) La participación de sitios respesivamente de residuos (%) es una estimación del consultor y no basada en un analisis de sitios individuales.

Supuesto - participación de % de residuos: **0.5**

Suponiendo que Aserri (1100 t/d a partir de 2010) y Los Pinos (310 t/d) implementan separación y compostaje; respectivamente acerca de 50% de los residuos en el GAM. Constante sobre los años.

(i) estim. del consultor

(i) suponiendo que 15 % del material entrando son no-reciclables e inertes (separadas antes y después del compostaje)

Se supone que **2 de los 4 sitios grandes en el GAM** (50%) implementan en compostaje. Además se supone que cada uno de estos 2 sitios aplica **el proceso de separación y compostaje para 50%** de los residuos que llegan al sitio, conociendo la disponibilidad limitado de

superficie para el compostaje en los sitios en el GAM. Entonces la participación en relación a todos residuos depositados en el GAM es 25%.

(g) Supuesto: % de reciclables en el material entrando. (separadas antes del compostaje)

25% Véase composición de residuos: "Cerca de 38% representa materiales inorgánicos como papel, plástico, metal y vidrio de los cuales una parte es recuperable"

(h) suponiendo que relación de 50% (compost / material entrando)

Anexo 6.b: Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO 2 - GAM - Residuos Sólidos Ordinarios en la GAM - RESIDUOS CON DISPOSICIÓN TRADICIONAL

Año	Cantidad de residuos CON DISPOSICIÓN TRADICIONAL (t/d) (h)	Cantidad de residuos CON DISPOSICIÓN TRADICIONAL (t/a)	% del total de residuos depositados en el GAM
2006			
2007			
2008			
2009			
2010	1 276	465 734	57.5
2011	1 312	478 808	57.5
2012	1 348	491 987	57.5
2013	1 384	505 245	57.5
2014	1 421	518 561	57.5
2015	1 457	531 910	57.5
2016	1 494	545 304	57.5
2017	1 531	558 766	57.5
2018	1 568	572 277	57.5
2019	1 605	585 817	57.5
2020	1 642	599 360	57.5
2021	1 679	612 901	57.5
2022	1 716	626 445	57.5
2023	1 753	639 983	57.5

(h) disposición en sitios SIN compostaje y en sitios CON compostaje

Anexo 6.b: Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO 2 - FUERA DEL GAM - Residuos Sólidos Ordinarios fuera de la GAM - Compostaje en Sitios Grupo 1 (Relleno sanitario de tamaño >= 70 t/d, promedio de 150 t/d)

Año	Grupo 1: número de sitios (a)	Grupo 1: t/d por sitio (b)	Grupo 1: t/d total	Grupo 1: t/a total	Grupo 1: número de sitios CON COMPOSTAJE EN EL SITIO t/d (e)	Grupo 1: Cantidad de residuos en SITIOS CON COMPOSTAJE t/d	Grupo 1: Cantidad de residuos tratados por compostaje t/d (f)	Grupo 1: Cantidad de compost producido t/d (g)	Grupo 1: Compost vendido en % del compost producido t/d	Grupo 1: Cantidad de compost vendido t/d	Grupo 2: Cantidad residuos diposita-dos (material interte) SITIOS CON COMP t/d (h)	Cantidad de reciclables separados t/d (g)
2006												
2007												
2008	5											
2009	5											
2010	5	120	600	219 000	2	240	144	72	60	43	36	60
2011	6	124.19	745	271 976	2	248	149	75	60	45	37	62
2012	6	128.47	771	281 352	3	385	231	116	60	69	58	96
2013	7	132.84	930	339 405	3	399	239	120	60	72	60	100
2014	7	137.29	961	350 777	4	549	329	165	60	99	82	137
2015	7	141.82	993	362 348	4	567	340	170	60	102	85	142
2016	7	146.43	1025	374 130	5	732	439	220	60	132	110	183
2017	8	151.13	1209	441 307	5	756	453	227	60	136	113	189
2018	8	155.92	1247	455 291	5	780	468	234	60	140	117	195
2019	8	160.79	1286	469 519	5	804	482	241	60	145	121	201
2020	8	165.74	1326	483 974	5	829	497	249	60	149	124	207
2021	8	170.77	1366	498 655	5	854	512	256	60	154	128	213
2022	8	175.88	1407	513 572	5	879	528	264	60	158	132	220
2023	8	181.07	1449	528 722	5	905	543	272	60	163	136	226

(a) sitios con un promedio de 120 t/d en 2010; después crecimiento en t/d; p.ej. Orotina, P.Z., Liberia, ...

(e) número de sitios: estimación del consultor; no basada en un análisis de sitios individuales DIFERENCIA ENTRE EA1 Y EA2
capacidad promedio (t/d) en 2010 120 t/d

CRITERIO ES SOLO TAMAÑO (T/D) DEL SITIO

NO SE CONSIDERA EL NIVEL DE OPERACIÓN DE LOS SITIOS NI EL ESTADO LEGAL. SE ESTIMA QUE ACTUALMENTE HAY 5 SITIOS DE ESTE TAMAÑO.

SE CONSIDERA UN PAULATINO AUMENTO DE NO. DE SITIOS (CONCENTRACIÓN DE LOS SITIOS - RELLENOS REGIONALES).

(b) aplicando el crecimiento de residuos fuera de la GAM

(e) SE CONSIDERA UN NÚMERO CONSTANTE DE SITIOS PARTICIPANDO

(f) Supuesto: % de reciclables en el material entrando 25%

(g) suponiendo que relación de 50% (compost / material entrando)

(h) suponiendo que 15 % del material entrando son no-reciclables e inertes (separadas antes y después del compostaje)

(separadas antes del compostaje)

Anexo 6.b: Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

ESCENARIO ALTERNATIVO 2 - FUERA DEL GAM - Residuos Sólidos Ordinarios fuera de la GAM - Compostaje en Sitios Grupo 2 (Relleno sanitario de tamaño 25 t/d a 70 t/d, promedio de 40 t/d)

Año	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario (número de sitios fuera de la GAM) (c)	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario : t/d por sitio (d)	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario : t/d total	Grupo 2: sitios sin relleno sanitario : t/a total	Grupo 2: número de sitios CON COMPOSTAJE EN EL SITIO t/d (e)	Grupo 2: Cantidad de residuos en SITIOS CON COMPOSTAJE t/d	Grupo 2: Cantidad de residuos tratados por compostaje t/d (f)	Grupo 2: Cantidad de compost producido t/d (g)	Grupo 2: Compost vendido en % del compost producido t/d	Grupo 2: Cantidad de compost vendido t/d	Grupo 2: Cantidad residuos depositados (material inerte) SITIOS CON COMP t/d (h)	Cantidad de reciclables separados t/d (g)
2006												
2007												
2008	10											
2009	10											
2010	10	40	400	146 000	3	120	72	36	60	22	20	30
2011	8	41.40	331	120 878	3	124	75	37	60	22	21	31
2012	9	42.82	385	140 676	4	171	103	51	60	31	29	43
2013	8	44.28	354	129 297	4	177	106	53	60	32	30	44
2014	9	45.76	412	150 333	5	229	137	69	60	41	39	57
2015	9	47.27	425	155 292	5	236	142	71	60	43	40	59
2016	10	48.81	488	178 157	6	293	176	88	60	53	50	73
2017	9	50.38	453	165 490	6	302	181	91	60	54	51	76
2018	9	51.97	468	170 734	6	312	187	94	60	56	53	78
2019	10	53.60	536	195 633	6	322	193	96	60	58	55	80
2020	10	55.25	552	201 656	6	331	199	99	60	60	56	83
2021	10	56.92	569	207 773	6	342	205	102	60	61	58	85
2022	10	58.63	586	213 988	6	352	211	106	60	63	60	88
2023	10	60.36	604	220 301	6	362	217	109	60	65	62	91

(c) sitios con entre 25 y 70 t/d, promedio de 40 t/d, en 2010

número baja por transición de grupo 1 a 2; crece por transición de grupo 3 a 2
capacidad promedio (t/d) en 2010 40 t/d

SE ESTIMA QUE ACTUALMENTE HAY 10 SITOS DE ESTE TAMAÑO

SE CONSIDERA DOS TENDENCIAS: UN PAULATINO AUMENTO DE NO. DE SITIOS (e) SE SUPONE UN NÚMERO CONSTANTE DE SITIOS PARTICIPANDO POR CONCENTRACION, Y UNA PAULATINA BAJA DE SITIOS POR UNIRSE CON SITIOS GRUPO 1

(d) aplicando el crecimiento de residuos fuera de la GAM

(e) número de sitios: estimación del consultor; no basada en un análisis de sitios individuales DIFERENCIA ENTRE EA1 Y EA2

(f) Supuesto: % de reciclables en el material entrando 25%

(separadas antes del compostaje)

(g) suponiendo que relación de 50% (compost / material entrando)

(h) suponiendo que 15 % del material entrando son no-reciclables e inertes (separadas antes y después del compostaje)

Anexo 6.b: Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

**ESCENARIO ALTERNATIVO 2 - FUERA DEL GAM - Res. Sól.
Ord. fuera de GAM - Grupo 3: sin recolección o sitios < 25 t/d**

Año	Grupo 3: sin recolección o sitios < 25 t/d: t/d	Grupo 3: sin recolección o sitios < 25 t/d: t/a	Grupo 3: % del total res fuera de la GAM
2006			
2007			
2008			
2009			
2010	809	295 299	44. 7
2011	796	290 500	42. 5
2012	781	284 884	40. 3
2013	718	262 246	35. 9
2014	697	254 329	33. 7
2015	720	262 719	33. 7
2016	694	253 446	31. 5
2017	616	224 808	27. 0
2018	635	231 932	27. 0
2019	602	219 617	24. 8
2020	620	226 378	24. 8
2021	639	233 245	24. 8
2022	658	240 223	24. 8
2023	678	247 309	24. 8

Anexo 6.b: Escenario Alternativo 2 de Disposición Final de Residuos Sólidos Domiciliarios

RESUMEN EN EL GAM / FUERA DEL GAM

Año	EN GAM Residuos Sólidos Ordinarios (t/d)	FUERA DEL GAM Res. Sólidos Ordinarios (t/d)	SUMA	GAM no recolectado (t/d)	fuera del GAM no recolectado (t/d)	suma no recolectado (% del total)	% de residuos EN SITIOS CON COM-POSTAJE FUERA GAM	Compost producido FUERA DEL GAM (t/d)	Disposición y sin recolección FUERA DEL GAM (t/d) (i)	Disposición y sin recolección FUERA DEL GAM (%) (i)	Disposición y sin recolección EN EL GAM (t/d) (i)	Disposición y sin recolección EN EL GAM (%) (i)	SUMA Disposición y sin recolección (t/d) (i)	SUMA Disposición y sin recolección (%) (i)	SUMA Disposición (t/d) (i)	SUMA Disposición (%) (i)
2006	2 216	1 568	3 784	222	706	24.5%										
2007	2 276	1 627	3 903	228	732	24.6%										
2008	2 336	1 686	4 023	234	759	24.7%										
2009	2 397	1 747	4 144	240	699	22.6%										
2010	2 457	1 809	4 267	238	695	21.9%	20%	108	1 505	83.2%	1 935	78.8%	3 441	80.6%	2 087	62.6%
2011	2 518	1 872	4 391	237	690	21.1%	20%	112	1 558	83.2%	1 983	78.8%	3 541	80.7%	2 180	62.9%
2012	2 580	1 937	4 516	235	685	20.4%	29%	167	1 467	75.7%	2 031	78.8%	3 498	77.5%	2 129	59.2%
2013	2 641	2 003	4 644	234	680	19.7%	29%	173	1 517	75.7%	2 080	78.8%	3 597	77.5%	2 221	59.5%
2014	2 703	2 070	4 773	232	675	19.0%	38%	233	1 413	68.3%	2 129	78.8%	3 542	74.2%	2 159	55.8%
2015	2 765	2 138	4 903	230	669	18.4%	38%	241	1 460	68.3%	2 177	78.8%	3 637	74.2%	2 247	56.1%
2016	2 827	2 207	5 034	228	664	17.7%	46%	308	1 342	60.8%	2 226	78.8%	3 568	70.9%	2 173	52.4%
2017	2 889	2 278	5 167	226	657	17.1%	46%	317	1 385	60.8%	2 275	78.8%	3 660	70.8%	2 259	52.7%
2018	2 951	2 351	5 302	224	651	16.5%	46%	327	1 429	60.8%	2 324	78.8%	3 753	70.8%	2 346	53.0%
2019	3 013	2 424	5 438	222	645	15.9%	46%	338	1 474	60.8%	2 373	78.8%	3 847	70.7%	2 434	53.3%
2020	3 076	2 499	5 574	220	638	15.4%	46%	348	1 519	60.8%	2 422	78.8%	3 941	70.7%	2 523	53.5%
2021	3 138	2 574	5 712	218	631	14.9%	46%	359	1 565	60.8%	2 471	78.8%	4 036	70.7%	2 613	53.7%
2022	3 200	2 651	5 852	215	624	14.3%	46%	369	1 612	60.8%	2 520	78.8%	4 132	70.6%	2 704	54.0%
2023	3 262	2 730	5 992	213	617	13.8%	46%	380	1 660	60.8%	2 569	78.8%	4 229	70.6%	2 796	54.2%

(i) incluye todos residuos en sitios sin compostaje
y disposición de inertes en sitios con compostaje

Anexo 7: Características del Relleno Sanitario La Carpio

Nombre: Relleno Sanitario La Carpio (PTA URUKA)

**Dirección: La Carpio, Uruca, San José, 5 km al oeste del Hospital México
Juan Vicente Durán, Gerente y Oscar Guzmán, Gerente de Operaciones**

1. ANTECEDENTES GENERALES		Todo se realiza con financiamiento interno
Administración/Operación/Otros operadores en el pasado		EBI
Propiedad del terreno/ Dilucidar "ownership" ampliamente		EBI
Contratista (si hubiera)		No

2. CARACTERÍSTICAS DEL SITIO Y CONSTRUCCION	
Superficie	11-12 ha
Tipo/clase de suelo	Cobertura final suelo arcilloso, no hay más datos
Espesor promedio de residuos	40-60 cm en las fases, celdas 1 y 2, indican 1 m de arcilla
Tipo de construcción (p.ej. celdas) Tamaño promedio de celdas (ton de basura, años de llenado, volumen)	Celdas, 7 celdas, operando la # 5, 1 y 2 están listas para gas
Sello de fondo / impermeabilización	Una capa de arcilla y una geomembrana en el fondo
Temperatura media (últimos 8 años preferiblemente)	Ver datos en IMN
Precipitación media anual	Ver datos en IMN
otros	Tarifa 7,400 colones por ton

3. RESIDUOS DEPOSITADOS (HASTA LA FECHA) Y FUTUROS	
Cantidad total	Más de 2 millones de toneladas acumuladas a la fecha
Año / mes arranque de operación	2001
Tipos de residuos y cantidades respectivas (registro)	Residuos ordinarios domésticos e industriales no peligrosos
Volúmenes depositados sobre el tiempo (t/d; t/a)	En estos momentos: 1.500 - 1.800 tons/día Normalmente: 1.000 - 1.200 tons/día
Disposición de residuos peligrosos?	No. Tienen 3 filtros: caseta. Romana y descarga (patio)
Registro de entrada (tipos/cantidades/segmentos de origen) / Control de entrada	Información obtenida de MinSalud, control con báscula
Existencia de análisis de composición de residuos	NO
Proyección de disposición futura (cantidades / tipos)	Capacidad total estimada: 5 millones de tons
Vida útil restante (capacidad técnica)	Aprox. 7 años, recibiendo entre 1000 y 1200 ton /día
Año / mes de cierre previsto	No hay una fecha definida

4. OPERACION	
Método de operación Profundidad de las capas de residuos/celdas actual y previsto (estudios topográficos)	ND
Maquinaria / compactación cuantas, de que tipo? Nivel de tabla de agua? Nivel freático	3 equipos en operación, compactadora niveladora y 2 tractores grandes. No hay información disponible de nivel freático
Superficie utilizada	3/4 de 12 Ha
Frecuencia cobertura	Se nivela el material. Diaria, aprox. 15cm de tierra
Control de lixiviados (captación / tratamiento)	Planta de lixiviados, recolección y drenajes
Hay fugas de lixiviados (entradas de aire)?	aparentemente adecuados
Control de biogás (captación / tratamiento / quema / eficiencia / número de "open flares", no. de flares encendidas en la visitas, sistema de asegurar su funcionamiento)	Un quemador conectado a varios pozos, más control Más de 100 quemadores tipo open flare proyectados Se revisa periódicamente la (2 o más veces al día) que todos los quemadores operando esten encendidos. radio de 25 m, alta densidad, 35 pozos en 5 Ha espera 100 pozos en 12 Ha
Existencia de análisis de composición de residuos	No, pero indican que 60% es orgánica
Quema de residuos?	No
Orden/Limpieza	Adecuado, según lo que se pudo apreciar
Cobertura final (actual o planificada) / impermeabilización.	Celdas 1 y 2: 1-1.5m de arcilla donde hay una 500.000 ton acum.
Tipo de operación	Sitio de disposición de residuos sólidos, mecánicamente y anaeróbicamente manejado.

5. IMPACTOS AMBIENTALES (actuales/potenciales): Apreciados en la visita			
Componente	Bajo	Medio	Alto
Aire	X		
Agua subterránea	ND		
Agua superficial	X		
Suelos		X	
Riesgos para la salud (p.ej. explosión)	X		
Paisaje, olores u otro		X	

7. OTROS	
Otras actividades en el sitio (p.ej. reciclaje)	No.
Presencia de buzos	No.
Distancia a casas / poblaciones	Contiguo
Quejas sobre olores?	ND
Proyectos relevantes proyectados (p.ej. compostaje, reciclaje, captación gas)	Reciclaje podría darse, dependiendo del éxito del proyecto en Aserri en esta dirección.

8. INFORMACIONES RELEVANTES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	
Estación de distribución más cercana, área disponible	
Distancias para interconectarse, sub-estación	

San Antonio, 1 km, posibilidad de vender el gas al ICE

Elementos políticos y de definición de tarifas adecuadas a la inversión dificultan generación de energía eléctrica
Están realizando lobbying por mejores precios, que debe ser 10 centávos de \$ pues sino no paga la inversión de unos US\$4M

De 2001 a Oct 2005 solo recibieron basura doméstica de la Municipalidad de San José y la relación de basura municipal a basura comercial fue de 60-40%

9. INFORMACIONES REFERENTE A UN PROYECTO DE CAPTACION DE BIOGAS (SI APLICA)	
Existe proyecto? (De MDL, EE o solo colección)	
Tipo de proyecto:	
captación y quema / generación eléctrica / utilización de gas	
Estado de planificación:	
estudio / estimación de costos	
Proyección de reducciones de emisiones	

Se tiene planificado un proyecto para quema de biogás y posible generación eléctrica. Ya han comprado los tubos de interconexión vertical en superficie e inician en enero 2008

FOTOS DEL SITIO



Anexo 8: Características del Relleno Sanitario Aserrí

Nombre: Relleno Sanitario Aserrí (PTA Aczarri)

Dirección: Aserrí, Desamparados

1. ANTECEDENTES GENERALES		Todo se realiza con financiamiento interno
Administración/Operación/Otros operadores en el pasado		EBI
Propiedad del terreno/ Dilucidar "ownership" ampliamente		EBI
Contratista (si hubiera)		No

2. CARACTERÍSTICAS DEL SITIO Y CONSTRUCCION	
Superficie	30 ha todo el sitio
Tipo/clase de suelo	
Espesor promedio de residuos	hasta 15 metros
Tipo de construcción (p.ej. celdas) Tamaño promedio de celdas (ton de basura, años de llenado, volumen)	Celdas, 2 celdas
Sello de fondo / impermeabilización	Una capa de arcilla y una geomembrana en el fondo
Temperatura media (últimos 8 años preferiblemente)	Ver datos en IMN
Precipitación media anual	Ver datos en IMN
otros	

3. RESIDUOS DEPOSITADOS (HASTA LA FECHA) Y FUTUROS	
Cantidad total	
Año / mes arranque de operación	Octubre de 2007
Tipos de residuos y cantidades respectivas (registro)	Residuos ordinarios domesticos e industriales no peligrosos
Volúmenes depositados sobre el tiempo (t/d; t/a)	En el promedio del año 2008: 400 tons/día
Disposición de residuos peligrosos?	No
Registro de entrada (tipos/cantidades/segmentos de origen) / Control de entrada	Control con báscula
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Proyección de disposición futura (cantidades / tipos)	
Vida útil restante (capacidad técnica)	
Año / mes de cierre previsto	No hay una fecha definida

4. OPERACION	
Método de operación Profundidad de las capas de residuos/celdas actual y previsto (estudios topográficos)	ND
Maquinaria / compactación cuantas, de que tipo? Nivel de tabla de agua? Nivel freático	compactadora niveladora y 2 tractores. No hay información disponible de nivel freático
Superficie utilizada	
Frecuencia cobertura	Se nivela el material. diariamente, aprox. 15cm de tierra
Control de lixiviados (captación / tratamiento)	Planta de lixiviados, recolección y drenajes aparentemente adecuados
Hay fugas de lixiviados (entradas de aire)?	
Control de biogás (captación / tratamiento / quema / eficiencia / número de "open flares", no. de flares encendidas en la visitas, sistema de asegurar su funcionamiento)	Quemadores conectados a varios pozos Se revisa periódicamente la (2 o más veces al día) que los quemadores operando esten encendidos.
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Quema de residuos?	No
Orden/Limpieza	Adecuado, según lo que se pudo apreciar
Cobertura final (actual o planificada) / impermeabilización.	Todavía no
Tipo de operación	Sitio de disposición de residuos sólidos, mecánicamente y anaeróbicamente manaejado.

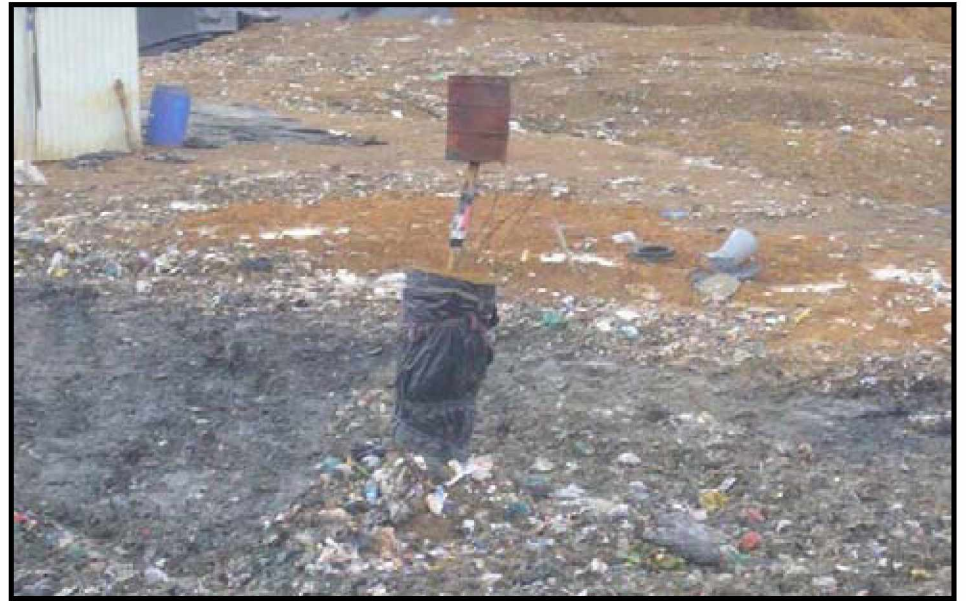
5. IMPACTOS AMBIENTALES (actuales/potenciales): Apreciados en la visita			
Componente	Bajo	Medio	Alto
Aire	X		
Agua subterránea	ND		
Agua superficial	X		
Suelos		X	
Riesgos para la salud (p.ej. explosión)	X		
Paisaje, olores u otro		X	

7. OTROS	
Otras actividades en el sitio (p.ej. reciclaje)	No.
Presencia de buzos	No.
Distancia a casas / poblaciones	Contiguo
Quejas sobre olores?	ND
Proyectos relevantes proyectados (p.ej. compostaje, reciclaje, captación gas)	Proyecto de reciclaje (centro de acopio) proyectado; ya se construyó un techo.

8. INFORMACIONES RELEVANTES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	
Estación de distribución más cercana, área disponible	
Distancias para interconectarse, sub-estación	

9. INFORMACIONES REFERENTE A UN PROYECTO DE CAPTACION DE BIOGAS (SI APLICA)	
Existe proyecto? (De MDL, EE o solo colección)	
Tipo de proyecto:	
captación y quema / generación eléctrica / utilización de gas	
Estado de planificación:	
estudio / estimación de costos	
Proyección de reducciones de emisiones	

FOTOS DEL SITIO



Anexo 9: Características del Relleno Sanitario Los Mangos

Nombre: **Relleno Sanitario Los Mangos**

Dirección: **San José de Alajuela**

1. ANTECEDENTES GENERALES	
Administración/Operación/Otros operadores en el pasado	WPP
Propiedad del terreno/ Dilucidar "ownership" ampliamente	WPP
Contratista (si hubiera)	-

2. CARACTERÍSTICAS DEL SITIO Y CONSTRUCCION	
Superficie	22. hectáreas
Tipo/clase de suelo	Arcilloso
Espesor promedio de residuos	Promedio: 27m, min. 15m, máx. 42m
Tipo de construcción (p.ej. celdas) Tamaño promedio de	7 Celdas.
Sello de fondo / impermeabilización	Sí, hay una membrana en la parte inferior
Temperatura media (últimos 8 años preferiblemente)	16 - 29 °C
Precipitación media anual	789.6 mm
otros	-

3. RESIDUOS DEPOSITADOS (HASTA LA FECHA) Y FUTUROS	
Cantidad total	2.395.000 tons
Año / mes arranque de operación	1995
Tipos de residuos y cantidades respectivas (registro)	Ordinarios e industriales
Volúmenes depositados sobre el tiempo (t/d; t/a)	Aprox. 800 tons/día
Disposición de residuos peligrosos?	No
Registro de entrada (tipos/cantidades/segmentos de origen) / Control de entrada	Báscula y software de registro
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Proyección de disposición futura (cantidades / tipos)	Estable hasta finales del 2010.
Vida útil restante (capacidad técnica)	Aprox. 2 años
Año / mes de cierre previsto	2010

4. OPERACION	
Método de operación Profundidad de las capas de residuos/celdas actual y previsto (estudios topográficos)	Recepción, distribución de la basura en un solo frente, tapado.
Maquinaria / compactación cuantas, de que tipo? Nivel de tabla de agua? Nivel freático	Compactador, Bulldozer
Superficie utilizada	Aprox. 16 hectáreas.
Frecuencia cobertura	Diaria
Control de lixiviados (captación / tratamiento) Hay fugas de lixiviados (entradas de aire)?	Toda se canaliza hacia una planta de tratamiento de tipo anaeróbico.
Control de biogás (captación / tratamiento / quema / eficiencia / número de "open flares", no. de flares encendidas en la visitas, sistema de asegurar su funcionamiento)	Actualmente cuenta con un sistema de quemado pasivo.
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Quema de residuos?	No
Orden/Limpieza apreciado, parámetro relativo	Adecuado
Cobertura final (actual o planificada) / impermeabilización. Obligación legal, estándares de la empresa	Cobertura final se hará con suelo
Tipo de operación	

5. IMPACTOS AMBIENTALES (actuales/potenciales): Apreciados en la visita			
Componente	Bajo	Medio	Alto
Aire	X		
Agua subterránea	ND		
Agua superficial		X	
Suelos		X	
Riesgos para la salud (p.ej. explosión)	X		
Paisaje, olores u otro		X	

7. OTROS	
Otras actividades en el sitio (p.ej. reciclaje)	No.
Presencia de buzos	No.
Distancia a casas / poblaciones	
Quejas sobre olores?	Casa más cercana aprox. 500m.
Proyectos relevantes proyectados (p.ej. compostaje, reciclaje, captación gas)	Instalación de un sistema activo de captación y quemado del biogás

8. INFORMACIONES RELEVANTES PARA LA GENERACION ELECTRICA	
Estación de distribución más cercana, área disponible	Distancias para interconectarse, sub-estación

No existe estación lo suficientemente cercana para conducir los gases.

9. INFORMACIONES REFERENTE A UN PROYECTO DE CAPTACIÓN DE BIOGAS (SI APLICA)	
Existe proyecto? (De MDL, EE o solo colección de gases)	
Tipo de proyecto:	
captación y quema / generación eléctrica / utilización de gas	Sí, actualmente existe un proyecto MDL en proceso de registro, el cual contempla la instalación de un sistema activo de captación y quemado del biogás del relleno (sin generación eléctrica). Reducciones proyectadas: 492.676 tons de CO2 equivalente.
Estado de planificación: estudio / estimación de costos	
Proyección de reducciones de emisiones	

FOTOS DEL SITIO



Anexo 10: Características del Relleno Sanitario Los Pinos

Nombre: **Relleno Sanitario Los Pinos (también conocido como relleno de Navarro)**

Dirección: **Concavas, Navarro, Cartago**

Juan Diego, Responsable Técnico / José Contreras, encargado de administración

1. ANTECEDENTES GENERALES	
Administración/Operación/Otros operadores en el pasado	Actualmente WPP (2000). Anteriormente, Municipalidad de Cartago
Propiedad del terreno/ Dilucidar "ownership" ampliamente	Municipalidad de Cartago
Contratista (si hubiera)	-

2. CARACTERÍSTICAS DEL SITIO Y CONSTRUCCION	
Superficie	5.3 hectáreas
Tipo/clase de suelo	Arcilloso, pero hay zonas de Limo
Espesor promedio de residuos	12 (actuales) -25 (primeras) metros
Tipo de construcción (p.ej. celdas) Tamaño promedio de	Celdas, listas 1,2,3 y las nuevas son 4 y 5
Sello de fondo / impermeabilización	SI, hay una membrana en la parte inferior
Temperatura media (últimos 8 años preferiblemente)	Ver IMN
Precipitación media anual	Ver IMN
otros	-

3. RESIDUOS DEPOSITADOS (HASTA LA FECHA) Y FUTUROS	
Cantidad total	Documento de apoyo (Correo de Juan Diego)
Año / mes arranque de operación	Hace aproximadamente 38 años, como vertedero hasta año 2000
Tipos de residuos y cantidades respectivas (registro)	Ordinarios e industriales
Volúmenes depositados sobre el tiempo (t/d; t/a)	300-320 tons/día
Disposición de residuos peligrosos?	No
Registro de entrada (tipos/cantidades/segmentos de origen) / Control de entrada	Igual al sistema en Los Mangos, báscula y software de registro
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Proyección de disposición futura (cantidades / tipos)	Se prevé un ligero incremento en los volúmenes recibidos
Vida útil restante (capacidad técnica)	aprox. 3 años al ritmo actual
Año / mes de cierre previsto	No hay uno definido

4. OPERACION	
Método de operación Profundidad de las capas de residuos/celdas actual y previsto (estudios topográficos)	Recepción, distribución de la basura en un solo frente, tapado (no se observó). Profundidad, ver sección 2 anterior
Maquinaria / compactación cuantas, de que tipo? Nivel de tabla de agua? Nivel freático	Equipo escaso e inadecuado durante la visita: 2 tractores, 1 grande de orugas y 1 cargador frontal, no había compactador
Superficie utilizada	SI
Frecuencia cobertura	ND
Control de lixiviados (captación / tratamiento) Hay fugas de lixiviados (entradas de aire)?	Toda se canaliza hacia una planta de tratamiento de tipo anaeróbico. Se procesan aprox. 10-15 m ³ /día. Hay fugas por falta de sello
Control de biogás (captación / tratamiento / quema / eficiencia / número de "open flares", no. de flares encendidas en la visitas, sistema de asegurar su funcionamiento)	Quemado pasivo, open flare con 18 pebeteros de los cuales 4 estaban encendidos. Distribución muy irregular
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Quema de residuos?	No
Orden/Limpieza apreciado, parámetro relativo	Adecuado
Cobertura final (actual o planificada) / impermeabilización. Obligación legal, estándares de la empresa	Planificada para el verano: 60 cm de material arcilloso, sello de fugas de lixiviados. Conducción efectiva de pluviales. Sistema anaeróbico manejado
Tipo de operación	

5. IMPACTOS AMBIENTALES (actuales/potenciales): Apreciados en la visita			
Componente	Bajo	Medio	Alto
Aire	X		
Agua subterránea	ND		
Agua superficial	X		
Suelos		X	
Riesgos para la salud (p.ej. explosión)	X		
Paisaje, olores u otro		X	

7. OTROS	
Otras actividades en el sitio (p.ej. reciclaje)	No.
Presencia de buzos	No.
Distancia a casas / poblaciones	Casa más cercana aprox. 500m. Población más cercana (Navarro) aprox. 2km
Quejas sobre olores?	
Proyectos relevantes proyectados (p.ej. compostaje, reciclaje, captación gas)	Ninguno

8. INFORMACIONES RELEVANTES PARA LA GENERACION ELECTRICICA	
Estación de distribución más cercana, área disponible	Distancias para interconectarse, sub-estación
Sub-estación: Cóncavas	
Distancia: aprox. 2km	

9. INFORMACIONES REFERENTE A UN PROYECTO DE CAPTACION DE BIOGAS (SI APLICA)		
Existe proyecto? (De MDL, EE o solo colección de gases)		No. Pero si habría espacio físico para desarrollar eventualmente uno.
Tipo de proyecto:		
captación y quema / generación eléctrica / utilización de gas		
Estado de planificación: estudio / estimación de costos		
Proyección de reducciones de emisiones		

FOTOS DEL SITIO



Anexo 11: Características del Botadero Municipal de Pérez Zeledón

Nombre: **Botadero Municipal de Pérez Zeledón**

Dirección: **Barrio Cocorí, Pérez Zeledón**

1. ANTECEDENTES GENERALES	
Administración/Operación/Otros operadores en el pasado	Municipalidad de Pérez Zeledón
Propiedad del terreno/ Dilucidar "ownership" ampliamente	
Contratista (si hubiera)	

2. CARACTERISTICAS DEL SITIO Y CONSTRUCCION	
Superficie	
Tipo/clase de suelo	
Espesor promedio de residuos	
Tipo de construcción (p.ej. celdas) Tamaño promedio de celdas (ton de basura, años de llenado, volumen)	
Sello de fondo / impermeabilización	
Temperatura media (últimos 8 años preferiblemente)	
Precipitación media anual	
otros	

3. RESIDUOS DEPOSITADOS (HASTA LA FECHA) Y FUTUROS	
Cantidad total	
Año / mes arranque de operación	
Tipos de residuos y cantidades respectivas (registro)	Residuos ordinarios domesticos e industriales
Volúmenes depositados sobre el tiempo (t/d; t/a)	Aprox. 100 tons/dia
Disposición de residuos peligrosos?	No existe control
Registro de entrada (tipos/cantidades/segmentos de origen) / Control de entrada	Depósito de la basura luego del pago respectivo al encargado del botadero
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Proyección de disposición futura (cantidades / tipos)	
Vida útil restante (capacidad técnica)	No hay una fecha definida, sin embargo se estima pronto debido a la construcción del nuevo relleno sanitario
Año / mes de cierre previsto	

4. OPERACION	
Método de operación Profundidad de las capas de residuos/celdas actual y previsto (estudios topográficos)	
Maquinaria / compactación cuantas, de que tipo? Nivel de tabla de agua? Nivel freático	1 tractor. No hay información disponible de nivel freático
Superficie utilizada	
Frecuencia cobertura	Aprox. 1 vez por semana
Control de lixiviados (captación / tratamiento)	No hay planta de lixiviados
Hay fugas de lixiviados (entradas de aire)?	Numerosas
Control de biogás (captación / tratamiento / quema / eficiencia / número de "open flares", no. de flares encendidas en la visitas, sistema de asegurar su funcionamiento)	No existe control de biogás
Existencia de análisis de composición de residuos	No
Quema de residuos?	No
Orden/Limpieza	Desordenado, sucio
Cobertura final (actual o planificada) / impermeabilización.	No
Tipo de operación	Botadero a cielo abierto

5. IMPACTOS AMBIENTALES (actuales/potenciales): Apreciados en la visita			
Componente	Bajo	Medio	Alto
Aire	X		
Agua subterránea	ND		
Agua superficial		X	
Suelos			X
Riesgos para la salud (p.ej. explosión)	X		
Paisaje, olores u otro			X

7. OTROS	
Otras actividades en el sitio (p.ej. reciclaje)	No
Presencia de buzos	Si
Distancia a casas / poblaciones	Contiguo
Quejas sobre olores?	ND
Proyectos relevantes proyectados (p.ej. compostaje, reciclaje, captación gas)	Cierre del botadero y apertura de un relleno sanitario

8. INFORMACIONES RELEVANTES PARA LA GENERACION ELÉCTRICA	
Estación de distribución más cercana, área disponible	
Distancias para interconectarse, sub-estación	

9. INFORMACIONES REFERENTE A UN PROYECTO DE CAPTACION DE BIOGAS (SI APLICA)	
Existe proyecto? (De MDL, EE o solo colección)	
Tipo de proyecto:	
captación y quema / generación eléctrica / utilización de gas	
Estado de planificación:	
estudio / estimación de costos	
Proyección de reducciones de emisiones	No existe ningún proyecto de este tipo

FOTOS DEL SITIO



Anexo 12: Características del Vertedero Zagala

Nombre: **Vertedero Zagala**

Dirección: **Monte de Oro, Miramar, Puntarenas**

1. ANTECEDENTES GENERALES	
Administración/Operación/Otros operadores en el pasado	Administración y operación por Munic. de Puntarenas
Propiedad del terreno/ Dilucidar "ownership" ampliamente	Municipalidad de Puntarenas
Contratista (si hubiera)	

2. CARACTERISTICAS DEL SITIO Y CONSTRUCCION	
Superficie	2.5 ha, 1.5 ha actualmente utilizadas, 1 ha más para el futuro
Tipo/clase de suelo	tobas, arenas, gravas
Espesor promedio de residuos	en promedio 25 metros (estimación de IFAM)
Tipo de construcción (p.ej. celdas) Tamaño promedio de celdas (ton de basura, años de llenado, volumen)	Celdas
Sello de fondo / impermeabilización	no hay
Temperatura media (últimos 8 años preferiblemente)	
Precipitación media anual	
otros	

3. RESIDUOS DEPOSITADOS (HASTA LA FECHA) Y FUTUROS	
Cantidad total	
Año / mes arranque de operación	Hace aprox. 30 años
Tipos de residuos y cantidades respectivas (registro)	Principalmente residuos domiciliarios, actualmente de las municipalidades de Puntarenas, Monteverde, Miramar y 2 municipalidades más
Volúmenes depositados sobre el tiempo (t/d; t/a)	180-200 tons/día
Disposición de residuos peligrosos?	ND
Registro de entrada (tipos/cantidades/segmentos de origen) / Control de entrada	no hay
Existencia de análisis de composición de residuos	
Proyección de disposición futura (cantidades / tipos)	
Vida útil restante (capacidad técnica)	Se estiman 4 años más de vida útil
Año / mes de cierre previsto	No hay fecha definida

4. OPERACION	
Método de operación Profundidad de las capas de residuos/celdas actual y previsto (estudios topográficos)	Vertedero conoperación
Maquinaria / compactación cuantas, de que tipo? Nivel de tabla de agua? Nivel freático	1 cargador frontal, 1 bulldozer
Superficie utilizada	
Frecuencia cobertura	diariamente
Control de lixiviados (captación / tratamiento)	captación de una parte de los lixiviados, recirculación
Hay fugas de lixiviados (entradas de aire)?	
Control de biogás (captación / tratamiento / quema / eficiencia / número de "open flares", no. de flares encendidas en la visitas, sistema de asegurar su funcionamiento)	no hay
Existencia de análisis de composición de residuos	
Quema de residuos?	
Orden/Limpieza	
Cobertura final (actual o planificada) / impermeabilización.	previsto
Tipo de operación	

5. IMPACTOS AMBIENTALES (actuales/potenciales): Apreciados en la visita			
Componente	Bajo	Medio	Alto
Aire		x	
Agua subterránea			x
Agua superficial			x
Suelos			x
Riesgos para la salud (p.ej. explosión)		x	
Paisaje, olores u otro			

7. OTROS	
Otras actividades en el sitio (p.ej. reciclaje)	
Presencia de buzos	Si
Distancia a casas / poblaciones	
Quejas sobre olores?	
Proyectos relevantes proyectados (p.ej. compostaje, reciclaje, captación gas)	El cierre técnico del botadero incluye el tratamiento del biogás. Previsto nuevo relleno sanitario en 4 años más.

8. INFORMACIONES RELEVANTES	
Estación de distribución más cercana, área disponible	
PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	Distancias para interconectarse, sub-estación cercana

9. INFORMACIONES REFERENTE A UN PROYECTO DE CAPTACION DE BIOGAS (SI APLICA)	
Existe proyecto? (De MDL, EE o solo colección)	
Tipo de proyecto:	
captación y quema / generación eléctrica / utilización de gas	
Estado de planificación:	
estudio / estimación de costos	
Proyección de reducciones de emisiones	El cierre técnico del botadero incluirá el tratamiento del biogás

FOTOS DEL SITIO





Approved consolidated baseline methodology ACM0001

“Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities”

I. SOURCE AND APPLICABILITY

Sources

This methodology is based on elements from the following approved proposals for baseline methodologies:

- AM0002: Greenhouse Gas Emission Reductions through Landfill Gas Capture and Flaring where the Baseline is established by a Public Concession Contract (approved based on proposal NM0004-rev: Salvador da Bahia landfill gas project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by ICF Consulting (version 03, June 2003);
- AM0003: Simplified financial analysis for landfill gas capture projects (approved based on proposal NM0005: Nova Gerar landfill gas to energy project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by EcoSecurities Ltd. (version 14, July 2003) for the Carbon Finance Unit of the World Bank);
- AM0010: Landfill gas capture and electricity generation projects where landfill gas capture is not mandated by law (approved based on proposal NM0010-rev: Durban-landfill-gas-to-electricity project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by Prototype Carbon Fund of the World Bank (April 2003);
- AM0011: Landfill gas recovery with electricity generation and no capture or destruction of methane in the baseline scenario (approved based on proposal NM0021: Cerupt methodology for landfill gas recovery, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by Onyx (July 2003).

For more information regarding the proposals and its considerations by the Executive Board please refer to the cases on <<http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>>.

The methodology also refers to the latest version of the following tools¹:

- “Tool for the demonstration and assessment of additionality”;
- “Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane”;
- “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”;
- “Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion”;
- “Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality”;
- “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”;
- “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

Selected approach from paragraph 48 of the CDM modalities and procedures

“Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment.”

¹ Please refer to <<http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>>.



Applicability

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; and/or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy);
- c) The captured gas is used to supply consumers through natural gas distribution network. If emissions reductions are claimed for displacing natural gas, project activities may use approved methodology AM0053.

In addition, the applicability conditions included in the tools referred to above apply.

II. BASELINE METHODOLOGY

Project Boundary

The project boundary is the site of the project activity where the gas is captured and destroyed/used.

If the electricity for project activity is sourced from grid or electricity generated by the LFG captured would have been generated by power generation sources connected to the grid, the project boundary shall include all the power generation sources connected to the grid to which the project activity is connected.

If the electricity for project activity is from a captive generation source or electricity generated by the captured LFG would have been generated by a captive power plant, the captive power plant shall be included in the project boundary.

**Table 1: Summary of gases and sources included in the project boundary, and justification / explanation where gases and sources are not included.**

	Source	Gas	Included?	Justification / Explanation
Baseline	Emissions from decomposition of waste at the landfill site	CH ₄	Yes	The major source of emissions in the baseline
		N ₂ O	No	N ₂ O emissions are small compared to CH ₄ emissions from landfills. Exclusion of this gas is conservative.
		CO ₂	No	CO ₂ emissions from the decomposition of organic waste are not accounted.
	Emissions from electricity consumption	CO ₂	Yes	Electricity may be consumed from the grid or generated onsite/offsite in the baseline scenario
		CH ₄	No	Excluded for simplification. This is conservative.
		N ₂ O	No	Excluded for simplification. This is conservative.
	Emissions from thermal energy generation	CO ₂	Yes	If thermal energy generation is included in the project activity
		CH ₄	No	Excluded for simplification. This is conservative.
		N ₂ O	No	Excluded for simplification. This is conservative.
Project Activity	On-site fossil fuel consumption due to the project activity other than for electricity generation	CO ₂	Yes	May be an important emission source.
		CH ₄	No	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
		N ₂ O	No	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
	Emissions from on-site electricity use	CO ₂	Yes	May be an important emission source.
		CH ₄	No	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
		N ₂ O	No	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.

Procedure for the selection of the most plausible baseline scenario***Step 1: Identification of alternative scenarios.***

Project participants should use step 1 of the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”, to identify all realistic and credible baseline alternatives. In doing so, relevant policies and regulations related to the management of landfill sites should be taken into account. Such policies or regulations may include mandatory landfill gas capture or destruction requirements because of safety issues or local environmental regulations.² Other policies could include local policies promoting productive use of landfill gas such as those for the production of renewable energy, or those that promote the processing of organic waste. In addition, the assessment of alternative scenarios should take into account local economic and technological circumstances.

² The project developer must bear in mind the relevant clarifications on the treatment of national and/or sectoral policies and regulations in determining a baseline scenario as per Annex 3 to the Executive Board 22nd meeting and any other forthcoming guidance from the Board on this subject.



National and/or sectoral policies and circumstances must be taken into account in the following ways:

- In Sub-step 1b of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”, the project developer must show that the project activity is not the only alternative that is in compliance with all regulations (e.g. because it is required by law);
- Via the adjustment factor AF in the baseline emissions project participants must take into account that some of the methane generated in the baseline may be captured and destroyed to comply with regulations or contractual requirements;
- The project participants must monitor all relevant policies and circumstances at the beginning of each crediting period and adjust the baseline accordingly.

Alternatives for the disposal/treatment of the waste in the absence of the project activity, i.e. the scenario relevant for estimating baseline methane emissions, to be analysed should include, inter alia:

LFG1. The project activity (i.e. capture of landfill gas and its flaring and/or its use) undertaken without being registered as a CDM project activity.

LFG2. Atmospheric release of the landfill gas or partial capture of landfill gas and destruction to comply with regulations or contractual requirements, or to address safety and odour concerns.

If LFG is used for generation of electric or heat energy for export to a grid and/or to a nearby industry or used on-site, realistic and credible alternatives should also be separately determined for:

- Power generation in the absence of the project activity;
- Heat generation in the absence of the project activity.

For power generation, the realistic and credible alternative(s) may include, inter alia:

- P1. Power generated from landfill gas undertaken without being registered as CDM project activity.
- P2. Existing or construction of a new on-site or off-site fossil fuel fired cogeneration plant.
- P3. Existing or construction of a new on-site or off-site renewable based cogeneration plant.
- P4. Existing or construction of a new on-site or off-site fossil fuel fired captive power plant.
- P5. Existing or construction of a new on-site or off-site renewable based captive power plant.
- P6. Existing and/or new grid-connected power plants.

For heat generation, the realistic and credible alternative(s) may include, inter alia:

- H1. Heat generated from landfill gas undertaken without being registered as CDM project activity.
- H2. Existing or Construction of a new on-site or off-site fossil fuel fired cogeneration plant.
- H3. Existing or Construction of a new on-site or off-site renewable based cogeneration plant.
- H4. Existing or new construction of on-site or off-site fossil fuel based boilers.
- H5. Existing or new construction of on-site or off-site renewable energy based boilers.
- H6. Any other source such as district heat, and
- H7. Other heat generation technologies (e.g. heat pumps or solar energy).

Step 2: Identify the fuel for the baseline choice of energy source taking into account the national and/or sectoral policies as applicable.

Demonstrate that the identified baseline fuel is available in abundance in the host country and there is no supply constraint. In case of partial supply constraints (seasonal supply), the project participants may consider an alternative fuel that result in lowest baseline emissions during the period of partial supply.



Detailed justification shall be provided for the selected baseline fuel. As a conservative approach, the lowest carbon intensive fuel such as natural gas through out the period may be used.

Note: Steps 3 and 4 shall be applied for each component of the baseline, i.e. baseline for waste treatment, electricity generation and heat generation.

Step 3: Step 2 and/or step 3 of the latest approved version of the “Tool for demonstration and assessment of additionality” shall be used to assess which of these alternatives should be excluded from further consideration (e.g. alternatives facing prohibitive barriers or those clearly economically unattractive).

Step 4: Where more than one credible and plausible alternative remains, project participants shall, as a conservative assumption, use the alternative baseline scenario that results in the lowest baseline emissions as the most likely baseline scenario. The least emission alternative will be identified for each component of the baseline scenario. In assessing these scenarios, any regulatory or contractual requirements should be taken into consideration.

Note: The methodology is only applicable if:

- (a) The most plausible baseline scenario for the landfill gas is identified as either the atmospheric release of landfill gas or landfill gas is partially captured and subsequently flared (LFG2).
- (b) The most plausible baseline scenario for the energy component of the baseline scenario is one of the following scenarios described in Table 2 below.

Table 2: Combinations of baseline options and scenarios applicable to this methodology

Scenario	Baseline			Description of situation
	Landfill gas	Electricity	Heat	
1	LFG2	P4 or P6	H4	The atmospheric release of landfill gas or landfill gas is partially captured and subsequently flared. The electricity is obtained from an existing/new fossil based captive power plant or from the grid and heat from an existing/new fossil fuel based boiler.

As an alternative to the procedure given above the “Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality” could be used. Same additional guidance as provided above should be used.

Additionality

The additionality of the project activity shall be demonstrated and assessed using the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality” agreed by the CDM Executive Board, which is available on the UNFCCC CDM web site³.

If the “Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality” is used for the selection of the most plausible baseline scenario this same tool should be used for the demonstration of additionality.

³ Please refer to: <<http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>>.

**Baseline emissions**

$$BE_y = (MD_{project,y} - MD_{BL,y}) * GWP_{CH4} + EL_{LFG,y} \cdot CEF_{elec,BL,y} + ET_{LFG,y} * CEF_{ther,BL,y} \quad (1)$$

Where:

- BE_y = Baseline emissions in year y (tCO₂e)
- $MD_{project,y}$ = The amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year, in tonnes of methane (tCH₄) in project scenario
- $MD_{BL,y}$ = The amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project due to regulatory and/or contractual requirement, in tonnes of methane (tCH₄)
- GWP_{CH4} = Global Warming Potential value for methane for the first commitment period is 21 tCO₂e/tCH₄
- $EL_{LFG,y}$ = Net quantity of electricity produced using LFG, which in the absence of the project activity would have been produced by power plants connected to the grid or by an on-site/off-site fossil fuel based captive power generation, during year y, in megawatt hours (MWh).
- $CEF_{elec,BL,y}$ = CO₂ emissions intensity of the baseline source of electricity displaced, in tCO₂e/MWh. This is estimated as per equation (9) below.
- $ET_{LFG,y}$ = The quantity of thermal energy produced utilizing the landfill gas, which in the absence of the project activity would have been produced from onsite/offsite fossil fuel fired boiler, during the year y in TJ.
- $CEF_{ther,BL,y}$ = CO₂ emissions intensity of the fuel used by boiler to generate thermal energy which is displaced by LFG based thermal energy generation, in tCO₂e/TJ. This is estimated as per equation (10) below.

In the case where the $MD_{BL,y}$ is given/defined in the regulation and/or contract as a quantity that quantity will be used. In situations where in the baseline LFG captured and destroyed, for reasons other than regulation and/or contract, historic data on actual amount captured shall be used as $MD_{BL,y}$.

In cases where regulatory or contractual requirements do not specify $MD_{BL,y}$ or no historic data exists for LFG captured and destroyed an “Adjustment Factor” (AF) shall be used and justified, taking into account the project context.

$$MD_{BL,y} = MD_{project,y} * AF \quad (2)$$

Guidance on estimating AF:

- In cases where a **specific system for collection and destruction of methane** is mandated by regulatory or contractual requirements or is undertaken for other reasons, the ratio of the destruction efficiency of the baseline system to the destruction efficiency of the system used in the project activity shall be used. The following procedure should be followed:

*Step 1: Estimation of the destruction efficiency of the system*

a. In situations where the baseline specific system for collection and destruction of methane installed and operating prior to implementation of the project activity and measurements of the amount of methane that is destroyed are available then the following equation will be used:

$$\varepsilon_{BL} = MD_{Hist} / MG_{Hist} \quad (3)$$

Where:

- ε_{BL} = Destruction efficiency of the baseline system (fraction)
- MD_{Hist} = Amount of methane destroyed historically measured for the previous year before the start of project activity (tCH₄).
- MG_{Hist} = Amount of methane generated historically for the previous year before the start of project activity, estimated using the actual amount of waste disposed in the landfill as per the latest version of the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”(tCH₄).

While estimating ex-ante methane emissions, that are generated in the landfill with latest version of the approved “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site” the following guidance should be taken into account:

- In the tool, x will refer to the year since the landfill started receiving wastes [x runs from the first year of landfill operation (x=1) to the year for which emissions are calculated (x=y)].
- Sampling to determine the different waste types is not necessary. The waste composition can be obtained from previous studies.

b. In cases, where the baseline system for collection and destruction of methane is **not** installed prior to project implementation and/or measurements of the amount of methane that is destroyed are **not** available then the destruction efficiency of the system mandated by regulatory or contractual requirements (ε_{BL}) should be assumed to be equal to the theoretical efficiency of the specific system for collection and destruction of methane that is defined in the regulation or contract. In other cases, a procedure for estimating the amount of landfill gas that would be captured in absence of the project activity shall be provided in the CDM-PDD validated by the DOE. This procedure shall be used to estimate the MD_{Hist} in equation 3 above to estimate the baseline destruction efficiency.

c. In cases where a specific percentage of the “generated” amount of methane to be collected and destroyed is specified in the contract or mandated by regulations, the efficiency of the baseline system (ε_{BL}) is equal to the defined specific percentage.

*Step 2: Estimation of the destruction efficiency of the system used in the project activity***Option 1:**

The destruction efficiency of the system used in the project activity is estimated once and remains fixed for the whole crediting period and will be estimated as follows:



$$\varepsilon_{PR} = MD_{project,1} / MG_{PR,1} \quad (4)$$

Where:

- ε_{PR} = Destruction efficiency of the system used in the project activity that will remain fixed for the whole crediting period (fraction)
- $MD_{project,1}$ = Amount of methane destroyed by the project activity during the first year of the project activity (tCH₄)
- $MG_{PR,1}$ = Amount of methane generated during the first year of the project activity estimated using the actual amount of waste disposed in the landfill as per the latest version of the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”, see guidance in Step 1 (tCH₄)

Option 2:

The destruction efficiency of the system used in the project activity is estimated every year as follows:

$$\varepsilon_{PR,y} = MD_{project,y} / MG_{PR,y} \quad (5)$$

Where:

- $\varepsilon_{PR,y}$ = Destruction efficiency of the system used in the project activity for year y (fraction)
- $MD_{project,y}$ = Amount of methane destroyed by the project activity during the year y of the project activity (tCH₄).
- $MG_{PR,y}$ = Amount of methane generated during year y of the project activity estimated using the actual amount of waste disposed in the landfill as per the latest version of the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”, see further guidance in Step 1 (tCH₄).

Step 3: Estimation of the adjustment factor (AF)

If option 1 is used in step 2 then:

$$AF = \varepsilon_{BL} / \varepsilon_{PR} \quad (6)$$

If option 2 is used in step 2 then:

$$AF_y = \varepsilon_{BL} / \varepsilon_{PR,y} \quad (7)$$

Where:

AF_y Adjustment factor for year y, this factor will be used in equation 2 in place of AF

Project proponents should provide an ex ante estimate of emissions reductions, by projecting the future GHG emissions of the landfill as specified below.

$MD_{project,y}$ will be determined *ex post* by metering the actual quantity of methane captured and destroyed once the project activity is operational.



The methane destroyed by the project activity ($MD_{project,y}$) during a year is determined by monitoring the quantity of methane actually flared and gas used to generate electricity and/or produce thermal energy and/or supply to end users via natural gas distribution pipeline, if applicable, and the total quantity of methane captured.

The sum of the quantities fed to the flare(s), to the power plant(s), to the boiler(s) and to the natural gas distribution network (estimated using equation (3)) must be compared annually with the total quantity of methane generated. The lowest value of the two must be adopted as $MD_{project,y}$. The following procedure applies when the total quantity of methane generated is the highest. The working hours of the energy plant(s) and the boiler(s) should be monitored and no emission reduction could be claimed for methane destruction in the energy plant or the boiler during non-operational hours.

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y} + MD_{PL,y} \quad (8)$$

Where:

- $MD_{flared,y}$ = Quantity of methane destroyed by flaring (tCH₄)
- $MD_{electricity,y}$ = Quantity of methane destroyed by generation of electricity (tCH₄)
- $MD_{thermal,y}$ = Quantity of methane destroyed for the generation of thermal energy (tCH₄)
- $MD_{PL,y}$ = Quantity of methane sent to the pipeline for feeding to the natural gas distribution network (tCH₄)

Right Hand Side of the equation (3) is sum over all the points of captured methane use in case the methane is flared in more than one flare, and/or used in more than one electricity generation source, and/or more than one thermal energy generator. The supply to each point of methane destruction, through flaring or use for energy generation, shall be measured separately.

$$MD_{flared,y} = \{LFG_{flare,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4}\} - (PE_{flare,y} / GWP_{CH_4}) \quad (9)$$

Where:

- $LFG_{flare,y}$ = Quantity of landfill gas fed to the flare(s) during the year measured in cubic meters (m³)
- $w_{CH_4,y}$ = Average methane fraction of the landfill gas as measured⁴ during the year and expressed as a fraction (in m³ CH₄ / m³ LFG)
- D_{CH_4} = Methane density expressed in tonnes of methane per cubic meter of methane (tCH₄/m³CH₄)⁵
- $PE_{flare,y}$ = Project emissions from flaring of the residual gas stream in year y (tCO_{2e}) determined following the procedure described in the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”. If methane is flared through more than one flare, the $PE_{flare,y}$ shall be determined for each flare using the tool.

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} \quad (10)$$

⁴ Methane fraction of the landfill gas to be measured on wet basis.

⁵ At standard temperature and pressure (0 degree Celsius and 1,013 bar) the density of methane is 0.0007168 tCH₄/m³CH₄.



Where:

$MD_{electricity,y}$ = Quantity of methane destroyed by generation of electricity

$LFG_{electricity,y}$ = Quantity of landfill gas fed into electricity generator.

$$MD_{thermal,y} = LFG_{thermal,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} \quad (11)$$

Where $MD_{thermal,y}$ is the quantity of methane destroyed for the generation of thermal energy and $LFG_{thermal,y}$ is the quantity of landfill gas fed into the boiler.

$$MD_{PL,y} = LFG_{PL,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} \quad (12)$$

Where $LFG_{PL,y}$ is the quantity of landfill gas sent to pipeline for feeding to the natural gas distribution network

Ex-ante estimation of the the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year, in tonnes of methane ($MD_{project,y}$)

The ex-ante estimation of the the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year, in tonnes of methane ($MD_{project,y}$) will be done with the latest version of the approved “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”, considering the following additional equation:

$$MD_{project,y} = BE_{CH_4,SWDS,y}/GWP_{CH_4} \quad (13)$$

Where:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$ = Methane generation from the landfill in the absence of the project activity at year y (tCO₂e), calculated as per the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”. The tool estimates methane generation adjusted for, using adjustment factor (f) any landfill gas in the baseline that would have been captured and destroyed to comply with relevant regulations or contractual requirements, or to address safety and odor concerns. As this is already accounted for in equation 2, “f” in the tool shall be assigned a value 0.

Furthermore the following guidance should be taken into account:

- In the tool x will refer to the year since the landfill started receiving wastes [x runs from the first year of landfill operation (x=1) to the year for which emissions are calculated (x=y)];
- Sampling to determine the different waste types is not necessary, the waste composition can be obtained from previous studies.

The efficiency of the degassing system which will be installed in the project activity should be taken into account while estimating the ex-ante estimation.

Determination of $CEF_{elec,BL,y}$

In case the baseline is electricity generated by an on-site/off-site fossil fuel fired captive power plant in the baseline, project proponents may use a default value of 0.8 tCO₂/MWh or estimate the emission factor as follows:

$$CEF_{elec,BL,y} = \frac{EF_{fuel,BL}}{\epsilon_{gen,BL} \cdot NCV_{fuel,BL}} \cdot 3.6 \quad (14)$$

Where:

- $EF_{fuel,BL}$ = Emission factor of baseline fossil fuel used, as identified in the baseline scenario identification procedure, expressed in tCO₂/mass of volume unit
- $NCV_{fuel,BL}$ = Net calorific value of fuel, as identified through the baseline identification procedure, in GJ per unit of volume or mass
- $\epsilon_{gen,BL}$ = Efficiency of baseline power generation plant
- 3.6 = Equivalent of GJ energy in a MWh of electricity

To estimate electricity generation efficiency, project participants may use the highest value among the following three values as a conservative approach:

1. Measured efficiency prior to project implementation;
2. Measured efficiency during monitoring;
3. Data from manufacturer for efficiency at full load;
4. Default efficiency of 60%.

In case the baseline is electricity generated by plants connected to the grid the emission factor should be calculated according to “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

Determination of $CEF_{ther,BL,y}$

$$CEF_{therm,BL,y} = \frac{EF_{fuel,BL}}{\epsilon_{boiler} \cdot NCV_{fuel,BL}} \quad (15)$$

Where:

- ϵ_{boiler} = The energy efficiency of the boiler used in the absence of the project activity to generate the thermal energy
- $NCV_{fuel,BL}$ = Net calorific value of fuel, as identified through the baseline identification procedure, used in the boiler to generate the thermal energy in the absence of the project activity in TJ per unit of volume or mass
- $EF_{fuel,BL}$ = Emission factor of the fuel, as identified through the baseline identification procedure, used in the boiler to generate the thermal energy in the absence of the project activity in tCO₂ / unit of volume or mass of the fuel.



To estimate boiler efficiency, project participants may choose between the following two options:

Option A

Use the highest value among the following three values as a conservative approach:

1. Measured efficiency prior to project implementation;
2. Measured efficiency during monitoring;
3. Manufacturer's information on the boiler efficiency.

Option B

Assume a boiler efficiency of 100% based on the net calorific values as a conservative approach.

In determining the CO₂ emission factors (EF_{fuel}) of fuels, reliable local or national data should be used if available. Where such data is not available, IPCC default emission factors should be chosen in a conservative manner.

$$PE_y = PE_{EC,y} + PE_{FC,j,y} \quad (16)$$

Where:

- $PE_{EC,y}$ = Emissions from consumption of electricity in the project case. The project emissions from electricity consumption ($PE_{EC,y}$) will be calculated following the latest version of "Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption". If in the baseline a part of LFG was captured then the electricity quantity used in calculation is electricity used in project activity net of that consumed in the baseline.
- $PE_{FC,j,y}$ = Emissions from consumption of heat in the project case. The project emissions from fossil fuel combustion ($PE_{FC,j,y}$) will be calculated following the latest version of "Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion". For this purpose, the processes j in the tool corresponds to all fossil fuel combustion in the landfill, as well as any other on-site fuel combustion for the purposes of the project activity. If in the baseline part of a LFG was captured then the heat quantity used in calculation is fossil fuel used in project activity net of that consumed in the baseline.

Leakage

No leakage effects need to be accounted under this methodology.

Emission Reduction

Emission reductions are calculated as follows:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (17)$$

Where:

- ER_y = Emission reductions in year y (tCO₂e/yr)
 BE_y = Baseline emissions in year y (tCO₂e/yr)
 PE_y = Project emissions in year y (tCO₂/yr)

**Data and parameters not monitored**

Data/Parameter:	Regulatory requirements relating to landfill gas projects
Data unit:	--
Description:	Regulatory requirements relating to landfill gas projects
Source of data:	The DNA shall be contacted to provide information regarding host country regulation.
Measurement procedures (if any):	
Any comment:	The information though recorded annually, is used for changes to the adjustment factor (AF) or directly $MD_{BL,y}$ at renewal of the credit period. Relevant regulations for LFG project activities shall be updated at renewal of each credit period. Changes to regulation should be converted to the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project activity ($MD_{BL,y}$). Project participants should explain how regulations are translated into that amount of gas.

Parameter:	GWP_{CH_4}
Data unit:	tCO_2e/tCH_4
Description:	Global warming potential of CH_4
Source of data:	IPCC
Measurement procedures (if any):	21 for the first commitment period. Shall be updated according to any future COP/MOP decisions.
Any comment:	

Parameter:	D_{CH_4}
Data unit:	tCH_4/m^3CH_4
Description:	Methane Density
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	At standard temperature and pressure (0 degree Celsius and 1,013 bar) the density of methane is $0.0007168 tCH_4/m^3CH_4$
Any comment:	

Parameter:	$BE_{CH_4,SWDS,y}$
Data unit:	tCO_2e
Description:	Methane generation from the landfill in the absence of the project activity at year y
Source of data:	Calculated as per the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”.
Measurement procedures (if any):	As per the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”
Any comment:	Used for ex-ante estimation of the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year



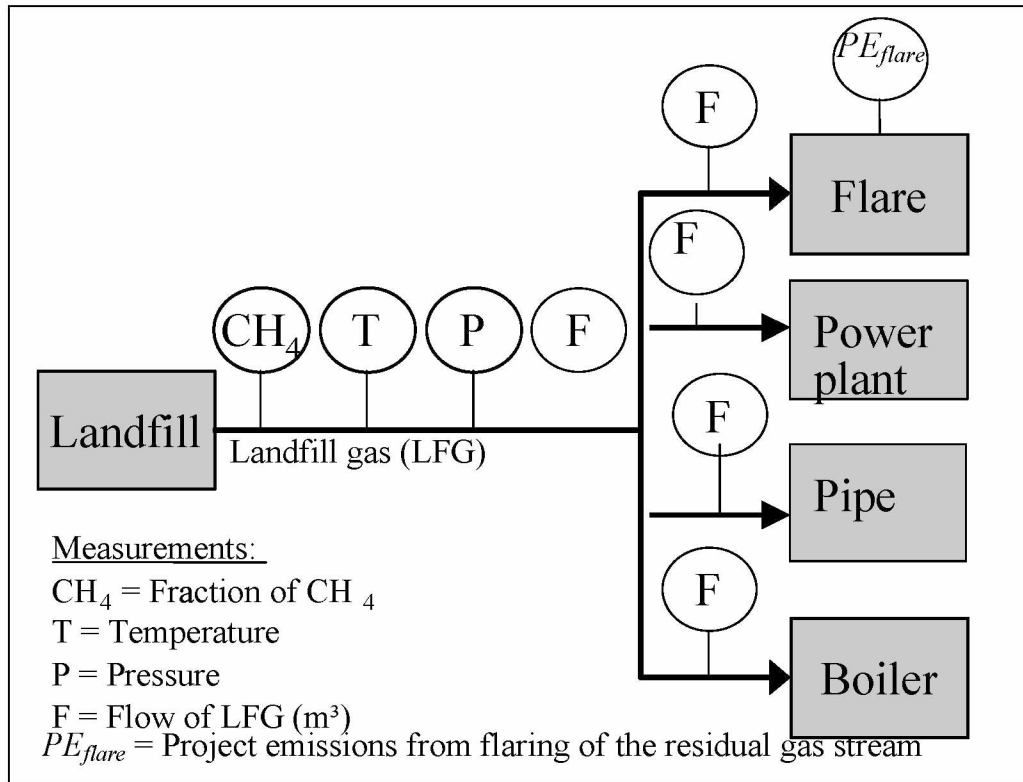
Parameter:	MD_{Hist}
Data unit:	tCH ₄
Description:	Amount of methane destroyed historically for the previous year before the start of project activity.
Source of data:	Project proponent.
Measurement procedures (if any):	
Any comment:	This parameter could be used for the estimation of AF.

Parameter:	MG_{Hist}
Data unit:	tCH ₄
Description:	Amount of methane generated historically for the previous year before the start of project activity.
Source of data:	Project proponents.
Measurement procedures (if any):	Estimated using the actual amount of waste disposed in the landfill as per the latest version of the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”
Any comment:	This parameter could be used for the estimation of AF.

III. MONITORING METHODOLOGY

The monitoring methodology is based on direct measurement of the amount of landfill gas captured and destroyed at the flare platform(s), the natural gas pipelines and the electricity generating/thermal energy unit(s) to determine the quantities as shown in Figure 1. The monitoring plan provides for continuous measurement of the quantity and quality of LFG flared. The main variables that need to be determined are the quantity of methane actually captured $MD_{project,y}$, quantity of methane flared ($MD_{flared,y}$), the quantity of methane used to generate electricity ($MD_{electricity,y}$)/thermal energy ($MD_{thermal,y}$), the quantity of methane sent to the pipeline to the natural gas distribution network ($MD_{PL,y}$) and the quantity of methane generated ($MD_{total,y}$). The methodology also measures the energy generated by use of LFG ($EL_{LFG,y}$, $ET_{LFG,y}$) and energy consumed by the project activity that is produced using fossil fuels.

Figure 1: Monitoring Plan



To determine these variables, the following parameters have to be monitored:

- The amount of landfill gas generated (in m^3 , using a continuous flow meter), where the total quantity ($LFG_{total,y}$) as well as the quantities fed to the flare(s) ($LFG_{flare,y}$), to the power plant(s) ($LFG_{electricity,y}$), sent to pipeline for feeding to the natural gas distribution network ($LFG_{PL,y}$), and to the boiler(s) ($LFG_{thermal,y}$) are measured continuously. In the case where LFG is just flared, one flow meter for each flare can be used provided that these meters used are calibrated periodically by an officially accredited entity;
- The fraction of methane in the landfill gas ($w_{CH_4,y}$) should be measured with a continuous analyzer or, alternatively, with periodical measurements, at a 95% confidence level, using calibrated portable gas meters and taking a statistically valid number of samples and accordingly the amount of landfill gas from $LFG_{total,y}$, $LFG_{flare,y}$, $LFG_{electricity,y}$, $LFG_{PL,y}$ and $LFG_{thermal,y}$ shall be monitored in the same frequency. The continuous methane analyser should be the preferred option because the methane content of landfill gas captured can vary by more than 20% during a single day due to gas capture network conditions (dilution with air at wellheads, leakage on pipes, etc.). Methane fraction of the landfill gas to be measured on wet basis;
- The parameters used for determining the project emissions from flaring of the residual gas stream in year y ($PE_{flare,y}$) should be monitored as per the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane”;



- Temperature (T) and pressure (p) of the landfill gas are required to determine the density of methane in the landfill gas;
- The quantities of fossil fuels required to operate the landfill gas project, including the pumping equipment for the collection system and energy required to transport heat, should be monitored. In projects where LFG gas is captured in the baseline to either meet the regulation or for safety reason, fossil fuel used in the baseline too should be recorded;
- The quantity of electricity imported, in the baseline and the project situation, to meet the requirements of the project activity, if any;
- The quantity of electricity exported out of the project boundary, generated from landfill gas, if any;
- Relevant regulations for LFG project activities shall be monitored and updated at renewal of each credit period. Changes to regulation should be converted to the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project activity ($MD_{BL,y}$). Project participants should explain how regulations are translated into that amount of gas;
- The operating hours of the energy plant(s) and the boiler(s).

The measurement equipment for gas quality (humidity, particulate, etc.) is sensitive, so a strong QA/QC procedure for the calibration of this equipment is needed.

Data and parameters monitored

Data / parameter:	$LFG_{total,y}$
Data unit:	m^3
Description:	Total amount of landfill gas captured at Normal Temperature and Pressure
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Flow meters should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
Any comment:	

Data / parameter:	$LFG_{flare,y}$
Data unit:	m^3
Description:	Amount of landfill gas flared at Normal Temperature and Pressure
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly for each flare.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Flow meters should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
Any comment:	



Data / parameter:	$LFG_{\text{electricity},y}$
Data unit:	m^3
Description:	Amount of landfill gas combusted in power plant at Normal Temperature and Pressure
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly for each power plant.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Flow meters should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
Any comment:	

Data / parameter:	$LFG_{\text{thermal},y}$
Data unit:	m^3
Description:	Amount of methane combusted in boiler at Normal Temperature and Pressure
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly for each boiler.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Flow meters should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
Any comment:	

Data / parameter:	$LFG_{PL,y}$
Data unit:	m^3
Description:	Amount of landfill gas sent to Pipe Line at Normal Temperature and Pressure
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly for each flare.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Flow meters should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
Any comment:	

Data / parameter:	$PE_{\text{flare},y}$
Data unit:	tCO_{2e}
Description:	Project emissions from flaring of the residual gas stream in year y
Source of data:	Calculated as per the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”.
Measurement procedures (if any):	As per the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”
Monitoring frequency:	As per the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”
QA/QC procedures:	As per the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing Methane”
Any comment:	-



Data / Parameter:	W_{CH_4}
Data unit:	$m^3 CH_4 / m^3 LFG$
Description:	Methane fraction in the landfill gas
Source of data:	To be measured continuously by project participants using certified equipment
Measurement procedures (if any):	Preferably measured by continuous gas quality analyser. Methane fraction of the landfill gas to be measured on wet basis.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	The gas analyser should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
Any comment:	

Data / parameter:	T
Data unit:	$^{\circ}C$
Description:	Temperature of the landfill gas
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured to determine the density of methane D_{CH_4} . No separate monitoring of temperature is necessary when using flow meters that automatically measure temperature and pressure, expressing LFG volumes in normalized cubic meters.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Measuring instruments should be subject to a regular maintenance and testing regime in accordance to appropriate national/international standards.
Any comment:	

Data / parameter:	P
Data unit:	Pa
Description:	Pressure of the landfill gas
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured to determine the density of methane D_{CH_4} . No separate monitoring of temperature is necessary when using flow meters that automatically measure temperature and pressure, expressing LFG volumes in normalized cubic meters.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Measuring instruments should be subject to a regular maintenance and testing regime in accordance to appropriate national/international standards.
Any comment:	



Data / parameter:	EL_{LFG}
Data unit:	MWh
Description:	Net amount of electricity generated using LFG.
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Electricity meter
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Electricity meter will be subject to regular (in accordance with stipulation of the meter supplier) maintenance and testing to ensure accuracy.
Any comment:	Required to estimate the emission reductions from electricity generation from LFG, if credits are claimed.

Data / Parameter:	ET_{LFG}
Data unit:	TJ
Description:	Total amount of thermal energy generated using LFG
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	-In case of steam meter: The enthalpy of steam and feed water will be determined at measured temperature and pressure and the enthalpy difference will be multiplied with quantity measured by steam meter. -In case of hot air: the temperature, pressure and mass flow rate will be measured.
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	In case of monitoring of steam, it will be calibrated for pressure and temperature of steam at regular intervals. The meter shall be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy.
Any comment:	Required to estimate the emission reductions from thermal energy generation from LFG, if credits are claimed.

Data / parameter:	$CEF_{elec,BL,y}$
Data unit:	tCO ₂ /MWh
Description:	Carbon emission factor of electricity.
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	A default of 0.8 can be used if electricity in the baseline would have been produced using captive power plant. Else, equation 8 provides the estimation equation. In case the baseline source would have been grid, emission factor shall be estimated as described in “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	



Data / parameter:	$EF_{fuel, BL}$
Data unit:	tCO ₂ /mass or volume
Description:	CO ₂ emission factor of fossil fuel.
Source of data:	The source of data should be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	Fossil fuel that would have been used in the baseline captive power plant or thermal energy generation.

Data / parameter:	$NCV_{fuel, BL}$
Data unit:	GJ/mass or volume units of fuel
Description:	Net calorific value of fossil fuel
Source of data:	The source of data should be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	For fossil fuel that would have been used in the baseline for thermal energy generation and/or electricity generation.

Data / parameter:	$\epsilon_{gen, BL}$
Data unit:	--
Description:	Efficiency of the baseline captive power plant.
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	To estimate electricity generation efficiency, project participants may use the highest value among the following three values as a conservative approach: <ol style="list-style-type: none"> 1. Measured efficiency prior to project implementation; 2. Measured efficiency during monitoring; 3. Data from manufacturer for efficiency at full load; 4. Default efficiency of 60%.
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	



Data / parameter:	ε_{boiler}
Data unit:	--
Description:	Efficiency of the baseline boiler for producing thermal energy.
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	To estimate boiler efficiency, project participants may choose between the following two options: Option A Use the highest value among the following three values as a conservative approach: <ol style="list-style-type: none"> 1. Measured efficiency prior to project implementation; 2. Measured efficiency during monitoring; 3. Manufacturer's information on the boiler efficiency. Option B Assume a boiler efficiency of 100% based on the net calorific values as a conservative approach.
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	Operation of the energy plant
Data unit:	Hours
Description:	Operation of the energy plant
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	This is monitored to ensure methane destruction is claimed for methane used in electricity plant when it is operational.

Data / parameter:	Operation of the boiler
Data unit:	Hours
Description:	Operation of the boiler
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	This is monitored to ensure methane destruction is claimed for methane used in boiler when it is operational.



Data / parameter:	$PE_{EC,y}$
Data unit:	tCO ₂
Description:	Project emissions from electricity consumption by the project activity during the year <i>y</i>
Source of data:	Calculated as per the “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”.
Measurement procedures (if any):	As per the “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”.
Monitoring frequency:	As per the “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”.
QA/QC procedures:	As per the “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”.
Any comment:	-

Data / parameter:	$PE_{FC,j,y}$
Data unit:	tCO _{2e}
Description:	Project emissions from fossil fuel combustion in process <i>j</i> during the year <i>y</i> .
Source of data:	Calculated as per the “Tool to calculate project or leakage CO ₂ emissions from fossil fuel combustion”.
Measurement procedures (if any):	As per the “Tool to calculate project or leakage CO ₂ emissions from fossil fuel combustion”
Monitoring frequency:	As per the “Tool to calculate project or leakage CO ₂ emissions from fossil fuel combustion”
QA/QC procedures:	As per the “Tool to calculate project or leakage CO ₂ emissions from fossil fuel combustion”
Any comment:	-

Data / parameter:	$MG_{PR,y}$
Data unit:	tCH ₄
Description:	Amount of methane generated during year <i>y</i> of the project activity
Source of data:	Project Proponents.
Measurement procedures (if any):	Estimated using the actual amount of waste disposed in the landfill as per the latest version of the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”.
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	As per the latest version of the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”.
Any comment:	-



History of the document

Version	Date	Nature of revision
08.1	EB 39, Paragraph 22 16 May 2008	"Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption" replaces the withdrawn "Tool to calculate project emissions from electricity consumption".
08	EB 36, Annex 10 30 November 2007	<ul style="list-style-type: none">Clarify the procedure to calculate the Adjustment Factor, where in the baseline the landfill gas was captured and destroyed/used;Clarify how to apply the "Tool to determine methane emissions avoided from the dumping waste at a solid waste disposal site" for estimating ex-ante landfill gas emissions over the crediting period.
07	EB 35, Annex 11 19 October 2007	<ul style="list-style-type: none">To include AM0002, AM0003, AM0010, and AM0011;Reference to the following tools was added: "Tool to calculate project emissions from electricity consumption", "Tool to calculate project or leakage CO2 emissions from fossil fuel combustion", and "Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality".
06	EB 32, Annex 6 22 June 2007	<ul style="list-style-type: none">Include procedures for estimating emissions reductions from use of captured landfill gas for energy generation;Expand the applicability to project activities where the captured landfill gas is used to supply consumers through a natural gas distribution network.
05	EB 28, Annex 9 15 December 2006	Replace the procedure for estimating flare efficiency with a reference to the Methodological Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane.
04	EB 25, Annex 6 21 July 2006	<ul style="list-style-type: none">Allow the use of one measurement point for LFG captured, if the captured LFG is flared only and not used for energy and/or electricity generation;Provide a default value for methane destruction flare efficiency (50%) should the methane destruction efficiency not be measured.
03	EB 24, Annex 6 12 May 2006	<ul style="list-style-type: none">Reflect that separate monitoring of LFG temperature and pressure is not required if the monitoring equipment used automatically adjusts the volume for these two parameters;Incorporate the procedures of estimating emissions reductions to take into account situations where project activities may not utilize the captured LFG but require use of fossil fuel or purchased electricity in operating the project activity.
02	EB 21, Annex 9 30 September 2005	Guidance on how to estimate the Adjustment Factor (AF) was provided.
01	EB 15, Annex 1 3 September 2004	Initial adoption.



Methodological tool

“Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”

(Version 04)

I. SCOPE, APPLICABILITY AND PARAMETERS

Scope and applicability

This tool calculates baseline emissions of methane from waste that would in the absence of the project activity be disposed at solid waste disposal sites (SWDS). The tool is not applicable to stockpiles.¹ Emission reductions are calculated with a first order decay model. The tool is applicable in cases where the solid waste disposal site where the waste would be dumped can be clearly identified. The tool is not applicable to hazardous wastes.

Parameters

This tool provides procedures to determine the following parameters:

Parameter	SI Unit	Description
$BE_{CH_4,SWDS,y}$	tCO ₂ e	Methane emissions avoided during the year y from preventing waste disposal at the solid waste disposal site during the period from the start of the project activity to the end of the year y (tCO ₂ e)

II. BASELINE METHODOLOGY PROCEDURE

The amount of methane that would in the absence of the project activity be generated from disposal of waste at the solid waste disposal site ($BE_{CH_4,SWDS,y}$) is calculated with a multi-phase model. The calculation is based on a first order decay (FOD) model. The model differentiates between the different types of waste j with respectively different decay rates k_j and different fractions of degradable organic carbon (DOC_j). The model calculates the methane generation based on the actual waste streams $W_{j,x}$ disposed in each year x , starting with the first year after the start of the project activity until the until the end of the year y , for which baseline emissions are calculated (years x with $x = 1$ to $x = y$).

In cases where at the SWDS methane is captured (e.g. due to safety regulations) and flared, combusted or used in another manner, the baseline emissions are adjusted for the fraction of methane captured at the SWDS.

The amount of methane produced in the year y ($BE_{CH_4,SWDS,y}$) is calculated as follows:

¹ In this context, stockpiles are solid waste disposal sites where anaerobic conditions are not ensured because they are exposed to higher aeration due to a larger surface area to volume ratio, or because their permanence cannot be ensured, for example waste can be easily moved from one place to another or is subject to the risk of incidental fires. The approach to determine emissions from stockpiles as described in AMS-III.E cannot be used for large-scale project activities.



$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi \cdot (1-f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1-OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j(y-x)} \cdot (1-e^{-k_j}) \quad (1)$$

Where:

- $BE_{CH_4,SWDS,y}$ = Methane emissions avoided during the year y from preventing waste disposal at the solid waste disposal site (SWDS) during the period from the start of the project activity to the end of the year y (tCO₂e)
- φ = Model correction factor to account for model uncertainties (0.9)
- f = Fraction of methane captured at the SWDS and flared, combusted or used in another manner
- GWP_{CH_4} = Global Warming Potential (GWP) of methane, valid for the relevant commitment period
- OX = Oxidation factor (reflecting the amount of methane from SWDS that is oxidised in the soil or other material covering the waste)
- F = Fraction of methane in the SWDS gas (volume fraction) (0.5)
- DOC_f = Fraction of degradable organic carbon (DOC) that can decompose
- MCF = Methane correction factor
- $W_{j,x}$ = Amount of organic waste type j prevented from disposal in the SWDS in the year x (tons)
- DOC_j = Fraction of degradable organic carbon (by weight) in the waste type j
- k_j = Decay rate for the waste type j
- j = Waste type category (index)
- x = Year during the crediting period: x runs from the first year of the first crediting period ($x = 1$) to the year y for which avoided emissions are calculated ($x = y$)
- y = Year for which methane emissions are calculated

Where different waste types j are prevented from disposal, determine the amount of different waste types ($W_{j,x}$) through sampling and calculate the mean from the samples, as follows:

$$W_{j,x} = W_x \cdot \frac{\sum_{n=1}^z p_{n,j,x}}{z} \quad (2)$$

Where:

- $W_{j,x}$ = Amount of organic waste type j prevented from disposal in the SWDS in the year x (tons)
- W_x = Total amount of organic waste prevented from disposal in year x (tons)
- $p_{n,j,x}$ = Weight fraction of the waste type j in the sample n collected during the year x
- z = Number of samples collected during the year x

**Changes required for methodology implementation in 2nd and 3rd crediting periods**

At the renewal of the crediting period, the following data should be updated according to default values suggested in the most recently published IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories:

- Oxidation factor (*OX*);
- Fraction of methane in the SWDS gas (*F*);
- Fraction of degradable organic carbon (*DOC*) that can decompose (*DOC_j*);
- Methane correction factor (*MCF*);
- Fraction of degradable organic carbon (by weight) in each waste type *j* (*DOC_j*);
- Decay rate for the waste type *j* (*k_j*).

Respectively, if the most recent IPCC Guidelines suggest different categorization of waste types, solid waste disposal sites or climate conditions, these should be applied respectively.

Data and parameters not monitored

Data / parameter:	ϕ
Data unit:	-
Description:	Model correction factor to account for model uncertainties
Value to be applied:	0.9
Any comment:	Oonk et al. (1994) have validated several landfill gas models based on 17 realized landfill gas projects. The mean relative error of multi-phase models was assessed to be 18%. Given the uncertainties associated with the model and in order to estimate emission reductions in a conservative manner, a discount of 10% is applied to the model results.

Data / parameter:	OX
Data unit:	-
Description:	Oxidation factor (reflecting the amount of methane from SWDS that is oxidized in the soil or other material covering the waste)
Source of data:	Conduct a site visit at the solid waste disposal site in order to assess the type of cover of the solid waste disposal site. Use the IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories for the choice of the value to be applied.
Value to be applied:	Use 0.1 for managed solid waste disposal sites that are covered with oxidizing material such as soil or compost. Use 0 for other types of solid waste disposal sites.
Any comment:	



Data / parameter:	F
Data unit:	-
Description:	Fraction of methane in the SWDS gas (volume fraction)
Source of data:	IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
Value to be applied:	0.5
Any comment:	This factor reflects the fact that some degradable organic carbon does not degrade, or degrades very slowly, under anaerobic conditions in the SWDS. A default value of 0.5 is recommended by IPCC.

Data / parameter:	DOC _f
Data unit:	-
Description:	Fraction of degradable organic carbon (DOC) that can decompose
Source of data:	IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
Value to be applied:	0.5
Any comment:	

Data / parameter:	MCF
Data unit:	-
Description:	Methane correction factor
Source of data:	IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
Value to be applied:	Use the following values for MCF: <ul style="list-style-type: none"> • 1.0 for anaerobic managed solid waste disposal sites. These must have controlled placement of waste (i.e., waste directed to specific deposition areas, a degree of control of scavenging and a degree of control of fires) and will include at least one of the following: (i) cover material; (ii) mechanical compacting; or (iii) leveling of the waste; • 0.5 for semi-aerobic managed solid waste disposal sites. These must have controlled placement of waste and will include all of the following structures for introducing air to waste layer: (i) permeable cover material; (ii) leachate drainage system; (iii) regulating pondage; and (iv) gas ventilation system; • 0.8 for unmanaged solid waste disposal sites – deep and/or with high water table. This comprises all SWDS not meeting the criteria of managed SWDS and which have depths of greater than or equal to 5 meters and/or high water table at near ground level. Latter situation corresponds to filling inland water, such as pond, river or wetland, by waste; • 0.4 for unmanaged-shallow solid waste disposal sites. This comprises all SWDS not meeting the criteria of managed SWDS and which have depths of less than 5 metres.
Any comment:	The methane correction factor (MCF) accounts for the fact that unmanaged SWDS produce less methane from a given amount of waste than managed SWDS, because a larger fraction of waste decomposes aerobically in the top layers of unmanaged SWDS.



Data / parameter:	DOC _{<i>j</i>}		
Data unit:	-		
Description:	Fraction of degradable organic carbon (by weight) in the waste type <i>j</i>		
Source of data:	IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (adapted from Volume 5, Tables 2.4 and 2.5)		
Values to be applied:	Apply the following values for the different waste types <i>j</i> :		
	Waste type <i>j</i>	DOC_{<i>j</i>} (% wet waste)	DOC_{<i>j</i>} (% dry waste)
	Wood and wood products	43	50
	Pulp, paper and cardboard (other than sludge)	40	44
	Food, food waste, beverages and tobacco (other than sludge)	15	38
	Textiles	24	30
	Garden, yard and park waste	20	49
	Glass, plastic, metal, other inert waste	0	0
	<p>If a waste type, prevented from disposal by the proposed CDM project activity, can not clearly be attributed to one of the waste types in the table above, project participants should choose among the waste types that have similar characteristics that waste type where the values of DOC_j and k_j result in a conservative estimate (lowest emissions), or request a revision of / deviation from this methodology. In the case of empty fruit bunches (EFB), as their characteristics are similar to garden waste, the parameter value correspondent of garden shall be used.</p>		
Any comment:			



Data / parameter:	k_j					
Data unit:	-					
Description:	Decay rate for the waste type j					
Source of data:	IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (adapted from Volume 5, Table 3.3)					
Values to be applied:	Apply the following default values for the different waste types j					
	Waste type j		Boreal and Temperate (MAT ≤ 20°C)		Tropical (MAT > 20°C)	
			Dry (MAP/PET < 1)	Wet (MAP/PET > 1)	Dry (MAP < 1000mm)	Wet (MAP > 1000mm)
	Slowly degrading	Pulp, paper, cardboard (other than sludge), textiles	0.04	0.06	0.045	0.07
		Wood, wood products and straw	0.02	0.03	0.025	0.035
	Moderately degrading	Other (non-food) organic putrescible garden and park waste	0.05	0.10	0.065	0.17
	Rapidly degrading	Food, food waste, sewage sludge, beverages and tobacco	0.06	0.185	0.085	0.40
	<p>NB: MAT – mean annual temperature, MAP – Mean annual precipitation, PET – potential evapotranspiration. MAP/PET is the ratio between the mean annual precipitation and the potential evapotranspiration.</p> <p>If a waste type, prevented from disposal by the proposed CDM project activity, can not clearly be attributed to one of the waste types in the table above, project participants should choose among the waste types that have similar characteristics that waste type where the values of DOC_j and k_j result in a conservative estimate (lowest emissions), or request a revision of / deviation from this methodology. In the case of empty fruit bunches (EFB), as their characteristics are similar to garden waste, the parameter values correspondent of garden waste shall be used.</p>					
Any comment:	Document in the CDM-PDD the climatic conditions at the SWDS site (temperature, precipitation and, where applicable, evapotranspiration). Use long-term averages based on statistical data, where available. Provide references.					



III. MONITORING METHODOLOGY PROCEDURE

Monitoring procedures

Monitoring involves an annual assessment of the conditions at the solid waste disposal site (SWDS) where the waste would in the absence of the project activity be dumped. Methane emissions from preventing disposal of waste at the SWDS can only be claimed if there is no gas from the SWDS being captured and flared or combusted.

Data and parameters monitored

Data / parameter:	f
Data unit:	-
Description:	Fraction of methane captured at the SWDS and flared, combusted or used in another manner
Source of data:	Written information from the operator of the solid waste disposal site and/or site visits at the solid waste disposal site
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	-
Any comment:	

Data / parameter:	GWP_{CH_4}
Data unit:	$tCO_2e / t CH_4$
Description:	Global Warming Potential (GWP) of methane, valid for the relevant commitment period
Source of data:	Decisions under UNFCCC and the Kyoto Protocol (a value of 21 is to be applied for the first commitment period of the Kyoto Protocol)
Monitoring frequency:	Annually
Any comment:	

Data / parameter:	W_x
Data unit:	tons
Description:	Total amount of organic waste prevented from disposal in year x (tons)
Source of data:	Measurements by project participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Continuously, aggregated at least annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	



Data / parameter:	$p_{n,j,x}$
Data unit:	-
Description:	Weight fraction of the waste type j in the sample n collected during the year x
Source of data:	Sample measurements by project participants.
Measurement procedures (if any):	Sample the waste prevented from disposal, using the waste categories j , as provided in the table for DOC_j and k_j , and weigh each waste fraction.
Monitoring frequency:	The size and frequency of sampling should be statistically significant with a maximum uncertainty range of 20% at a 95% confidence level. As a minimum, sampling should be undertaken four times per year.
QA/QC procedures:	
Any comment:	This parameter only needs to be monitored if the waste prevented from disposal includes several waste categories j , as categorized in the tables for DOC_j and k_j .

Data / parameter:	z
Data unit:	-
Description:	Number of samples collected during the year x
Source of data:	Project participants
Monitoring frequency:	Continuously, aggregated annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	This parameter only needs to be monitored if the waste prevented from disposal includes several waste categories j , as categorized in the tables for DOC_j and k_j .

IV. REFERENCES AND ANY OTHER INFORMATION

Oonk H., Weenk A., Coops O., Luning L. (1994) Validation of landfill gas formation models; EWAB 9427; NOVEM, Utrecht, The Netherlands.

**History of the document**

Version	Date	Nature of revision(s)
04	EB 41, Annex 10 02 August 2008	The title was changed to read "Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site". Clarified that the tool is not applicable to stockpiles.
03 ²	EB 39, Annex 9 16 May 2008	Specified that k and DOC values for EFB shall be those corresponding to garden waste
02	EB 35, Annex 10 19 October 2007	Added: a) Example of how specific values of k & DOC should be chosen. b) k value of sewage sludge.
01	EB 26, Annex 14 29 September 2006	Initial adoption

² The version was changed from 02.1 to 03 on 23 May 2008, due to incorrect numbering.



Approved baseline and monitoring methodology AM0025

“Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes”

I. SOURCE AND APPLICABILITY

Source

This baseline methodology is based on the following proposed methodologies:

- NM0090: “Organic waste composting at the Matuail landfill site Dhaka, Bangladesh” whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by World Wide Recycling B.V. and Waste Concern;
- NM0127: “PT Navigat Organic Energy Indonesia Integrated Solid Waste Management (GALFAD) project in Bali, Indonesia” whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by Mitsubishi Securities Co.;
- NM0032: “Municipal solid waste treatment cum energy generation project, Lucknow, India” whose baseline study, monitoring and verification plan were prepared by Infrastructure Development Finance Company Limited on behalf of Prototype Carbon Fund;
- NM0178: “Aerobic thermal treatment of municipal solid waste (MSW) without incineration in Parobé - RS” whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by ICF Consulting;
- NM0174-rev: “MSW Incineration Project in Guanzhuang, Tianjin City” whose baseline study, monitoring and verification plan and project design document were prepared by Global Climate Change Institute (GCCCI) of Tsinghua University, Energy Systems International and Tianjin Taida Environmental Protection Co. Ltd.

This methodology also refers to the approved baseline and monitoring methodology:

- AM0013 “Avoided methane emissions from organic waste-water treatment”;
- Approved small-scale methodology AMS-I.D “Grid connected renewable electricity generation”.

This methodology also refers to the latest approved versions of the following tools:

- “Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane”;
- “Tool for the demonstration and assessment of additionality”;
- “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”;
- “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

For more information regarding the proposed new methodologies and the tools as well as their consideration by the Executive Board please refer to <http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>.



Selected approach from paragraph 48 of the CDM modalities and procedures

“Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment”.

or

“Existing actual or historical emissions, as applicable”.

Applicability

The methodology is applicable under the following conditions:

- The project activity involves one or a combination of the following waste treatment options for the fresh waste that in a given year would have otherwise been disposed of in a landfill:
 - (a) A composting process in aerobic conditions;
 - (b) Gasification to produce syngas and its use;
 - (c) Anaerobic digestion with biogas collection and flaring and/or its use;
 - (d) Mechanical/thermal treatment process to produce refuse-derived fuel (RDF)/stabilized biomass (SB) and its use. The thermal treatment process (dehydration) occurs under controlled conditions (up to 300 degrees Celsius). In case of thermal treatment process, the process shall generate a stabilized biomass that would be used as fuel or raw material in other industrial process. The physical and chemical properties of the produced RDF/SB shall be homogenous and constant over time;
 - (e) Incineration of fresh waste for energy generation, electricity and/or heat. The thermal energy generated is either consumed on-site and/or exported to a nearby facility. Electricity generated is either consumed on-site, exported to the grid or exported to a nearby facility. The incinerator is rotating fluidized bed or circulating fluidized bed or hearth or grate type.
- In case of anaerobic digestion, gasification or RDF processing of waste, the residual waste from these processes is aerobically composted and/or delivered to a landfill;
- In case of composting, the produced compost is either used as soil conditioner or disposed of in landfills;
- In case of RDF/stabilized biomass processing, the produced RDF/stabilized biomass should not be stored in a manner that may result in anaerobic conditions before its use;
- If RDF/SB is disposed of in a landfill, project proponent shall provide degradability analysis on an annual basis to demonstrate that the methane generation, in the life-cycle of the SB is below 1% of related emissions. It has to be demonstrated regularly that the characteristics of the produced RDF/SB should not allow for re-absorption of moisture of more than 3%. Otherwise, monitoring the fate of the produced RDF/SB is necessary to ensure that it is not subject to anaerobic conditions in its lifecycle;
- In the case of incineration of the waste, the waste should not be stored longer than 10 days. The waste should not be stored in conditions that would lead to anaerobic decomposition and, hence, generation of CH₄;
- The proportions and characteristics of different types of organic waste processed in the project activity can be determined, in order to apply a multiphase landfill gas generation model to estimate the quantity of landfill gas that would have been generated in the absence of the project activity;



- The project activity may include electricity generation and/or thermal energy generation from the biogas, syngas captured, RDF/stabilized biomass produced, combustion heat generated in the incineration process, respectively, from the anaerobic digester, the gasifier, RDF/stabilized biomass combustor, and waste incinerator. The electricity can be exported to the grid and/or used internally at the project site. In the case of RDF produced, the emission reductions can be claimed only for the cases where the RDF used for electricity and/or thermal energy generation can be monitored;
- Waste handling in the baseline scenario shows a continuation of current practice of disposing the waste in a landfill despite environmental regulation that mandates the treatment of the waste, if any, using any of the project activity treatment options mentioned above;
- The compliance rate of the environmental regulations during (part of) the crediting period is below 50%; if monitored compliance with the MSW rules exceeds 50%, the project activity shall receive no further credit, since the assumption that the policy is not enforced is no longer tenable;
- Local regulations do not constrain the establishment of RDF production plants/thermal treatment plants nor the use of RDF/stabilized biomass as fuel or raw material;
- In case of RDF/stabilized biomass production, project proponent shall provide evidences that no GHG emissions occur, other than biogenic CO₂, due to chemical reactions during the thermal treatment process (such as Chimney Gas Analysis report);
- The project activity does not involve thermal treatment process of neither industrial nor hospital waste;
- In case of waste incineration, if auxiliary fossil fuel is added into the incinerator, the fraction of energy generated by auxiliary fossil fuel is no more than 50% of the total energy generated in the incinerator.

This methodology is not applicable to project activities that involve capture and flaring of methane from existing waste in the landfill. This should be treated as a separate project activity due to the difference in waste characteristics of existing and fresh waste, which may have an implication on the baseline scenario determination.

Summary

This methodology addresses project activities where fresh waste (i.e. the organic matter present in new domestic, and commercial waste/municipal solid waste), originally intended for landfilling, is treated either through one or a combination of the following process: composting, gasification, anaerobic digestion, RDF processing/thermal treatment without incineration, and incineration. The project activity avoids methane emissions by diverting organic waste from disposal at a landfill, where methane emissions are caused by anaerobic processes, and by displacing electricity/ thermal energy through the utilization of biogas, syngas captured, RDF/stabilized biomass produced from the waste, combustion heat generated in the incineration process. By treating the fresh waste through alternative treatment options these methane emissions are avoided from the landfill. The GHGs involved in the baseline and project activity are CO₂, CH₄ and N₂O.



II. BASELINE METHODOLOGY

Procedure for the selection of the most plausible baseline scenario

Step 1: Identification of alternative scenarios

Project participants should use Step 1 of the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”, to identify all realistic and credible baseline alternatives. In doing so, relevant policies and regulations related to the management of landfill sites should be taken into account. Such policies or regulations may include mandatory landfill gas capture or destruction requirements because of safety issues or local environmental regulations.¹ Other policies could include local policies promoting productive use of landfill gas such as those for the production of renewable energy, or those that promote the processing of organic waste. In addition, the assessment of alternative scenarios should take into account local economic and technological circumstances.

National and/or sectoral policies and circumstances must be taken into account in the following ways:

- In Sub-step 1b of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”, the project developer must show that the project activity is not the only alternative that is in compliance with all regulations (e.g. because it is required by law);
- Via the adjustment factor (AF) in the baseline emissions, which is based on the approved consolidated baseline methodology ACM0001 “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”, project developers must take into account that some of the methane generated in the baseline may be captured and destroyed to comply with regulations or contractual requirements;
- The project developer must monitor all relevant policies and circumstances at the beginning of each crediting period and adjust the baseline accordingly.

Alternatives for the disposal/treatment of the fresh waste in the absence of the project activity, i.e. the scenario relevant for estimating baseline methane emissions, to be analysed should include, *inter alia*:

- M1: The project activity (i.e. composting, gasification, anaerobic digestion, RDF processing/thermal treatment without incineration of organic waste or incineration of waste) not implemented as a CDM project;
- M2: Disposal of the waste at a landfill where landfill gas captured is flared;
- M3: Disposal of the waste on a landfill without the capture of landfill gas.

If energy is exported to a grid and/or to a nearby industry, or used on-site realistic and credible alternatives should also be separately determined for:

- Power generation in the absence of the project activity;
- Heat generation in the absence of the project activity.

¹ The project developer must bear in mind the relevant clarifications on the treatment of national and/or sectoral policies and regulations in determining a baseline scenario as per Annex 3 to the Executive Board 22nd meeting and any other forthcoming guidance from the Board on this subject.



For power generation, the realistic and credible alternative(s) may include, *inter alia*:

- P1: Power generated from by-product of one of the options of waste treatment as listed in M1 above, not undertaken as a CDM project activity;
- P2: Existing or Construction of a new on-site or off-site fossil fuel fired cogeneration plant;
- P3: Existing or Construction of a new on-site or off-site renewable based cogeneration plant;
- P4: Existing or Construction of a new on-site or off-site fossil fuel fired captive power plant;
- P5: Existing or Construction of a new on-site or off-site renewable based captive power plant;
- P6: Existing and/or new grid-connected power plants.

For heat generation, the realistic and credible alternative(s) may include, *inter alia*:

- H1: Heat generated from by-product of one of the options of waste treatment as listed in M1 above, not undertaken as a CDM project activity;
- H2: Existing or Construction of a new on-site or off-site fossil fuel fired cogeneration plant;²
- H3: Existing or Construction of a new on-site or off-site renewable based cogeneration plant;³
- H4: Existing or new construction of on-site or off-site fossil fuel based boilers;
- H5: Existing or new construction of on-site or off-site renewable energy based boilers;
- H6: Any other source such as district heat;
- H7: Other heat generation technologies (e.g. heat pumps or solar energy).

Step 2: Identify the fuel for the baseline choice of energy source taking into account the national and/or sectoral policies as applicable

Demonstrate that the identified baseline fuel is available in abundance in the host country and there is no supply constraint. In case of partial supply constraints (seasonal supply), the project participants may consider an alternative fuel that result in lowest baseline emissions during the period of partial supply.

Detailed justification shall be provided for the selected baseline fuel. As a conservative approach, the lowest carbon intensive fuel such as natural gas through out the period may be used.

Note: Steps 3 and 4 shall be applied for each component of the baseline, i.e. baseline for waste treatment, electricity generation and heat generation.

Step 3: Step 2 and/or Step 3 of the latest approved version of the “Tool for demonstration and assessment of additionality” shall be used to assess which of these alternatives should be excluded from further consideration (e.g. alternatives facing prohibitive barriers or those clearly economically unattractive).

Step 4: Where more than one credible and plausible alternative remains, project participants shall, as a conservative assumption, use the alternative baseline scenario that results in the lowest baseline emissions as the most likely baseline scenario. The least emission alternative will be identified for each component of the baseline scenario. In assessing these scenarios, any regulatory or contractual requirements should be taken into consideration.

² Scenarios P2 and H2 are related to the same fossil fuel cogeneration plant.

³ Scenarios P3 and H3 are related to the same renewable energy based cogeneration plant.



Note: The methodology is only applicable if:

- (a) The most plausible baseline scenario for the waste treatment component is identified as either the disposal of the waste in a landfill without capture of landfill gas (M3) or the disposal of the waste in a landfill where the landfill gas is partially captured and subsequently flared (M2);
- (b) The most plausible baseline scenario for the energy component of the baseline scenario is one of the following scenarios described in Table 1 below.

Table 1: Combinations of baseline options and scenarios applicable to this methodology

Scenario	Baseline			Description of situation
	Waste	Electricity	Heat	
1	M2/M3	P4 or P6	H4	The disposal of the waste in a landfill site without capturing landfill gas or the disposal of the waste in a landfill site where the landfill gas is partly captured and subsequently being flared. The electricity is obtained from an existing/new fossil based captive power plant or from the grid and heat from an existing/new fossil fuel based boiler.
2	M2/M3	P2	H2	The disposal of the waste in a landfill site without capturing landfill gas or the disposal of the waste in a landfill site where the landfill gas is partly captured and subsequently being flared. The electricity and/or heat are generated by an existing/new fossil fuel based cogeneration plant.

Additionality

The additionality of the project activity shall be demonstrated and assessed using the latest version of the “Tool for the demonstration and assessment of additionality” agreed by the CDM Executive Board.⁴

Barrier analysis for the various baseline options may include:

- (i) Investment barrier: A number of other, financially more viable alternatives, to the project activity exist for treating municipal solid waste. The project proponent shall demonstrate this through the identification of the lowest tipping fee option. The tipping fee is the fee that has to be paid per ton of waste to be treated and disposed. The option requiring the least tipping fee reflects the fact that municipalities usually choose the cheapest disposal option within the restrictions set by the MSW Rules. The minimum tipping fee is calculated by using the same project IRR (internal rate of return) for all the options. All costs and income should be taken into account, including the income from electricity generation and fertilizer sale. All technical and financial parameters have to be consistent across all baseline options;

⁴ Please refer to: < <http://cdm.unfccc.int/goto/MPappmeth>>.



- (ii) Technological barrier: The project technology is the most technologically advanced option of the baseline options. Other options are less technologically advanced alternatives to the project activity and involves lower risks due to the performance uncertainty and low market share. The project proponent should provide evidence of the state of development of the project technology in the country and document evidence of barriers to the implementation of more the project technology;
- (iii) Common practice: The project proponent should provide evidence of the early stage of development of the project activity and that it is not common practice in the country. To this end, they should provide an analysis of waste management practices.

In the case of RDF/stabilized biomass production, a key uncertainty for additionality is the price of RDF/stabilized biomass could attain such level in the region that RDF/stabilized biomass will be produced. The RDF/stabilized biomass price will be directly affected by its demand and the availability of other substitute products. Another evaluation of the stabilized biomass price should be carried out at the end of each crediting period (if the renewable crediting period is to be selected).

Project boundary

The spatial extent of the project boundary is the site of the project activity where the waste is treated. This includes the facilities for processing the waste, on-site electricity generation and/or consumption, onsite fuel use, thermal energy generation, wastewater treatment plant and the landfill site. The project boundary does not include facilities for waste collection, sorting and transport to the project site.

In the case that the project provides electricity to a grid, the spatial extent of the project boundary will also include those plants connected to the energy system to which the plant is connected.

The **greenhouse gases** included in or excluded from the project boundary are shown in Table 2.

**Table 2: Summary of gases and sources included in the project boundary, and justification / explanation where gases and sources are not included**

	Source	Gas		Justification / Explanation
Baseline	Emissions from decomposition of waste at the landfill site	CH ₄	Included	The major source of emissions in the baseline
		N ₂ O	Excluded	N ₂ O emissions are small compared to CH ₄ emissions from landfills. Exclusion of this gas is conservative.
		CO ₂	Excluded	CO ₂ emissions from the decomposition of organic waste are not accounted. ^a
	Emissions from electricity consumption	CO ₂	Included	Electricity may be consumed from the grid or generated onsite/offsite in the baseline scenario
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
	Emissions from thermal energy generation	CO ₂	Included	If thermal energy generation is included in the project activity
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This is conservative.
Project Activity	On-site fossil fuel consumption due to the project activity other than for electricity generation	CO ₂	Included	May be an important emission source. It includes vehicles used on-site, heat generation, start up of the gasifier, auxiliary fossil fuels needed to be added into incinerator, etc.
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
	Emissions from on-site electricity use	CO ₂	Included	May be an important emission source. If electricity is generated from collected biogas/syngas, these emissions are not accounted for. CO ₂ emissions from fossil based waste from RDF/stabilized biomass combustion to generate electricity to be used on-site are accounted for.
		CH ₄	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.
	Direct emissions from the waste treatment processes.	N ₂ O	Included	May be an important emission source for composting activities. N ₂ O can be emitted from incineration, Syngas ^a produced, anaerobic digestion of waste and RDF/stabilized biomass combustion.

^a Project proponents wishing to neglect these emission sources shall follow the clarification in Annex 2 of EB 22 report which states that “magnitude of emission sources omitted in the calculation of project emissions and leakage effects (if positive) should be equal to or less than the magnitude of emission sources omitted in the calculation of baseline emissions”.



	Source	Gas		Justification / Explanation
		CO ₂	Included	CO ₂ emissions from incineration, gasification or combustion of fossil based waste shall be included. CO ₂ emissions from the decomposition or combustion of organic waste are not accounted. ^b
		CH ₄	Included	The composting process may not be complete and result in anaerobic decay. CH ₄ leakage from the anaerobic digester and incomplete combustion in the flaring process are potential sources of project emissions. CH ₄ may be emitted from stacks ^a from incineration, the gasification process and the RDF/stabilized biomass combustion.
	Emissions from waste water treatment	CO ₂	Excluded	CO ₂ emissions from the decomposition of organic waste are not accounted. ^b
		CH ₄	Included	The wastewater treatment should not result in CH ₄ emissions, such as in anaerobic treatment; otherwise accounting for these emissions should be done.
		N ₂ O	Excluded	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small.

Project emissions

The project emissions in year y are:

$$PE_y = PE_{elec,y} + PE_{fuel, on-site,y} + PE_{c,y} + PE_{a,y} + PE_{g,y} + PE_{r,y} + PE_{i,y} + PE_{w,y} \quad (1)$$

Where:

- PE_y = Is the project emissions during the year y (tCO₂e)
 $PE_{elec,y}$ = Is the emissions from electricity consumption on-site due to the project activity in year y (tCO₂e)
 $PE_{fuel, on-site,y}$ = Is the emissions on-site due to fuel consumption on-site in year y (tCO₂e)
 $PE_{c,y}$ = Is the emissions during the composting process in year y (tCO₂e)
 $PE_{a,y}$ = Is the emissions from the anaerobic digestion process in year y (tCO₂e)
 $PE_{g,y}$ = Is the emissions from the gasification process in year y (tCO₂e)
 $PE_{r,y}$ = Is the emissions from the combustion of RDF/stabilized biomass in year y (tCO₂e)
 $PE_{i,y}$ = Is the emissions from waste incineration in year y (tCO₂e)
 $PE_{w,y}$ = Is the emissions from wastewater treatment in year y (tCO₂e)

^b CO₂ emissions from the combustion or decomposition of *biomass* (see definition by the EB in Annex 8 of the EB's 20th meeting report) are not accounted as GHG emissions. Where the combustion or decomposition of biomass under a CDM project activity results in a decrease of carbon pools, such stock changes should be considered in the calculation of emission reductions. This is not the case for waste treatment projects.

***Emissions from electricity use on site*** ($PE_{elec,y}$)

Where the project activity involves electricity consumption, CO₂ emissions are calculated as follows:

$$PE_{elec,y} = EG_{PJ,FF,y} * CEF_{elec} \quad (2)$$

Where:

$EG_{PJ,FF,y}$ = Is the amount of electricity generated in an on-site fossil fuel fired power plant or consumed from the grid as a result of the project activity, measured using an electricity meter (MWh)

CEF_{elec} = Is the carbon emissions factor for electricity generation in the project activity (tCO₂/MWh)

In cases where electricity is generated in an on-site fossil fuel fired power plant, project participants should use, as CEF_{elec} , the default emission factor for a diesel generator with a capacity of more than 200 kW for small-scale project activities (0.8 tCO₂/MWh, see AMS-I.D, Table I.D.1 in the simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories).

In cases where electricity is purchased from the grid, the emission factor CEF_{elec} should be calculated according to the “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

Note: Project emissions from electricity consumption do not need to be calculated in case this electricity is generated by the project activity from biogas, or syngas. In case of electricity generation from RDF/stabilized biomass or incineration, project emissions are estimated as per equations (12) and (13) or (14).

If auxiliary fossil fuels need to be added into incinerator, emissions from its use shall be estimated by using equation 3 below.

Emissions from fuel use on-site ($PE_{fuel, on-site,y}$)

Project participants shall account for CO₂ emissions from any on-site fuel combustion (other than electricity generation, e.g. vehicles used on-site, heat generation, for starting the gasifier, auxiliary fossil fuels need to be added into incinerator etc.). Emissions are calculated from the quantity of fuel used and the specific CO₂-emission factor of the fuel, as follows:

$$PE_{fuel, on-site,y} = F_{cons,y} * NCV_{fuel} * EF_{fuel} \quad (3)$$

Where:

$PE_{fuel, on-site,y}$ = Is the CO₂ emissions due to on-site fuel combustion in year y (tCO₂)

$F_{cons,y}$ = Is the fuel consumption on site in year y (l or kg)

NCV_{fuel} = Is the net calorific value of the fuel (MJ/l or MJ/kg)

EF_{fuel} = Is the CO₂ emissions factor of the fuel (tCO₂/MJ)

Local values should be preferred as default values for the net calorific values and CO₂ emission factors. If local values are not available, project participants may use IPCC default values for the net calorific values and CO₂ emission factors.

**Emissions from composting** ($PE_{c,y}$)

$$PE_{c,y} = PE_{c,N_2O,y} + PE_{c,CH_4,y} \quad (4)$$

Where:

- $PE_{c,N_2O,y}$ = Is the N_2O emissions during the composting process in year y (tCO_2e)
 $PE_{c,CH_4,y}$ = Is the emissions during the composting process due to methane production through anaerobic conditions in year y (tCO_2e)

 N_2O emissions

During the storage of waste in collection containers, as part of the composting process itself, and during the application of compost, N_2O emissions might be released. Based upon Schenk⁵ and others, a total loss of 42 mg N_2O -N per kg composted dry matter can be expected (from which 26.9 mg N_2O during the composting process). The dry matter content of compost is around 50% up to 65%.

Based on these values, project participants should use a default emission factor of 0.043 kg N_2O per tonne of compost for EF_{c,N_2O} and calculate emissions as follows:⁶

$$PE_{c,N_2O,y} = M_{compost,y} * EF_{c,N_2O} * GWP_{N_2O} \quad (5)$$

Where:

- $PE_{c,N_2O,y}$ = Is the N_2O emissions from composting in year y (tCO_2e)
 $M_{compost,y}$ = Is the total quantity of compost produced in year y (tonnes/a)
 EF_{c,N_2O} = Is the emission factor for N_2O emissions from the composting process (tN_2O/t compost)
 GWP_{N_2O} = Is the Global Warming Potential of nitrous oxide, (tCO_2/tN_2O)

 CH_4 emissions

During the composting process, aerobic conditions are neither completely reached in all areas nor at all times. Pockets of anaerobic conditions – isolated areas in the composting heap where oxygen concentrations are so low that the biodegradation process turns anaerobic – may occur. The emission behaviour of such pockets is comparable to the anaerobic situation in a landfill. This is a potential emission source for methane similar to anaerobic conditions which occur in unmanaged landfills. The duration of the composting process is less than the duration of the crediting period. This is because of the fact that the compost may be subject to anaerobic conditions during its end use, which is not foreseen that it could be monitored. Assuming a residence time for the compost in anaerobic conditions equal to the crediting period is conservative. Through pre-determined sampling procedures the percentage of waste that degrades under anaerobic conditions can be determined. Using this percentage, project methane emissions from composting are calculated as follows:

$$PE_{c,CH_4,y} = MB_{compost,y} * GWP_{CH_4} * S_{a,y} \quad (6)$$

⁵ Manfred K. Schenk, Stefan Appel, Diemo Daum, “ N_2O emissions during composting of organic waste”, Institute of Plant Nutrition University of Hannover, 1997.

⁶ Assuming 650 kg dry matter per ton of compost and 42 mg N_2O -N, and given the molecular relation of 44/28 for N_2O -N, an emission factor of 0.043 kg N_2O / tonne compost results.



Where:

- $PE_{c,CH_4,y}$ = Is the project methane emissions due to anaerobic conditions in the composting process in year y (tCO₂e)
- $S_{a,y}$ = Is the share of the waste that degrades under anaerobic conditions in the composting plant during year y (%)
- $MB_{compost,y}$ = Is the quantity of methane that would be produced in the landfill in the absence of the composting activity in year y (tCH₄). $MB_{compost,y}$ is estimated by multiplying MB_y estimated from equation 18 by the fraction of waste diverted, from the landfill, to the composting activity (f_c) relative to the total waste diverted from the landfill to all project activities (composting, gasification, anaerobic digestion and RDF/stabilized biomass, incineration)
- GWP_{CH_4} = Is the Global Warming Potential of methane (tCO₂e/tCH₄)

Calculation of $S_{a,y}$

$S_{a,y}$ is determined by a combination of measurements and calculations. Bokhorst et al⁷ and Richard et al⁸ show that if oxygen content is below 5% - 7.5%, aerobic composting processes are replaced by anaerobic processes. To determine the oxygen content during the process, project participants shall measure the oxygen content according to a predetermined sampling scheme and frequency.

These measurements should be undertaken for each year of the crediting period and recorded each year. The percentage of the measurements that show an oxygen content below 10% is presumed to be equal to the share of waste that degrades under anaerobic conditions (i.e. that degrades as if it were landfilled), hence the emissions caused by this share are calculated as project emissions ex-post on an annual basis:

$$S_{a,y} = S_{OD,y} / S_{total,y} \quad (7)$$

Where:

- $S_{OD,y}$ = Is the number of samples per year with an oxygen deficiency (i.e. oxygen content below 10%)
- $S_{total,y}$ = Is the total number of samples taken per year, where $S_{total,y}$ should be chosen in a manner that ensures the estimation of $S_{a,y}$ with 20% uncertainty at a 95% confidence level

The produced compost can either be used as soil conditioner or disposed of in landfills. In case it is disposed of in landfills, emissions are estimated as per the leakage section. In case it is used as soil conditioner, its fate should be monitored as per the provisions of the monitoring methodology to ensure that it is not eventually disposed of in landfills. Otherwise, it should be conservatively assumed that the compost is disposed of in landfills and accordingly emissions should be estimated as per the leakage section.

Emissions from anaerobic digestion ($PE_{a,y}$)

$$PE_{a,y} = PE_{a,l,y} + PE_{a,s,y} \quad (8)$$

⁷ Jan Bokhorst. Coen ter Berg – Mest & Compost Behandelen beoordelen & Toepassen (Eng: Manure & Compost – Treatment, judgement and use), Louis Bolk Instituut, Handbook under number LD8, Oktober 2001.

⁸ Tom Richard, Peter B. Woodbury, Cornell composting, operating fact sheet 4 of 10, Boyce Thompson Institute for Plant Research at Cornell University Cornell University.



Where:

- $PE_{a,l,y}$ = Is the CH_4 leakage emissions from the anaerobic digesters in year y (tCO₂e)
 $PE_{a,s,y}$ = Is the total emissions of N₂O and CH₄ from stacks of the anaerobic digestion process in year y (tCO₂e)

CH₄ Emissions from leakage ($PE_{a,l,y}$)

A potential source of project emissions is the physical leakage of CH₄ from the anaerobic digester. Three options are provided for quantifying these emissions, in the following preferential order:

Option 1: Monitoring the actual quantity of the gas leakage;

Option 2: Applying an appropriate IPCC physical leakage default factor, justifying the selection:

$$PE_{a,l,y} = P_1 * M_{a,y} \quad (9)$$

Where:

- $PE_{a,l,y}$ = Is the leakage of methane emissions from the anaerobic digester in year y (tCO₂e)
 P_1 = Is the physical leakage factor from a digester (fraction)
 $M_{a,y}$ = Is the total quantity of methane produced by the digester in year y (tCO₂e)

Option 3: Applying a physical leakage factor of zero where advanced technology used by the project activity prevents any physical leakage. In such cases, the project proponent must provide the DOE with the details of the technology to prove that the zero leakage factor is justified.

Emissions from anaerobic digestion stacks ($PE_{a,s,y}$)

Biogas produced from the anaerobic digestion process may be either flared or used for energy generation. The final stack emissions (either from flaring or energy generation process) are monitored from the final stack and estimated as follows:

$$PE_{a,s,y} = SG_{a,y} * MC_{N_2O,a,y} * GWP_{N_2O} + SG_{a,y} * MC_{CH_4,a,y} * GWP_{CH_4} \quad (10)$$

Where:

- $PE_{a,s,y}$ = Is the total emissions of N₂O and CH₄ from stacks of the anaerobic digestion process in year y (tCO₂e)
 $SG_{a,y}$ = Is the total volume of stack gas from the anaerobic digestion in year y (m³/yr)
 $MC_{N_2O,a,y}$ = Is the monitored content of nitrous oxide in the stack gas from anaerobic digestion in year y (tN₂O/m³)
 GWP_{N_2O} = Is the Global Warming Potential of nitrous oxide (tCO₂e /tN₂O)
 $MC_{CH_4,a,y}$ = Is the monitored content of methane in the stack gas from anaerobic digestion in year y (tCH₄/m³)
 GWP_{CH_4} = Is the Global Warming Potential of methane (tCO₂e /tCH₄)

**Emissions from gasification ($PE_{g,y}$) or combustion of RDF/Stabilized Biomass ($PE_{r,y}$) or waste incineration ($PE_{i,y}$)**

The stack gas from the gasification process and the combustion of RDF⁹ may contain small amounts of methane and nitrous oxide. Moreover, fossil-based waste CO₂ emissions from the gasification process and the combustion of RDF should be accounted for.

$$PE_{g/r/i,y} = PE_{g/r/i,f,y} + PE_{g/r/i,s,y} \quad (11)$$

Where:

- $PE_{g/r/i,f,y}$ = Is the fossil-based waste CO₂ emissions from gasification, waste incineration or RDF/stabilized biomass combustion in year y (tCO₂e)
- $PE_{g/r/i,s,y}$ = Is the N₂O and CH₄ emissions from the final stacks from gasification, waste incineration or RDF/stabilized biomass combustion in year y (tCO₂e)

Emissions from fossil-based waste ($PE_{g/r/i,f,y}$)

The CO₂ emissions are calculated based on the monitored amount of fossil-based waste fed into the gasifier, waste incineration plant or RDF/stabilized biomass combustion, the fossil-derived carbon content, and combustion efficiency. The calculation of CO₂ derived from gasification/incineration of waste of fossil origin and combusting RDF/stabilized biomass including waste of fossil origin, is estimated using either of the following options:

Option 1

$$PE_{g/r/i,f,y} = \sum_i A_i \times CCW_i \times FCF_i \times EF \times \frac{44}{12} \quad (12)$$

Where:

- $PE_{g/r/i,f,y}$ = Is the fossil-based waste CO₂ emissions from gasification/RDF-combustion/waste incineration in year y (tCO₂e)
- A_i = Is the amount of waste type i fed into the gasifier or RDF/stabilized biomass combustor or into the waste incineration plant (t/yr)
- CCW_i = Is the fraction of carbon content in waste type i (fraction)
- FCF_i = Is the fraction of fossil carbon in total carbon of waste type i (fraction)
- EF = Is the combustion efficiency for waste (fraction)
- $44/12$ = Is the conversion factor (tCO₂/tC)

The amount of waste type i fed into the gasifier or RDF/stabilized biomass combustor or into the waste incineration plant (A_i) will be continuously monitored or calculated as per the following equation:

$$A_i = A_{MSW,y} \frac{\sum_{n=1}^z p_{n,i,y}}{z} \quad (13)$$

⁹ RDF can be combusted to produce electricity, thermal energy or both (cogeneration).



Where:

- A_i = Is the amount of waste type i fed into the gasifier or RDF/stabilized biomass combustor or into the waste incineration plant (t/yr)
- $A_{MSW,y}$ = Is the amount of MSW fed into the gasifier or RDF/stabilized biomass combustor or into the waste incineration plant (t/yr)
- $pn_{j,y}$ = Is the weight fraction of the waste type i in the sample n collected during the year y
- Z = Number of samples collected during the year y

Option 2

$$PE_{g/r/i,f,y} = A_{MSW,y} \times FCF_{MSW} \times EF \times \frac{44}{12} \quad (14)$$

Where:

- $PE_{g/r/i,f,y}$ = Is the fossil-based waste CO₂ emissions from gasification/RDF-combustion/waste incineration in year y (tCO₂e)
- $A_{MSW,y}$ = Is the amount of MSW fed into the gasifier or RDF/stabilized biomass combustor or into the waste incineration plant(t/yr)
- FCF_{MSW} = Is the fraction of fossil carbon in MSW (fraction)
- EF = Is the combustion efficiency for waste (fraction)
- $44/12$ = Is the conversion factor (tCO₂/tC)

Emissions from gasification stacks or RDF/stabilized biomass combustion or waste incineration ($PE_{g/r/i,s,y}$)

Emissions of N₂O and CH₄ may be estimated from either of the options given below:

Option 1

$$PE_{g/r/i,s,y} = SG_{g/r,y} * MC_{N2O,g/r/i,y} * GWP_{N2O} + SG_{g/r/i,y} * MC_{CH4,g/r/i,y} * GWP_{CH4} \quad (15)$$

Where:

- $PE_{g/r/i,s,y}$ = Is the total emissions of N₂O and CH₄ from gasification, waste incineration or RDF/stabilized biomass combustion in year y (tCO₂e)
- $SG_{g/r/i,y}$ = Is the total volume of stack gas from gasification, waste incineration or RDF/stabilized biomass combustion in year y (m³/yr)
- $MC_{N2O,g/r/i,y}$ = Is the monitored content of nitrous oxide in the stack gas from gasification, waste incineration or RDF/stabilized biomass combustion in year y (tN₂O/m³)
- GWP_{N2O} = Is the Global Warming Potential of nitrous oxide (tCO₂e/tN₂O)
- $MC_{CH4,g/r/i,y}$ = Is the monitored content of methane in the stack gas from gasification, waste incineration or RDF/stabilized biomass combustion in year y (tCH₄/m³)
- GWP_{CH4} = Is the Global Warming Potential of methane (tCO₂e /tCH₄)

Option 2

$$PE_{g/r/i,s,y} = Q_{biomass,y} \cdot (EF_{N2O} \cdot GWP_{N2O} + EF_{CH4} \cdot GWP_{CH4}) \cdot 10^{-3} \quad (16)$$



Where:

- $Q_{\text{biomass},y}$ = Is the amount of waste gasified, incinerated or RDF/stabilized biomass combusted in year y (tonnes/yr)
- $EF_{\text{N}_2\text{O}}$ = Is the aggregate N_2O emission factor for waste combustion ($\text{kgN}_2\text{O}/\text{tonne}$ of waste)
- EF_{CH_4} = Is the aggregate CH_4 emission factor for waste combustion ($\text{kgCH}_4/\text{tonne}$ of waste)

Tables 5.4 and 5.3, chapter 5, volume 5 of IPCC 2006 guidelines should be used to estimate $EF_{\text{N}_2\text{O}}$ and EF_{CH_4} , respectively.

In case the RDF/stabilized biomass is used offsite, N_2O and CH_4 emissions should be accounted for as leakage and estimated as per one of the options given above.

If IPCC default emission factor is used, a conservativeness factor should be applied to account for the high uncertainty of the IPCC default values. The level of the conservativeness factor depends on the uncertainty range of the estimate for the IPCC default N_2O and CH_4 emission factor. Project participants shall select the appropriate conservativeness factor from Table 3 below and shall multiply the estimate for the $\text{N}_2\text{O}/\text{CH}_4$ emission factor with the conservativeness factor.

Table 3: Conservativeness factors

Estimated uncertainty range (%)	Assigned uncertainty band (%)	Conservativeness factor where higher values are more conservative
Less than or equal to 10	7	1.02
Greater than 10 and less than or equal to 30	20	1.06
Greater than 30 and less than or equal to 50	40	1.12
Greater than 50 and less than or equal to 100	75	1.21
Greater than 100	150	1.37

Emissions from wastewater treatment ($PE_{w,y}$)

If the project activity includes wastewater release, methane emissions shall be estimated. If the wastewater is treated using aerobic treatment process, the CH_4 emissions from wastewater treatment are assumed to be zero. If wastewater is treated anaerobically or released untreated, CH_4 emissions are estimated as follows:

$$PE_{\text{CH}_4,w,y} = Q_{\text{COD},y} \cdot P_{\text{COD},y} \cdot B_0 \cdot MCF_p \quad (17)$$

Where:

- $PE_{\text{CH}_4,w,y}$ = Methane emissions from the wastewater treatment in year y (tCH_4/y)
- $Q_{\text{COD},y}$ = Amount of wastewater treated anaerobically or released untreated from the project activity in year y (m^3/yr), which shall be measured monthly and aggregated annually
- $P_{\text{COD},y}$ = Chemical Oxygen Demand (COD) of wastewater (tCOD/m^3), which will be measured monthly and averaged annually.
- B_0 = Maximum methane producing capacity (tCH_4/tCOD)
- MCF_p = Methane conversion factor (fraction), preferably local specific value should be used. In absence of local values, MCF_p default values can be obtained from table 6.3, chapter 6, volume 4 from IPCC 2006 guidelines.



IPCC 2006 guidelines specifies the value for B_0 as 0.25 kg CH₄/kg COD. Taking into account the uncertainty of this estimate, project participants should use a value of 0.265 kg CH₄/kg COD as a conservative assumption for B_0 .

In case of all the CH₄ are emitted into air directly, then

$$PE_{w,y} = PE_{CH_4,w,y} \cdot GWP_{CH_4} \quad (18)$$

If flaring occurs, the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane” should be used to estimate methane emissions. In this case, $PE_{CH_4,w,y}$ will be calculated ex-ante as per equation 15, and then monitored during the crediting period.

Baseline emissions

To calculate the baseline emissions project participants shall use the following equation:

$$BE_y = (MB_y - MD_{reg,y}) + BE_{EN,y} \quad (19)$$

Where:

- BE_y = Is the baseline emissions in year y (tCO₂e)
 MB_y = Is the methane produced in the landfill in the absence of the project activity in year y (t₄CO₂e)
 $MD_{reg,y}$ = Is methane that would be destroyed in the absence of the project activity in year y (t₄CO₂e)
 $BE_{EN,y}$ = Baseline emissions from generation of energy displaced by the project activity in year y (tCO₂e).

Adjustment Factor (AF)

In cases where regulatory or contractual requirements do not specify $MD_{reg,y}$, an Adjustment Factor (AF) shall be used and justified, taking into account the project context. In doing so, the project participant should take into account that some of the methane generated by the landfill may be captured and destroyed to comply with other relevant regulations or contractual requirements, or to address safety and odour concerns.

$$MD_{reg,y} = MB_y \cdot AF \quad (20)$$

Where:

- AF = Is Adjustment Factor for MB_y (%)

The parameter AF shall be estimated as follows:

- In cases where a specific system for collection and destruction of methane is mandated by regulatory or contractual requirements, the ratio between the destruction efficiency of that system and the destruction efficiency of the system used in the project activity shall be used;
- In cases where a specific percentage of the “generated” amount of methane to be collected and destroyed is specified in the contract or mandated by the regulation, this percentage divided by an assumed efficiency for the collection and destruction system used in the project activity shall be used.



The ‘Adjustment Factor’ shall be revised at the start of each new crediting period taking into account the amount of GHG flaring that occurs as part of common industry practice and/or regulation at that point in the future.

Rate of compliance

In cases where there are regulations that mandate the use of one of the project activity treatment options and which is not being enforced, the baseline scenario is identified as a gradual improvement of waste management practices to the acceptable technical options expected over a period of time to comply with the MSW Management Rules. The adjusted baseline emissions ($BE_{y,a}$) are calculated as follows:

$$BE_{y,a} = BE_y * (1 - RATE^{Compliance}_y) \quad (21)$$

Where:

BE_y = Is the CO₂-equivalent emissions as determined from equation (14)

$RATE^{Compliance}_y$ = Is the state-level compliance rate of the MSW Management Rules in that year y . The compliance rate shall be lower than 50%; if it exceeds 50% the project activity shall receive no further credit

In such cases $BE_{y,a}$ should replace BE_y in Equation (25) to estimate emission reductions.

The compliance ratio $RATE^{Compliance}_y$ shall be monitored *ex post* based on the official reports for instance annual reports provided by municipal bodies.

Methane generation from the landfill in the absence of the project activity (MB_y)

The amount of methane that is generated each year (MB_y) is calculated as per the latest version of the approved “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site” considering the following additional equation:

$$MB_y = BE_{CH_4,SWDS,y} \quad (22)$$

Where:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$ = Is the methane generation from the landfill in the absence of the project activity at year y , calculated as per the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”. The tool estimates methane generation adjusted for, using adjustment factor (f) any landfill gas in the baseline that would have been captured and destroyed to comply with relevant regulations or contractual requirements, or to address safety and odor concerns. As this is already accounted for in equation 19, in this methodology, “ f ” in the tool shall be assigned a value 0.

Note: Where for a particular year it cannot be demonstrated that the waste would have been disposed of in the landfill, the waste quantities prevented from disposal ($W_{j,x}$) in the tool should be assigned a value 0 (zero).

$A_{j,x}$ = Is the amount of organic waste type j prevented from disposal in the landfill in the year x (tonnes/year), this is the value to be used for variable $W_{j,x}$ in the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”

**Baseline emissions from generation of energy displaced by the project activity***Scenario 1 (see Table 1 above)*

$$BE_{EN,y} = BE_{elec,y} + BE_{thermal,y} \quad (23)$$

Where:

$BE_{elec,y}$ = Is the baseline emissions from electricity generated utilizing the biogas/syngas collected/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration in the project activity and exported to the grid or displacing onsite/offsite fossil fuel captive power plant (tCO₂e)

$BE_{thermal,y}$ = Is the baseline emissions from thermal energy produced utilizing the biogas/syngas collected/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration in the project activity displacing thermal energy from onsite/offsite fossil fuel fueled boiler (tCO₂e)

$$BE_{elec,y} = EG_{d,y} * CEF_d \quad (24)$$

Where:

$EG_{d,y}$ = Is the amount of electricity generated utilizing the biogas/syngas collected/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration in the project activity and exported to the grid or displacing onsite/offsite fossil fuel captive power plant during the year *y* (MWh)

CEF_d = Is the carbon emissions factor for the displaced electricity source in the project scenario (tCO₂/MWh)

Determination of CEF_d

Where the project activity involves electricity generation from the biogas/syngas/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration, CEF_d should be chosen as follows:

- In case the generated electricity from the biogas/syngas/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration displaces electricity that would have been generated by an on-site/off-site fossil fuel fired captive power plant in the baseline, project proponents shall estimate the emission factor as follows:

$$CEF_d = \frac{EF_{fuel,b}}{\epsilon_{gen,b}} * 3.6 \quad (25)$$

Where:

$EF_{fuel,b}$ = Is the emission factor of baseline fossil fuel used, as identified in the baseline scenario identification procedure, expressed in tCO₂/GJ

$\epsilon_{gen,b}$ = Is the efficiency of baseline power generation plant

3.6 = Equivalent of GJ energy in a MWh of electricity



To estimate electricity generation efficiency, project participants may use the highest value among the following three values as a conservative approach:

1. Measured efficiency prior to project implementation;
 2. Measured efficiency during monitoring;
 3. Data from manufacturer for efficiency at full load;
 4. Default efficiency of 60%.
- In case the generated electricity from the biogas/syngas/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration displaces electricity that would have been generated by other power plants in the grid in the baseline, CEF_d should be calculated according to the “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

$$BE_{thermal,y} = \frac{Q_y}{\epsilon_{boiler} \cdot NCV_{fuel}} \cdot EF_{fuel,b} \quad (26)$$

Where :

- Q_y = The quantity of thermal energy produced utilizing the biogas/syngas collected/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration in the project activity displacing thermal energy from onsite/offsite fossil fuel fueled boiler during the year y in GJ
- ϵ_{boiler} = The energy efficiency of the boiler used in the absence of the project activity to generate the thermal energy
- NCV_{fuel} = Net calorific value of fuel, as identified through the baseline identification procedure, used in the boiler to generate the thermal energy in the absence of the project activity in GJ per unit of volume or mass
- $EF_{fuel,b}$ = Emission factor of the fuel, as identified through the baseline identification procedure, used in the boiler to generate the thermal energy in the absence of the project activity in tons CO_2 per unit of volume or mass of the fuel

To estimate boiler efficiency, project participants may choose between the following two options:

Option A

Use the highest value among the following three values as a conservative approach:

1. Measured efficiency prior to project implementation;
2. Measured efficiency during monitoring;
3. Manufacturer’s information on the boiler efficiency.

Option B

Assume a boiler efficiency of 100% based on the net calorific values as a conservative approach.

In determining the CO_2 emission factors (EF_{fuel}) of fuels, reliable local or national data should be used if available. Where such data is not available, IPCC default emission factors should be chosen in a conservative manner.



Scenario 2 (see Table 1 above):

Baseline emissions from electricity and heat cogeneration that is displaced by the project activity

Baseline emissions from electricity and heat cogeneration are calculated by multiplying electricity ($EG_{d,y}$) and heat supplied (Q_y) with the CO_2 emission factor of the fuel used by the cogeneration plant, as follows:

$$BE_{EN,y} = \frac{(EG_{d,y} \cdot 3.6) \cdot 10^{-3} + Q_y}{\eta_{cogen}} \cdot EF_{fuel,c} \quad (27)$$

Where:

- 3.6 = Conversion factor, expressed as TJ/GWh
- $EF_{fuel,c}$ = Is the CO_2 emission factor per unit of energy of the fuel that would have been used in the baseline cogeneration plant in (tCO_2/TJ), obtained from reliable local or national data if available, otherwise, taken from the country specific IPCC 2006 default emission factors
- Q_y = The quantity of thermal energy produced utilizing the biogas/syngas collected/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration in the project activity displacing thermal energy from cogeneration during the year y in TJ
- $EG_{d,y}$ = Is the amount of electricity generated utilizing the biogas/syngas collected/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration in the project activity displacing onsite/offsite cogeneration plant during the year y in GWh
- η_{Cogen} = The efficiency of cogeneration plant that would have been used in the absence of the project activity

Efficiency of the cogeneration plant (η_{Cogen}) shall be one of the following:

1. Highest of the measured efficiencies of similar plants;
2. Highest of the efficiency values provided by two or more manufacturers for similar plants; or
3. Maximum efficiency of 90%, based on net calorific values.

Leakage

The sources of leakage considered in the methodology are CO_2 emissions from off-site transportation of waste materials in addition to CH_4 and N_2O emissions from the residual waste from the anaerobic digestion, gasification processes and processing/combustion of RDF. In case of waste incineration, leakage emissions from residual waste of MSW incinerator should be accounted for. Positive leakage that may occur through the replacement of fossil-fuel based fertilizers with organic composts are not accounted for. Leakage emissions should be estimated from the following equation:

$$L_y = L_{t,y} + L_{r,y} + L_{i,y} + L_{s,y} \quad (28)$$

Where:

- $L_{t,y}$ = Is the leakage emissions from increased transport in year y (tCO_2e)
- $L_{r,y}$ = Is the leakage emissions from the residual waste from the anaerobic digester, the gasifier, the processing/combustion of RDF/stabilized biomass, or compost in case it is disposed of in landfills in year y (tCO_2e)



- $L_{i,y}$ = Is the leakage emissions from the residual waste from MSW incinerator in year y (tCO₂e)
- $L_{s,y}$ = Is the leakage emissions from end use of stabilized biomass

Emissions from transportation ($L_{t,y}$)

The project may result in a change in transport emissions. This would occur when the waste is transported from waste collecting points, in the collection area, to the treatment facility, instead of to existing landfills. When it is likely that the transport emissions will increase significantly, such emissions should be incorporated as leakage. In this case, project participants shall document the following data in the CDM-PDD: an overview of collection points from where the waste will be collected, their approximate distance (in km) to the treatment facility, existing landfills and their approximate distance (in km) to the nearest end-user.

For calculations of the emissions, IPCC default values for fuel consumption and emission factors may be used. The CO₂ emissions are calculated from the quantity of fuel used and the specific CO₂-emission factor of the fuel for vehicles i to n , as follows:

$$L_{t,y} = \sum_{i=1}^n NO_{\text{vehicles},i,y} * DT_{i,y} * VF_{\text{cons},i} * NCV_{\text{fuel}} * D_{\text{fuel}} * EF_{\text{fuel}} \quad (29)$$

Where:

- $NO_{\text{vehicles},i,y}$ = Is the number of vehicles for transport with similar loading capacity
- $DT_{i,y}$ = Is the average additional distance travelled by vehicle type i compared to baseline in year y (km)
- $VF_{\text{cons},i}$ = Is the vehicle fuel consumption in litres per kilometre for vehicle type i (l/km)
- NCV_{fuel} = Is the Calorific value of the fuel (MJ/Kg or other unit)
- D_{fuel} = Is the fuel density (kg/l), if necessary
- EF_{fuel} = Is the Emission factor of the fuel (tCO₂/MJ)

For transport of compost to the users, the same formula applies.

Emissions from residual waste from anaerobic digester, gasifier, and processing/combustion of RDF/stabilized biomass or compost in case it is disposed of in landfills ($L_{r,y}$)

For the residual waste from the anaerobic digestion, the gasification processes, and the processing/combustion of RDF/stabilized biomass the weight ($A_{ci,x}$) of each of the waste types i in year x should be estimated. Leakage emissions from this residual waste should be estimated using the determined weights as follows:

In case the residual waste is aerobically treated through composting, emissions shall be estimated as follows:

- N₂O emissions shall be estimated using Equation 5 replacing $M_{\text{compost},y}$ by the sum of the weights of different waste types ($A_{ci,x}$);



- CH₄ emissions shall be estimated using the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”. The value of variable $W_{j,x}$ is $A_{ci,x}$. The result should be multiplied by S_{LE} factor. S_{LE} is estimated as follows:

$$S_{LE} = S_{OD,LE} / S_{LE,total} \quad (30)$$

Where:

- $S_{OD,LE}$ = Is the number of samples per year with an oxygen deficiency (i.e. oxygen content below 10%)
- $S_{LE,total}$ = Is the total number of samples taken per year, where S_{total} should be chosen in a manner that ensures the estimation of S_a with 20% uncertainty at a 95% confidence level
- $A_{ci,x}$ = Weight of each of the waste types i in year x

In case the residual waste or the compost is delivered to a landfill, CH₄ emissions are estimated through equation 18 using estimated weights of each waste type ($A_{ci,x}$).

Leakage Emissions from the residual waste from MSW incineration ($L_{i,y}$)

In case of waste incineration, leakage emissions from the residual waste of MSW incinerator should be accounted for using the following equations:

If the residual waste from the incinerator contains up to 5% residual carbon then:

$$L_{i,y} = A_{residual} \cdot FC_{residual} \cdot \frac{44}{12} \quad (31)$$

If the residual waste from the incinerator contains more than 5% residual carbon¹⁰ then:

$$L_{i,y} = A_{residual,y} \cdot 0.05 \cdot \frac{44}{12} + A_{residual,y} \cdot (FC_{residual} - 0.05) \cdot \frac{16}{12} \cdot 21 \quad (32)$$

Where:

- $L_{i,y}$ = Is the leakage emissions from the residual waste of MSW incinerator in year y (tCO₂e)
- $A_{residual,y}$ = Is the amount of the residual waste from the incinerator (t/yr)
- $FC_{residual}$ = Is the fraction of residual carbon contained in the residual waste (%)
- $\frac{44}{12}$ = Is a factor to convert from Carbon to Carbon Dioxide
- $\frac{16}{12}$ = Is factor to convert from Carbon to methane
- 21 = Is the Global Warming Potential of methane (tCO₂/tCH₄)

¹⁰ In this case, it is assumed that all the carbon in the residual waste will be converted to methane. This provision is included to offer an incentive for Project Proponents to operate their incinerator efficiently.

**Off-site Emissions from end use of the stabilized biomass ($L_{s,y}$)**

Project proponents have to demonstrate that there is no emission associated to non-combustion end-use of stabilized biomass (SB) and that the SB is indeed stabilized. If SB is used as raw material in furniture, fertilizers or ceramic industry, no leakage other than transportation change is expected. Unless the project proponent can prove that SB for furniture industry will not be combusted in the end of its life cycle, to be conservative, the emissions will be considered using the same rationale as per equations (12) and (13) or (14).

For amount of RDF/stabilized biomass used off-site for which no sale invoices can be provided, and in cases where the project proponents cannot provide analysis of the capacity of RDF/stabilized biomass for moisture absorption, leakage emissions should be accounted for as follows:

Quantities of different types of waste input ($A_{j,x}$) to the RDF/biomass processing should be adjusted by an annual adjustment factor SA_y as follows:

$$A_{s,j,x} = SA_y * A_{j,x} \quad (33)$$

$$SA_y = \left(\frac{R_n}{R_t} \right) \quad (34)$$

Where:

- SA_y = Is an adjustment factor for a specific year
 R_n = Is the weight of RDF/stabilized biomass sold offsite for which no sale invoices can be provided (t/yr)
 R_t = Is the total weight of RDF/stabilized biomass produced (t/yr)

Annual leakage methane emissions ($L_{s,y}$) is calculated as per the latest version of the approved “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”, considering the following additional equation and using the adjusted weights ($A_{s,j,x}$) of waste input to the RDF/stabilized biomass processing facility for variable $W_{j,x}$:

$$L_{s,y} = BE_{CH4,SWDS,y} \quad (35)$$

Where:

- $BE_{CH4,SWDS,y}$ = Is the methane generation from the landfill in the absence of the project activity, calculated as per the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”

Emission Reductions

To calculate the emission reductions the project participant shall apply the following equation:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (36)$$

Where:

- ER_y = Is the emissions reductions in year y (t CO₂e)
 BE_y = Is the emissions in the baseline scenario in year y (t CO₂e)
 PE_y = Is the emissions in the project scenario in year y (t CO₂e)
 L_y = Is the leakage in year y (t CO₂e)



If the sum of PE_y and L_y is smaller than 1% of BE_y in the first full operation year of a crediting period, the project participants may assume a fixed percentage of 1% for PE_y and L_y combined for the remaining years of the crediting period.

In the case that overall negative emission reductions arise in a year, ERs are not issued to project participants for the year concerned and in subsequent years, until emission reductions from subsequent years have compensated the quantity of negative emission reductions from the year concerned. (For example: if negative emission reductions of 30 tCO₂e occur in the year t and positive emission reductions of 100 tCO₂e occur in the year t+1, 0 CERs are issued for year t and only 70 CERs are issued for the year t+1.)

Changes required for methodology implementation in 2nd and 3rd crediting periods

No changes in the procedure are expected. If there have been changes in the regulations with respect to waste disposal or industries practices, the adjustment factor AF in the baseline emissions (used in equation 18 above) shall be re-estimated. Note, that adjustment will be needed at the time of renewal of the crediting period.

Data and parameters not monitored

Data / parameter:	EF_{c,N_2O}
Data unit:	tN ₂ O/tonnes of compost
Description:	Emission factor for N ₂ O emissions from the composting process
Source of data:	Research literature
Measurement procedures (if any):	<i>Ex ante</i>
Any comment:	Default value of 0.043kg-N ₂ O/t-compost, after Schenk et al, 1997. The value itself is highly variable, but reference data shall be used.

Data/Parameter:	Bo
Data unit:	tCH ₄ /tCOD
Description:	Maximum methane producing capacity
Source of data:	The source of data should be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Any comment:	A default value of 0.265 tCH ₄ /tCOD may be used



Data/Parameter:	MCF_p
Data unit:	%
Description:	Methane conversion factor (fraction)
Source of data:	The source of data should be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Any comment:	Preferably local specific value should be used. In absence of local values, MCF_p default values can be obtained from table 6.3, chapter 6, volume 4 from IPCC 2006 guidelines.

Data/Parameter:	ϵ_{boiler}
Data unit:	%
Description:	Energy Efficiency of boilers used for generating thermal energy in the absence of the project activity
Source of data:	Reference data or country specific data
Measurement procedures (if any):	To estimate boiler efficiency, project participants may choose between the following two options: Option A Use the highest value among the following three values as a conservative approach: <ol style="list-style-type: none"> 1. Measured efficiency prior to project implementation; 2. Measured efficiency during monitoring; 3. Manufacturer's information on the boiler efficiency. Option B Assume a boiler efficiency of 100% based on the net calorific values as a conservative approach.
Any comment:	Measured or estimated conservatively (e.g. using manufacturers' information on maximum efficiency). Applicable if baseline for exported energy is Scenario 1



Data / parameter:	$M_{\text{compost},y}$
Data unit:	tonnes
Description:	Total quantity of compost produced in year y
Source of data:	Plant records
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Weighed on calibrated scale; also cross check with sales of compost.
Any comment:	The produced compost will be trucked off from site. All trucks leaving site will be weighed. Possible temporary storage of compost will be weighed as well or not taken into account for calculated carbon credits.

Data / parameter:	P_l
Data unit:	fraction
Description:	Leakage of methane emissions from anaerobic digester
Source of data:	IPCC or project participant
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually or <i>Ex ante</i>
QA/QC procedures:	The value itself is highly variable, but reference data shall be used, as well as measurement by project participants.
Any comment:	

Data / parameter:	$M_{a,y}$
Data unit:	tCO ₂ /year
Description:	Total methane produced from anaerobic digester
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Data can be checked from usage records
Any comment:	This quantity is necessary to calculate the leakage of methane from the digester which has a default leakage of 15%.



Data / parameter:	$SG_{a,y}$
Data unit:	m^3/yr
Description:	Stack gas volume flow rate
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Continuous or periodic (at least quarterly)
QA/QC procedures:	Maintenance and calibration of equipment will be carried out according to internationally recognised procedures. Where laboratory work is outsourced, one which follows rigorous standards shall be selected.
Any comment:	The stack gas flow rate is either directly measured or calculated from other variables where direct monitoring is not feasible. Where there are multiple stacks of the same type, it is sufficient to monitor one stack of each type. The stack gas volume flow rate may be estimated by summing the inlet biogas and air flow rates and adjusting for stack temperature. Air inlet flow rate should be estimated by direct measurement using a flow meter.

Data / parameter:	$MC_{N_2O,a,y}$
Data unit:	tN_2O/m^3
Description:	Concentration of N_2O in stack gas
Source of data:	Project Participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	At least quarterly
QA/QC procedures:	Maintenance and calibration of equipment will be carried out according to internationally recognised procedures. Where laboratory work is outsourced, one which follows rigorous standards shall be selected.
Any comment:	More frequent sampling is encouraged

Data / parameter:	$MC_{CH_4,a,y}$
Data unit:	tCH_4/m^3
Description:	Concentration of CH_4 in stack gas
Source of data:	Project Participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	At least quarterly
QA/QC procedures:	Maintenance and calibration of equipment will be carried out according to internationally recognised procedures. Where laboratory work is outsourced, one which follows rigorous standards shall be selected.
Any comment:	More frequent sampling is encouraged



Data / parameter:	$A_{MSW,y}$
Data unit:	tonnes/yr
Description:	Amount of MSW fed into the gasifier or RDF/stabilized biomass combustor or into the waste incineration plant
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured with calibrated scales/load cells
Monitoring frequency:	Continuously, aggregated at least annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	$P_{n,i,y}$
Data unit:	-
Description:	Weight fraction of the waste type i in the sample n collected during the year y
Source of data:	Sample measurements by project participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	The size and frequency of sampling should be statistically significant with a maximum uncertainty range of 20% at a 95% confidence level. As a minimum, sampling should be undertaken four times per year.
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	z
Data unit:	-
Description:	Number of samples collected during the year y
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Continuously, aggregated annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	CCW_i
Data unit:	Fraction
Description:	Fraction of carbon content in waste type i
Source of data:	IPCC or other reference data
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	



Data / parameter:	FCF_i
Data unit:	fraction
Description:	Faction of fossil carbon in total carbon of waste type <i>i</i>
Source of data:	Sample measurements by project participants
Measurement procedures (if any):	The following standards should be used to estimate fossil carbon fraction of waste type <i>i</i> : <ul style="list-style-type: none"> • ASTM D6866-08: "Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis"; • ASTM D7459-08: "Standard Practice for Collection of Integrated Samples for the Speciation of Biomass (Biogenic) and Fossil-Derived Carbon Dioxide Emitted from Stationary Emissions Sources".
Monitoring frequency:	The size and frequency of sampling should be statistically significant with a maximum uncertainty range of 20% at a 95% confidence level. As a minimum, sampling should be undertaken four times per year.
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	FCF_{MSW}
Data unit:	Fraction
Description:	Fraction of fossil carbon in MSW
Source of data:	Sample measurements by project participants
Measurement procedures (if any):	The following standards should be used: <ul style="list-style-type: none"> • ASTM D6866-08: "Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis"; • ASTM D7459-08: "Standard Practice for Collection of Integrated Samples for the Speciation of Biomass (Biogenic) and Fossil-Derived Carbon Dioxide Emitted from Stationary Emissions Sources".
Monitoring frequency:	The size and frequency of sampling should be statistically significant with a maximum uncertainty range of 20% at a 95% confidence level. As a minimum, sampling should be undertaken four times per year. Samples need to be representative of all categories of waste. DOEs should check the consistency between the sample composition sent to labs for determining fossil carbon in waste and the actual waste received on site. Project proponents are required to keep records of the composition of the waste sample sent for testing. Lab results reports for fossil carbon should also include the composition of the waste sample that was tested.
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	EF
Data unit:	Fraction
Description:	Combustion efficiency for waste



Source of data:	The source of data should be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	$SG_{g/t/y}$
Data unit:	m^3/yr
Description:	Total volume of stack gas from gasification, waste incineration or RDF/stabilized biomass combustion in year y .
Source of data:	Project site
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Continuous or periodic (at least quarterly)
QA/QC procedures:	
Any comment:	The stack gas flow rate is either directly measured or calculated from other variables where direct monitoring is not feasible. Where there are multiple stacks of the same type, it is sufficient to monitor one stack of each type. The stack gas volume flow rate may be estimated by summing the inlet biogas and air flow rates and adjusting for stack temperature. Air inlet flow rate should be estimated by direct measurement using a flow meter.

Data / parameter:	$MC_{N_2O, g/t/y}$
Data unit:	tN_2O/m^3
Description:	Monitored content of nitrous oxide in the stack gas from gasification, waste incineration or RDF combustion in year y
Source of data:	Project site
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	At least quarterly
QA/QC procedures:	
Any comment:	More frequent sampling is encouraged

Data / parameter:	$MC_{CH_4, g/t/y}$
Data unit:	tCH_4/m^3
Description:	Monitored content of methane in the stack gas from gasification, waste incineration or RDF/stabilized combustion in year y
Source of data:	Project site



Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	At least quarterly
QA/QC procedures:	
Any comment:	More frequent sampling is encouraged

Data / parameter:	MB _y
Data unit:	tCH ₄
Description:	Methane produced in the landfill in the absence of the project activity in year <i>y</i>
Source of data:	Calculated as per the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”
Measurement procedures (if any):	As per the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”
Monitoring frequency:	As per the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”
QA/QC procedures:	As per the “Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site”
Any comment:	-

Data / parameter:	AF
Data unit:	%
Description:	Methane destroyed due to regulatory or other requirements
Source of data:	Local and/or national authorities
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	At renewal of crediting period
QA/QC procedures:	Data are derived from or based upon local or national guidelines, so QA/QC-procedures for these data are not applicable.
Any comment:	Changes in regulatory requirements, relating to the baseline landfill(s) need to be monitored in order to update the adjustment factor (AF), or directly MD _{reg.} . This is done at the beginning of each crediting period.

Data / parameter:	EG _{d,y}
Data unit:	MWh
Description:	Amount of electricity generated utilizing the biogas/syngas collected/RDF/stabilized biomass/combustion heat from incineration in the project activity displacing electricity in the baseline during the year <i>y</i>
Source of data:	Electricity meter
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	
Any comment:	



Data / parameter:	CEF_d
Data unit:	tCO ₂ /MWh
Description:	Emission factor of displaced electricity by the project activity
Source of data:	Captive power plant: estimated as per equation 23. Grid: as per the “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	$RATE^{Compliance}_y$
Data unit:	Number
Description:	Rate of compliance
Source of data:	Municipal bodies
Measurement procedures (if any):	The compliance rate is based on the annual reporting of the municipal bodies issuing these reports. The state-level aggregation involves all landfill sites in the country. If the rate exceeds 50%, no CERs can be claimed.
Monitoring frequency:	Annual
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	$NO_{vehicles,i,y}$
Data unit:	Number
Description:	Vehicles per carrying capacity per year
Source of data:	Counting
Measurement procedures (if any):	Counter should accumulate the number of trucks per carrying capacity
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Number of vehicles must match with total amount of sold compost. Procedures will be checked regularly by DOE.
Any comment:	

Data / parameter:	$DT_{i,y}$
Data unit:	km
Description:	Average additional distance travelled by vehicle type i compared to the baseline in year y
Source of data:	Expert estimate
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Assumption to be approved by DOE
Any comment:	



Data / parameter:	$VF_{cons,i}$
Data unit:	L/km
Description:	Vehicle fuel consumption in litres per kilometre for vehicle type <i>i</i>
Source of data:	Fuel consumption record
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	D_{fuel}
Data unit:	kg/L
Description:	Density of fuel
Source of data:	The source of data should be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Annually or <i>Ex ante</i>
QA/QC procedures:	
Any comment:	Not necessary if NCV_{fuel} is demonstrated on a per liter basis

Data / parameter:	$Q_{biomass,y}$
Data unit:	tonne/yr
Description:	Amount of waste gasified, incinerated or RDF/stabilized biomass combusted in year <i>y</i>
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	All produced stabilized biomass will be trucked off from site. All trucks leaving site will be weighed. Possible temporary storage of stabilized biomass will be weighed as well or not taken into account for calculated carbon credits.
Monitoring frequency:	
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	EF_{N2O}
Data unit:	kgN ₂ O/tonne waste (dry)
Description:	Aggregate N ₂ O emission factor for waste incineration
Source of data:	As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	
QA/QC procedures:	
Any comment:	



Data / parameter:	EF_{CH_4}
Data unit:	KgCH ₄ /tonne waste (dry)
Description:	Aggregate CH ₄ emission factor for waste incineration
Source of data:	As per guidance from the Board, IPCC default values should be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain.
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	$S_{a,y}$
Data unit:	%
Description:	Share of the waste that degrades under anaerobic conditions in the composting plant during year y
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	See $S_{total,y}$
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	O ₂ -measurement-instrument will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of instrument-supplier). Measurement itself to be done by using a standardised mobile gas detection instrument. A statistically significant sampling procedure will be set up that consists of multiple measurements throughout the different stages of the composting process according to a predetermined pattern (depths and scatter) on a weekly basis.
Any comment:	Used to determine percentage of compost material that behaves anaerobically

Data / parameter:	$S_{OD,y}$
Data unit:	Number
Description:	Number of samples with oxygen deficiency (i.e. oxygen content below 10%)
Source of data:	Oxygen measurement device
Measurement procedures (if any):	See $S_{total,y}$
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	O ₂ -measurement-instrument will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of instrument-supplier). Measurement itself to be done by using a standardised mobile gas detection instrument. A statistically significant sampling procedure will be set up that consists of multiple measurements throughout the different stages of the composting process according to a predetermined pattern (depths and scatter) on a weekly basis.
Any comment:	Samples with oxygen content <10%. Weekly measurements throughout the year but accumulated once per year only.



Data / parameter:	$S_{total,y}$
Data unit:	Number
Description:	Number of samples
Source of data:	Oxygen measurement device
Measurement procedures (if any):	Statistically significant
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	O ₂ -measurement-instrument will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of instrument-supplier). Measurement itself to be done by using a standardised mobile gas detection instrument. A statistically significant sampling procedure will be set up that consists of multiple measurements throughout the different stages of the composting process according to a predetermined pattern (depths and scatter) on a weekly basis.
Any comment:	Total number of samples taken per year, where $S_{total,y}$ should be chosen in a manner that ensures estimation of $S_{a,y}$ with 20% uncertainty at 95% confidence level. To determine the oxygen content during the process, project participants shall measure the oxygen content according to a predetermined sampling scheme and frequency. These measurements should be undertaken for each year of the crediting period and recorded each year.

Data / parameter:	S_{LE}
Data unit:	%
Description:	Share of samples anaerobic
Source of data:	
Measurement procedures (if any):	See $S_{LE,total}$
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	O ₂ -measurement-instrument will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of instrument-supplier). Measurement itself to be done by using a standardised mobile gas detection instrument. A statistically significant sampling procedure will be set up that consists of multiple measurements throughout the different stages of the composting process according to a predetermined pattern (depths and scatter) on a daily basis.
Any comment:	Used to determine percentage of compost material that behaves anaerobically



Data / parameter:	$S_{OD,LE}$
Data unit:	Number
Description:	Number of samples with oxygen deficiency
Source of data:	Oxygen measurement device
Measurement procedures (if any):	See $S_{LE,total}$
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	O ₂ -measurement-instrument will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of instrument-supplier). Measurement itself to be done by using a standardised mobile gas detection instrument. A statistically significant sampling procedure will be set up that consists of multiple measurements throughout the different stages of the composting process according to a predetermined pattern (depths and scatter) on a daily basis.
Any comment:	Samples with oxygen content <10%. Weekly measurements throughout the year but accumulated once per year only

Data / parameter:	$S_{LE,total}$
Data unit:	Number
Description:	Number of samples
Source of data:	Oxygen measurement device
Measurement procedures (if any):	Statistically significant
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	O ₂ -measurement-instrument will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of instrument-supplier). Measurement itself to be done by using a standardised mobile gas detection instrument. A statistically significant sampling procedure will be set up that consists of multiple measurements throughout the different stages of the composting process according to a predetermined pattern (depths and scatter) on a daily basis.
Any comment:	Total number of samples taken per year, where $S_{LE,total}$ should be chosen in a manner that ensures estimation of S_{LE} with 20% uncertainty at 95% confidence level.

Data / parameter:	Degradability analysis
Data unit:	
Description:	Project proponent shall provide degradability analysis on an annual basis to demonstrate that the methane generation in the life-cycle of the SB is negligible.
Source of data:	Project site
Measurement procedures (if any):	Measurement of absorption capacity for moisture of SB according to appropriate standards.
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	If the PPs produce different types of SB, they should provide this analysis for each SB type separately.



Data / parameter:	Amount of RDF/stabilized biomass used outside the project boundary
Data unit:	Tons
Description:	Project Proponents shall monitor the amount of the RDF/stabilized biomass sold for use outside of the project boundary
Source of data:	Project Site
Measurement procedures (if any):	Sale invoices of the RDF/stabilized biomass should be kept at the project site. They should contain Customer contact details, physical location of delivery, type, amount (in tons) and purpose of stabilized biomass (use as fuel or as material in furniture etc.). A list of customers and delivered SD amount should be kept at the project site.
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	Temperature of the thermal treatment process
Data unit:	
Description:	The thermal treatment process (dehydration) occurs under controlled conditions (up to 300 degrees Celsius)
Source of data:	Project site
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / parameter:	$A_{j,x}$
Data unit:	tonnes/yr
Description:	Amount of organic waste type j prevented from disposal in the landfill in the year x (tonnes/year)
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Weighbridge
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Weighbridge will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of the weighbridge supplier)
Any comment:	



Data / parameter:	$A_{ci,x}$
Data unit:	tonnes/yr
Description:	Amount of residual waste type 'ci' from anaerobic digestion, gasifier or processing/combustion of RDF and stabilized biomass.
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Weighbridge
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Weighbridge will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of the weighbridge supplier).
Any comment:	

Data / parameter:	R_n
Data unit:	tonnes/yr
Description:	Weight of RDF/stabilized biomass sold offsite for which no sale invoices can be provided
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Weighbridge
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Weighbridge will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of the weighbridge supplier)
Any comment:	

Data / parameter:	R_t
Data unit:	tonnes/yr
Description:	Total weight of RDF/stabilized biomass produced (t/yr)
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Weighbridge
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Weighbridge will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of the weighbridge supplier).
Any comment:	

Data / parameter:	$A_{residual}$
Data unit:	tonnes/yr
Description:	The amount of the residual waste from the incinerator
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Weighbridge
Monitoring frequency:	Aggregated at least annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	Weighbridge will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of the weighbridge supplier)



Data / parameter:	FC_{residual}
Data unit:	%
Description:	Fraction of residual carbon in the residual waste of MSW incinerator
Source of data:	Sample measurements by project participants.
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	The size and frequency of sampling should be statistically significant with a maximum uncertainty range of 20% at a 95% confidence level. As a minimum, sampling should be undertaken four times per year.
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / Parameter:	$Q_{\text{COD},y}$
Data unit:	m^3/yr
Description:	Amount of waste water treated anaerobically or released untreated from the project activity in year y
Source of data:	Measured value by flow meter
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Monthly aggregated annually
QA/QC procedures:	The monitoring instruments will be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy
Any comment:	If the wastewater is treated aerobically, emissions are assumed to be zero, and hence this parameter does not need to be monitored.

Data / Parameter:	$P_{\text{COD},y}$
Data unit:	tCOD/m^3
Description:	Chemical Oxygen Demand (COD) of wastewater
Source of data:	Measured value by purity meter
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Monthly and averaged annually
QA/QC procedures:	The monitoring instruments will be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy.
Any comment:	If the wastewater is treated aerobically, emissions are assumed to be zero, and hence this parameter does not need to be monitored



Data / Parameter:	$f_{c/g/d/r/i}$
Data unit:	%
Description:	Fraction of waste diverted, from the landfill to all project activities: composting/gasification/anaerobic digestion/RDF/stabilized biomass/incineration
Source of data:	Plant records
Measurement procedures (if any):	
Monitoring frequency:	Monthly
QA/QC procedures:	
Any comment:	

Data / Parameter:	Q_y
Data unit:	TJ
Description:	Net quantity of thermal energy supplied by the project activity in year y
Source of data:	Steam meter
Measurement procedures (if any):	-In case of steam meter: The enthalpy of steam and feed water will be determined at measured temperature and pressure and the enthalpy difference will be multiplied with quantity measured by steam meter. -In case of hot air: the temperature, pressure and mass flow rate will be measured.
Monitoring frequency:	Monthly
QA/QC procedures:	In case of monitoring of steam, it will be calibrated for pressure and temperature of steam at regular intervals. The meter shall be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy.
Any comment:	The dedicated quantity of thermal energy generated for heat supply or cogeneration by the project activity if included.

Data / parameter:	Amount of compost produced
Data unit:	Tons
Description:	Project Proponents shall monitor the amount of the compost produced from the composting treatment process
Source of data:	Project Site
Measurement procedures (if any):	Sales invoices of the compost should be kept at the project site. They should contain customer contact details, physical location of delivery, type, amount (in tons) and the use of compost. A list of customers and delivered SD amount should be kept at the project site.
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	
Any comment:	



Data / parameter:	-
Data unit:	MJ
Description:	Energy generated by auxiliary fossil fuel added in the incinerator
Source of data:	Project Site
Measurement procedures (if any):	This parameter will be estimated multiplying the amount of auxiliary fossil fuel added in the incinerator to the net calorific value of this auxiliary fossil fuel.
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	
Any comment:	This parameter will be used to assess that the fraction of energy generated by fossil fuel is no more than 50% of the total energy generated in the incinerator. Energy generated by fossil fuel $< 0.50 \times (Q_y + EG_{d,y})$



History of the document

Version	Date	Nature of revision
11	EB 44, Annex 7 28 November 2008	<ul style="list-style-type: none"> • Addition of a circulating fluidized bed incinerator as a possible technology in the project activity; • Inclusion of an applicability condition to limit the use of auxiliary fossil fuels in the incinerator; • Clarification on the measurement procedure for fossil-based carbon in the waste; • Addition of procedure to estimate leakage emissions from the residual waste from MSW incineration.
10.1	EB 41, Paragraph 26(g) 02 August 2008	The title of the "Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site" changes to "Tool to determine methane emissions avoided from disposal of waste at a solid waste disposal site".
10	EB 35, Paragraph 24 19 October 2007	To amend the methodology replacing the reference to ACM0002 by a reference to the "Tool to calculate the emission factor for an electricity system".
09	EB 33, Annex 8 27 July 2007	To correct an oversight where in the methodology avoidance of methane from anaerobic decay of biomass is credited even for that fraction of biomass, which is identified as not being surplus and thus would not have been dumped and thereby not causing methane emissions.
08	EB 32, Annex 7 22 June 2007	To clarify that the methodology is applicable to project activities: where output of composting activity is disposed of in landfill; and where refuse derived fuel is used for either generation of heat or co-generating energy.
07	EB 31, Annex 5 04 May 2007	To incorporate the proposed new methodology NM0174-rev (MSW Incineration Project in Guanzhuang, Tianjin City, China) expanding its applicability to projects activities that use incineration of municipal solid waste to generate energy.
06	EB 29, Annex 4 16 February 2007	<ul style="list-style-type: none"> • To incorporate the proposed new methodology NM0178 (Aerobic thermal treatment of municipal solid waste (MSW) without incineration in Parobé); • To revise the procedure for estimating methane emissions from anaerobic pockets of waste being treated through composting.
05	EB 27, Annex 7 1 November 2006	Expand the applicability of the methodology to project activities that use a mechanical process to produce refuse-derived fuel (RDF) for power generation from municipal solid waste.
04	EB 26, Annex 9 29 September 2006	Expand the applicability of the methodology to project activities that: <ul style="list-style-type: none"> • Use anaerobic digestion to treat municipal solid waste, which in absence of the project activity would have been disposed in a landfill; • Are implemented in a country where mandatory regulation exist to treat the biodegradable part of the municipal solid waste before disposing the waste in a landfill, but the regulation is not implemented.
03	EB 23, Annex 6 24 February 2006	<ul style="list-style-type: none"> • Allow the use of procedure defined in AMS I.D for estimating electricity emission factor if the electricity consumed/supplied meets the eligibility criteria of small scale; • Expand the applicability of the methodology to alternative treatment process other than composting.
02	EB 22, Annex 4 25 November 2005	The title was amended in order to clarify that the methodology also applies to organic waste composting that occurs outside the landfill sites.
01	EB 21, Annex 15 30 September 2005	Initial adoption.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

TYPE III - OTHER PROJECT ACTIVITIES

Project participants shall take into account the general guidance to the methodologies, information on additionality, abbreviations and general guidance on leakage provided at <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>.

III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass

Technology/measure

1. This methodology comprises measures to avoid the emissions of methane to the atmosphere from biomass or other organic matter that would have otherwise been left to decay anaerobically in a solid waste disposal site. In the project activity, controlled biological treatment of biomass is introduced through one, or a combination, of the following measures:
 - (a) Aerobic treatment by composting and proper soil application of the compost;
 - (b) Anaerobic digestion in closed reactors equipped with biogas recovery and combustion/flaring system.
2. The project activity does not recover or combust landfill gas from the disposal site (unlike AMS III.G), and does not undertake controlled combustion of the waste that is not treated biologically in a first step (unlike AMS III.E). Project activities that recover biogas from wastewater treatment shall use methodology AMS III.H.
3. Measures are limited to those that result in emission reductions of less than or equal to 60 kt CO₂ equivalent annually.
4. This methodology is applicable to the treatment of the organic fraction of municipal solid waste and biomass waste from agricultural or agro-industrial activities. The treatment of manure is not eligible under this methodology. Project activities involving anaerobic digestion and biogas recovery from manure shall apply AMS III.D or AMS III.R.
5. This methodology includes construction and expansion of treatment facilities as well as activities that increase capacity utilization at an existing facility. For project activities that increase capacity utilization at existing facilities, project participant(s) shall demonstrate that special efforts are made to increase the capacity utilization, that the existing facility meets all applicable laws and regulations and that the existing facility is not included in a separate CDM project activity. The special efforts should be identified and described.
6. This methodology is also applicable for co-treating wastewater and solid biomass waste, where wastewater would otherwise have been treated in an anaerobic wastewater treatment system without biogas recovery. The wastewater in the project scenario is used as a source of moisture and/or nutrients to the biological treatment process e.g. composting of empty fruit bunches (EFB), a residue from palm oil production, with the addition of palm oil mill effluent (POME) which is the wastewater co-produced from palm oil production.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

7. The location and characteristics of the disposal site of the biomass in the baseline condition shall be known, in such a way as to allow the estimation of its methane emissions. Guidance in paragraphs 4, 6 and 7 in AMS III.E shall be followed in this regard.
8. In case residual waste from the biological treatment (slurry, compost or products from those treatments) are handled aerobically and submitted to soil application, the proper conditions and procedures (not resulting in methane emissions) must be ensured.
9. In case residual wastes from the biological treatment (slurry, compost or products from those treatments) are treated thermally/mechanically, the provisions in AMS III.E related to thermal/mechanical treatment shall be applied.
10. In case residual waste from the biological treatment (slurry, compost or products from those treatments) are stored under anaerobic conditions and/or delivered to a landfill, emissions from the residual waste shall be taken into account and calculated as per the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”.
11. For project activities involving controlled anaerobic digestion and production of biogas, technical measures shall be used (e.g. flared, combusted) to ensure that all biogas produced by the digester is captured and gainfully used or combusted/flared.
12. The recovered biogas from anaerobic digestion may also be utilised for the following applications instead of flaring or combustion:
 - (a) Thermal or electrical energy generation directly; or
 - (b) Thermal or electrical energy generation after bottling of upgraded biogas; or
 - (c) Thermal or electrical energy generation after upgrading and distribution using one of the following options:
 - (i) Upgrading and injection of biogas into a natural gas distribution grid with no significant transmission constraints; or
 - (ii) Upgrading and transportation of biogas via a dedicated piped network to a group of end users; or
 - (d) Hydrogen production.
13. If the recovered biogas is used for project activities covered under paragraph 12 (a), that component of the project activity shall use a corresponding category under Type I.
14. If the recovered biogas is used for project activities covered under paragraph 12 (b) or 12 (c) relevant provisions in AMS III.H related to upgrading of biogas, bottling of biogas, injection of biogas into a natural gas distribution grid and transportation of biogas via a dedicated piped network shall be used.
15. If the recovered biogas is used for project activities covered under paragraph 12 (d) that component of the project activity shall use corresponding methodology AMS III.O.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

Boundary

16. The project boundary is the physical, geographical site:
- (a) Where the solid waste would have been disposed and the methane emission occurs in absence of the proposed project activity,
 - (b) In the case of projects co-composting wastewater, where the co-composting wastewater would have been treated anaerobically in the absence of the project activity,
 - (c) Where the treatment of biomass through composting or anaerobic digestion takes place,
 - (d) Where the residual waste from biological treatment or products from those treatments, like compost and slurry, are handled, disposed, submitted to soil application, or treated thermally/mechanically;
 - (e) Where biogas is burned/flared or gainfully used,
 - (f) And the itineraries between them (a, b, c, d and e), where the transportation of waste, wastewater, compost/slurry/products of treatment or biogas occurs.

Baseline

17. The baseline scenario is the situation where, in the absence of the project activity, biomass and other organic matter are left to decay within the project boundary and methane is emitted to the atmosphere. The baseline emissions are the amount of methane emitted from the decay of the degradable organic carbon in the biomass solid waste composted or anaerobically digested in the project activity. When wastewater is co-composted, baseline emissions include emissions from wastewater co-composted in the project activity. The yearly Methane Generation Potential for the solid waste is calculated using the first order decay model as described in the ‘Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site’.

Baseline emissions shall exclude emissions of methane that would have to be captured, fuelled or flared to comply with national or local safety requirement or legal regulations.

$$BE_y = BE_{CH_4,SWDS,y} - (MD_{y,reg} * GWP_{CH_4}) + (MEP_{y,ww} * GWP_{CH_4}) \quad (1)$$



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

Where:

$BE_{CH_4,SWDS,y}$ Yearly methane generation potential of the solid waste composted or anaerobically digested by the project activity during the years “x” from the beginning of the project activity (x=1) up to the year y estimated as per the ‘Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site’ (tCO₂e). The tool may be used with the factor “f=0.0” assuming that no biogas is captured and flared. With the definition of year x as ‘the year since the landfill started receiving wastes, x runs from the first year of landfill operation (x=1) to the year for which emissions are calculated (x=y)’

$MD_{y,reg}$ Amount of methane that would have to be captured and combusted in the year y to comply with the prevailing regulations (tonne)

$MEP_{y,ww}$ Methane emission potential in the year y of the wastewater co-composted. The value of this term is zero if co-composting of wastewater is not included in the project activity (tonne)

GWP_{CH_4} GWP for CH_4 (value of 21 is used)

18. Methane emission potential of co-composted wastewater is estimated as:

$$MEP_{y,ww} = Q_{y,ww,in} * COD_{y,ww,untreated} * B_{o,ww} * MCF_{ww,treatment} * UF_b \quad (2)$$

Where:

$Q_{y,ww,in}$ Volume of wastewater entering the co-composting facility in the year y (m³)

$COD_{y,ww,untreated}$ Chemical oxygen demand of the wastewater entering the co-composting facility in the year y (tonnes/m³)

$B_{o,ww}$ Methane producing capacity for the wastewater (IPCC default value for domestic wastewater of 0.21 kg CH₄/kg.COD)¹

$MCF_{ww,treatment}$ Methane correction factor for the wastewater treatment system in the baseline scenario (MCF value as per table III.F.1)

UF_b Model correction factor to account for model uncertainties (0.94)²

¹ The IPCC default value of 0.25 kg CH₄/kg COD was corrected to take into account the uncertainties. For domestic waste water, a COD based value of $B_{o,ww}$ can be converted to BOD₅ based value by dividing it by 2.4, i.e. a default value of 0.504 kg CH₄/kg BOD can be used.

² Reference: FCCC/SBSTA/2003/10/Add.2, page 25.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

19. The Methane Correction Factor (MCF) shall be determined based on the following table:

Table III.F.1. IPCC default values³ for Methane Correction Factor (MCF)

Type of wastewater treatment and discharge pathway or system	MCF value
Discharge of wastewater to sea, river or lake	0.1
Aerobic treatment, well managed	0
Aerobic treatment, poorly managed or overloaded	0.3
Anaerobic digester for sludge without methane recovery	0.8
Anaerobic reactor without methane recovery	0.8
Anaerobic shallow lagoon (depth less than 2 metres)	0.2
Anaerobic deep lagoon (depth more than 2 metres)	0.8
Septic system	0.5

Project Activity Emissions

20. Project activity emissions consist of:

- (a) CO₂ emissions due to incremental transportation distances;
- (b) CO₂ emissions from electricity and/or fossil fuel consumption by the project activity facilities;
- (c) In case of anaerobic digestion: methane emissions from physical leakages of the anaerobic digester;
- (d) In case of composting: methane emissions during composting process;
- (e) In case of composting (including co-composting of wastewater): methane emissions from runoff water;
- (f) In case the residual waste from the biological treatment (slurry, compost or products from those treatments) are stored under anaerobic conditions and/or delivered to a landfill: the methane emissions from the disposal/storage of these residual waste/products.

$$PE_y = PE_{y,transp} + PE_{y,power} + PE_{y,phy\ leakage} + PE_{y,comp} + PE_{y,runoff} + PE_{y,res\ waste} \quad (3)$$

Where:

PE_y Project activity emissions in the year y ((tCO₂e)

$PE_{y,transp}$ Emissions from incremental transportation in the year y (tCO₂e)

$PE_{y,power}$ Emissions from electricity or fossil fuel consumption in the year y (tCO₂e)

³ Default values from chapter 6 of volume 5. Waste in 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

$PE_{y,phy\ leakage}$	In case of anaerobic digestion: methane emissions from physical leakages of the anaerobic digester in year y (tCO ₂ e)
$PE_{y,comp}$	In case of composting: methane emissions during composting process in the year y (tCO ₂ e)
$PE_{y,runoff}$	In case of composting: methane emissions from runoff water in the year y (tCO ₂ e)
$PE_{y,res\ waste}$	In case residual waste/slurry/products are subjected to anaerobic storage or disposed in a landfill: methane emissions from the anaerobic decay of the residual waste/products (tCO ₂ e)

21. Project emissions due to incremental transport distances ($PE_{y,transp}$) are calculated based on the incremental distances between:

- (i) The collection points of biomass and the treatment site/site where anaerobic digestion takes place as compared to the baseline solid waste disposal site;
- (ii) When applicable, the collection points of wastewater and treatment site as compared to baseline wastewater treatment site;
- (iii) Treatment sites and the sites for soil application, landfilling and further treatment of the residual waste/products.

$$PE_{y,transp} = (Q_y / CT_y) * DAF_w * EF_{CO_2} + (Q_{y,treatment,i} / CT_{y,treatment,i}) * DAF_{treatment,i} * EF_{CO_2} \quad (4)$$

Where:

Q_y	Quantity of raw waste treated and/or wastewater co-treated in the year y (tonnes)
CT_y	Average truck capacity for transportation (tonnes/truck)
DAF_w	Average incremental distance for raw solid waste and/or wastewater transportation (km/truck)
EF_{CO_2}	CO ₂ emission factor from fuel use due to transportation (kgCO ₂ /km, IPCC default values or local values may be used)
i	Type of residual waste/products and or compost
$Q_{y,treatment,i}$	Quantity of residual waste/products and/or compost i produced in year y (tonnes)
$CT_{y,treatment,i}$	Average truck capacity for residual waste/products/compost i transportation (tonnes/truck)
$DAF_{treatment,i}$	Average distance for residual waste/products/compost i transportation (km/truck)



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

22. For the calculation of project emissions from electricity and/or fossil fuel consumption by the project activity facilities ($PE_{y,power}$) all the energy consumption of all equipment/devices installed by the project activity shall be included e.g. energy used for aeration and/or turning of compost piles/heaps, chopping of biomass for size reduction, screening, drying of the final compost product and for the runoff wastewater treatment. Emission factors for grid electricity used shall be calculated as described in AMS I.D. For project activity emissions from fossil fuel consumption the emission factor for the fossil fuel shall be used (tCO₂/tonne). Local values are to be used, if local values are difficult to obtain, IPCC default values may be used. If recovered biogas is used to power auxiliary equipment of the project it should be taken into account accordingly, using zero as its emission factor.

23. In case of the controlled anaerobic digestion of biomass methane emissions due to physical leakages from the digester and recovery system ($PE_{y,phy\ leakage}$) shall be considered in the calculation of project emissions. The physical leakage emissions are estimated as follows:

$$PE_{y, phy\ leakage} = Q_y * EF_{anaerobic} * GWP_{CH_4} \quad (5)$$

Where:

$EF_{anaerobic}$ Emission factor for anaerobic digestion of organic waste (t CH₄/ton waste treated). Emission factors can be based on facility/site-specific measurements, country specific values or IPCC default values (table 4.1, chapter 4, Volume 5, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories). IPCC default values are 2 g CH₄/kg waste treated on a dry weight basis and 1 g CH₄/kg waste treated on a wet weight basis

24. Methane emissions during composting ($PE_{y,comp}$) shall be calculated as follows:

$$PE_{y,comp} = Q_y * EF_{composting} * GWP_{CH_4} \quad (6)$$

Where:

$EF_{composting}$ Emission factor for composting of organic waste (t CH₄/ton waste treated). Emission factors can be based on facility/site-specific measurements, country specific values or IPCC default values (table 4.1, chapter 4, Volume 5, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories). IPCC default values are 10 g CH₄/kg waste treated on a dry weight basis and 4 g CH₄/kg waste treated on a wet weight basis

25. Project emissions from runoff water from the composting facility ($PE_{y,runoff}$) are calculated as follows:

$$PE_{y,runoff} = Q_{y,ww,runoff} * COD_{y,ww,runoff} * B_{o,ww} * MCF_{ww,treatment} * UF_b * GWP_{CH_4} \quad (7)$$



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass (cont)

Where:

$Q_{y,ww,runoff}$	Volume of runoff water in the year y (m^3)
$COD_{y,ww,runoff}$	Chemical oxygen demand of the runoff water leaving the composting facility in the year y (tonnes/ m^3)
$B_{o,ww}$	Methane producing capacity of the wastewater (IPCC default value for domestic wastewater of $0.21 \text{ kg CH}_4/\text{kg.COD}$) ⁴
$MCF_{ww, treatment}$	Methane correction factor for the wastewater treatment system where the runoff water is treated (MCF value as per table III.F.1)
UF_b	Model correction factor to account for model uncertainties (1.06) ⁵

26. Methane emissions from anaerobic storage and/or disposal in a landfill of the residual waste/products/compost from the biological treatment ($PE_{y,res waste}$) are calculated as per the “Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”.

Leakage

27. If the project technology is the equipment transferred from another activity or if the existing equipment is transferred to another activity, leakage effects are to be considered (LE_y).

Monitoring

28. In the case of construction of new composting facilities or expansion of capacity of existing composting facilities, the emission reduction achieved by the project activity will be measured as the difference between the baseline emission and the sum of the project emission and leakage.

$$ER_y = BE_y - (PE_y + LE_y) \quad (8)$$

Where:

ER_y Emission reduction in the year y (tCO_2e)

LE_y Leakage emissions in year y (tCO_2e)

In the case of increase of capacity utilization of existing composting facilities, the emission reduction achieved by the project activity will be measured as the difference between the baseline emission and the sum of the project emission and leakage, multiplied by the factor “ r ” as follows:

$$ER_y = (BE_y - PE_y - LE_y) * (r - 1) \quad (9)$$

⁴ The IPCC default value of $0.25 \text{ kg CH}_4/\text{kg COD}$ was corrected to take into account the uncertainties. For domestic waste water, a COD based value of $B_{o,ww}$ can be converted to BOD_5 based value by dividing it by 2.4, i.e. a default value of $0.504 \text{ kg CH}_4/\text{kg BOD}$ can be used.

⁵ Reference: FCCC/SBSTA/2003/10/Add.2, page 25.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

The value for “r” is defined as

$$r = \text{TWCOM}_y / \text{WCOM}_{\text{BAU}} \quad (10)$$

Where:

TWCOM_y Total quantity of waste composted in year of (tonnes) at the facility

WCOM_{BAU} Registered annual amount of waste composted (tonnes) at the facility on a business as usual basis calculated as the highest amount of annual compost production in the last five years prior to the project implementation

29. In case of controlled anaerobic digestion and biogas production the emission reductions will be calculated as follows and the following monitoring requirements apply:

- (a) The emission reductions achieved by the project activity will be determined *ex post* through direct measurement of the amount of biogas fuelled, flared or gainfully used. It is possible that the project activity involves biomass treatment with higher methane conversion factor (MCF) than the MCF for the biomass which otherwise would have been left to decay in the baseline situation. Therefore the emission reductions achieved by the project activity is limited to the *ex post* calculated baseline emissions minus project and leakage emissions using the actual monitored data for the project activity (e.g. Q_y and fossil fuels/electricity used). The emission reductions achieved in any year are the lowest value of the following:

$$ER_{y,ex\ post} = \min((BE_{y,ex\ post} - PE_{y,ex\ post} - LE_{y,ex\ post}), (MD_y - PE_{y,power,ex\ post} - PE_{y,transp,ex\ post} - PE_{y,res\ waste,ex\ post} - LE_{y,ex\ post})) \quad (11)$$

Where:

$ER_{y,ex\ post}$ Emission reductions achieved by the project activity based on monitored values for year y (tCO₂ e)

$BE_{y,ex\ post}$ Baseline emissions calculated using formula 1) using *ex post* monitored values (e.g. Q_y) (tCO₂ e)

$PE_{y,ex\ post}$ Project emissions calculated using formula 3) using *ex post* monitored values (e.g. Q_y , transport distances, the amount of electricity/fossil fuels used, emissions from anaerobic storage). This calculation shall include project emissions from physical leakage (tCO₂ e)

$LE_{y,ex\ post}$ Leakage emissions calculated using *ex post* monitored values (tCO₂ e)

MD_y Methane captured and destroyed or used gainfully by the project activity in year y (tCO₂e)



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass (cont)

$PE_{y,transp,ex\ post}$	Emissions from incremental transportation based on monitored values in the year y (tCO ₂ e)
$PE_{y,power,ex\ post}$	Emissions from the use of fossil fuel or electricity for the operation of the installed facilities based on monitored values in the year y (tCO ₂ e)
$PE_{y,res\ waste,ex\ post}$	Methane emissions from the anaerobic decay of the residual waste/products based on monitored values in the year y (tCO ₂ e)

- (b) In case of flaring/combustion MD_y will be measured using the conditions of the flaring process:

$$MD_y = BG_{burnt,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} * FE * GWP_{CH_4} \quad (12)$$

Where:

$BG_{burnt,y}$	Biogas ⁶ flared/combusted in year y (m ³)
$w_{CH_4,y}$	Methane content ⁷ in the biogas in the year y (mass fraction)
D_{CH_4}	Density of methane at the temperature and pressure of the biogas in the year y (tonnes/m ³)
FE	Flare efficiency in the year y (fraction)

- (c) The method for integration of the terms to calculate MD_y to obtain the results for one year of measurements within the confidence level, as well as the methods and instruments used for metering, recording and processing the data obtained, shall be described in the project design document and monitored during the crediting period;
- (d) The amount of biogas recovered and fuelled/flared or gainfully used shall be monitored *ex post*, using flow meters. The fraction of methane in the biogas should be measured with a continuous analyzer or, alternatively, with periodical measurements at a 95% confidence level⁷. Temperature and pressure of the biogas are required to determine the density of methane combusted;
- (e) Regular maintenance should ensure optimal operation of flares. The flare efficiency, defined as the fraction of time in which the gas is combusted in the flare, multiplied by the efficiency of the flaring process, shall be monitored and calculated as per the provision in the “Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane”;

⁶ Biogas and methane content measurements shall be on the same basis (wet or dry).

⁷ Fraction of methane (CH₄) in biogas shall be measured using equipment that can directly measure methane content in the biogas, estimation of methane content of biogas based on measurement of other constituents of biogas such as CO₂ is not permitted



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

- (f) Project activities where a portion of the biogas is destroyed through flaring and the other portion is used for energy may consider to apply the flare efficiency to the portion of the biogas used for energy, if separate measurements are not performed;
- (g) Flow meters, sampling devices and gas analysers shall be subject to regular maintenance, testing and calibration to ensure accuracy;
- (h) The monitoring plan should include on site inspections for each individual digester included in the project boundary where the project activity is implemented for each verification period.
30. For all cases, the following parameters shall be monitored and recorded annually during the crediting period:
- Quantity of waste biologically treated (Q_y) and its composition through representative sampling. Monitoring of waste and its composition shall take place in accordance with the requirements in the ‘Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site’;
 - Quantity of methane that would have to be captured and combusted to comply with the prevailing regulations ($MD_{y,reg}$);
 - When project activity includes co-treating of wastewater, the volume of co-treated wastewater ($Q_{y,ww,in}$) and its COD content through representative sampling;
 - When project activity consists of composting, the volume of runoff water.⁸ ($Q_{y,ww,runoff}$) and its COD content ($COD_{y,ww,runoff}$) through representative sampling. In case relevant: $TWCOM_y$ and $WCOM_{BAU}$;
 - Parameters related to project emissions (PE_y) described above such as: CT_y , DAF_{w} , $CT_{y,treatment}$, $Q_{y,treatment}$, $CT_{y,treatment}$, $DAF_{treatment}$ and parameters for determining $PE_{y,res\ waste}$;
 - The annual amount of fossil fuel or electricity used to operate the facilities or power auxiliary equipment shall be monitored, e.g. energy/fossil fuels used for aeration, turning of compost piles, pre-processing of the biomass (e.g. size reduction, screening) and where relevant drying of the final compost product. Alternatively it shall be assumed that all relevant electrical equipment operate at full rated capacity, plus 10% to account for distribution losses, for 8760 hours per annum.

⁸ Consisting of the wastewater applied in excess (i.e. moisture over and above the field capacity of the biomass being composted) and rainwater in the case of unroofed sites.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

31. The historical records of annual amount of waste treated at the facility in the last five years prior to the project implementation and additional information to cross check the historical records (e.g. invoices of compost sales) shall be provided for project activity validation, in case of projects involving increase of capacity utilization of existing composting facilities.

32. In case of composting facilities, its operation will be documented in a quality control program, monitoring the conditions and procedures that ensure the aerobic condition of the waste during the composting process.

33. Soil application of the compost or slurry in agriculture or related activities will be monitored. This includes documenting the sales or delivery of the compost final product/slurry. It shall also include an in situ verification of the proper soil application of the compost/slurry to ensure aerobic conditions for further decay. Such verification shall be done at representative sample of user sites.

34. The project participants shall demonstrate annually, through the assessment of common practices at proximate waste disposal sites, that the amount of waste treated in the project activity facilities would have been disposed in a solid waste disposal site in the absence of the project activity. When project activity includes co-treatment of wastewater demonstrate that wastewater would have been treated in an anaerobic system without methane recovery in the absence of the project activity.

Project activity under a programme of activities

The following conditions apply for use of this methodology in a project activity under a programme of activities:

35. In case the project activity involves the replacement of equipment, and the leakage effect of the use of the replaced equipment in another activity is neglected, because the replaced equipment is scrapped, an independent monitoring of scrapping of replaced equipment needs to be implemented. The monitoring should include a check if the number of project activity equipment distributed by the project and the number of scrapped equipment correspond with each other. For this purpose scrapped equipment should be stored until such correspondence has been checked. The scrapping of replaced equipment should be documented and independently verified.



Indicative simplified baseline and monitoring methodologies
for selected small-scale CDM project activity categories

*III.F. Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
(cont)*

History of the document

Version	Date	Nature of revision
06	EB 41, Annex 19 02 August 2008	The applicability of the methodology is expanded to include controlled anaerobic digestion of solid organic waste which otherwise would have been left to decay in a waste disposal site.
05	EB 33, Annex 34 27 July 2007	Revision of the approved small-scale methodology AMS III.F to allow for its application under a programme of activities (PoA)
04	EB 31, Annex 25 04 May 2007	Includes project activities that enhance the capacity utilization of existing compost facilities and provides methods to determine the eligible increased capacity utilization based on the historical records of the annual amount of waste composted at the facility.
03	EB 28, Meeting Report, Para.54 15 December 2006	The applicability of the category is expanded to include co-composting of wastewater along with biomass solid wastes; Methods to calculate baseline emissions from the co-composted wastewater are included and parameters for avoided methane emissions from the composted solid waste are revised. See paragraph 50 of the EB 28 meeting report. Removed the interim applicability condition i.e. 25 ktCO ₂ e/yr limit from all Type III categories.
02	EB 24, Meeting Report, Para. 64 12, May 2006	Introduced the interim applicability condition i.e. 25 ktCO ₂ e/yr limit from all Type III categories.
01	EB 23, Annex 22 24 February 2006	Initial adoption.

Anexo 14: Ejemplo de Flujo de Efectivo para un Proyecto

FLUJO DE EFECTIVO DEL PROYECTO DE CAPTACION Y GENERACION ELECTRICA EN EL RELLENO SANITARIO ASERRI: ESCENARIO BASE (INVERSIONISTA)

Rubro	Año										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	0.00	640,258.19	1,661,599.09	2,207,061.63	2,544,257.32	1,911,610.44	1,972,018.82	2,228,922.51	2,320,690.83	2,394,255.70	3,497,436.28
Costos	0.00	290,064.55	315,431.68	379,133.17	407,421.91	408,147.52	408,147.52	460,443.64	472,118.30	482,076.53	490,740.04
Utilidad Bruta	0.00	350,193.64	1,346,167.41	1,827,928.46	2,136,835.41	1,503,462.92	1,563,871.30	1,768,478.87	1,848,572.53	1,912,179.17	3,006,696.24
Gastos	0.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00
Gastos no desembolsables	0.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00
Gastos por Intereses		476,976.54	422,542.50	362,408.51	295,977.70	222,590.72	141,519.17	51,958.36	-	-	-
Utilidad antes de impuestos		(556,382.90)	494,024.91	1,035,919.95	1,411,257.71	851,272.20	992,752.13	1,286,920.51	1,418,972.53	1,482,579.17	2,577,096.24
Impuesto de renta	-	-	148,207.47	310,775.99	423,377.31	255,381.66	297,825.64	386,076.15	425,691.76	444,773.75	773,128.87
Utilidad despues de impuestos		(556,382.90)	345,817.44	725,143.97	987,880.40	595,890.54	694,926.49	900,844.36	993,280.77	1,037,805.42	1,803,967.37
Gastos no desembolsables	0.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00	379,600.00
Incremento en el capital de trabajo	(408,077.46)	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
Recuperación del capital de trabajo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	408,077.46	-	-	-	-	-
Nueva inversión requerida	(5,846,600.00)	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
Recuperación de la inversión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	379,600.00
Amortizacion	4,677,280.00	519,839.96	574,273.99	634,407.99	700,838.79	774,225.77	855,297.33	944,858.13	-	-	-
Flujo de efectivo del proyecto	(1,577,397.46)	(696,622.85)	151,143.44	470,335.98	666,641.60	609,342.22	219,229.17	335,586.23	1,372,880.77	1,417,405.42	2,563,167.37
Recuperacion Nominal		(2,274,020.31)	(2,122,876.87)	(1,652,540.89)	(985,899.28)	(376,557.06)	(157,327.90)	178,258.33	1,551,139.10	2,968,544.52	5,531,711.89

Tasa de costo de capital 18.00%

VAN	198,339
TIR	19.65%
Costo/Beneficio	0.13

DESCRIPCIÓN DE LA ESTRATEGIA NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (ENCC)

En Costa Rica ha resurgido con fuerza durante los últimos dos años el reconocimiento de que el cambio climático y sus efectos adversos constituyen una preocupación común de toda la humanidad, que afecta a nuestro país de manera significativa. El país busca acciones consistentes con el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas y considera que no se obtendrán diferentes resultados haciendo las mismas cosas y confiando en la manera de pensar que nos llevo a la situación de crisis actual. Costa Rica, honrando su tradición de liderar propuestas innovadoras, está impulsando procesos consistentes con su responsabilidad local y global para enfrentar el cambio climático.

Este surgimiento se refleja en el Plan Nacional de Desarrollo (de la Administración Oscar Arias 2006-2009), en su eje de Política Ambiental, Energética y de Telecomunicaciones, el cual establece como meta sectorial el posicionamiento de la Agenda de Cambio Climático, como una agenda prioritaria a nivel nacional e internacional en primera instancia, acompañado de la Iniciativa de “Paz con la Naturaleza”, impulsada por el mismo Presidente Oscar Arias, que contempla el Cambio Climático como una de las áreas prioritarias de acción, y establece el compromiso de que Costa Rica sea un país carbono neutral para el año dos mil veintiuno.

Para iniciar gestionando estas ambiciosas metas se ha propuesto una Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC). En 2007 se realizó la concertación y consulta de la ENCC y en 2008 se está instrumentando la implementación en mitigación. Dicha estrategia está estructurada en cinco ejes:

- Mitigación de gases de efecto invernadero por medio de reducción de emisiones por fuentes y absorción por sumideros, que coincide con este estudio. La mitigación se implementara en 3 sub-ejes: reducir emisiones de gases por fuentes, captura y almacenamiento de carbono y mercados de carbono en los sectores prioritarios: energía, transporte, agropecuario, industria, residuos sólidos, turismo, hídrico y cambio de uso de suelo.
- Análisis riguroso de la vulnerabilidad y definición de medidas de adaptación.
- Inventario de gases de efecto invernadero por medio de un sistema de mediciones transparente, completo, confiable, preciso y verificable.
- Desarrollo de capacidades nacionales.
- Sensibilización pública y educación.



Esta es una estrategia relevante y destacada, que se está implementando a través de Planes de Acción que orientan las políticas y medidas de muchos actores, gobiernos locales,

regiones, empresas, involucrados, de manera que permita la acción en el ámbito de un modelo de desarrollo que satisfaga las necesidades nacionales y regionales y que además, coadyuve a la mitigación y a la adaptación al cambio climático.

Es destacable el programa de empresas y el registro que fomenta la carbono neutralidad y el desarrollo de un mercado nacional. A continuación una breve descripción de ambas acciones.

Se está realizando un proyecto piloto de las empresas carbono neutral (C-Neutral), con 37 empresas y organizaciones participando y formalmente inscritas (estado de Octubre 2008). Hay algunos documentos de herramientas que permiten hacer inventarios (huellas de carbono) para el sector turístico y banano. Durante el año 2008 se realizaron encuentros empresariales. Las empresas u organizaciones pueden participar voluntariamente de un proceso conducente a ser carbono neutral. La entidad una vez registrada realiza su inventario y reporte de gases con efecto invernadero de acuerdo a los lineamientos vigentes y disponibles a través de la ENCC.

El inventario puede cubrir diferentes instalaciones o solo una de acuerdo al tamaño de la organización participante y puede contemplar un sinnúmero de situaciones tanto en alcances o cobertura como en fuentes de emisión o sumideros de fijación.

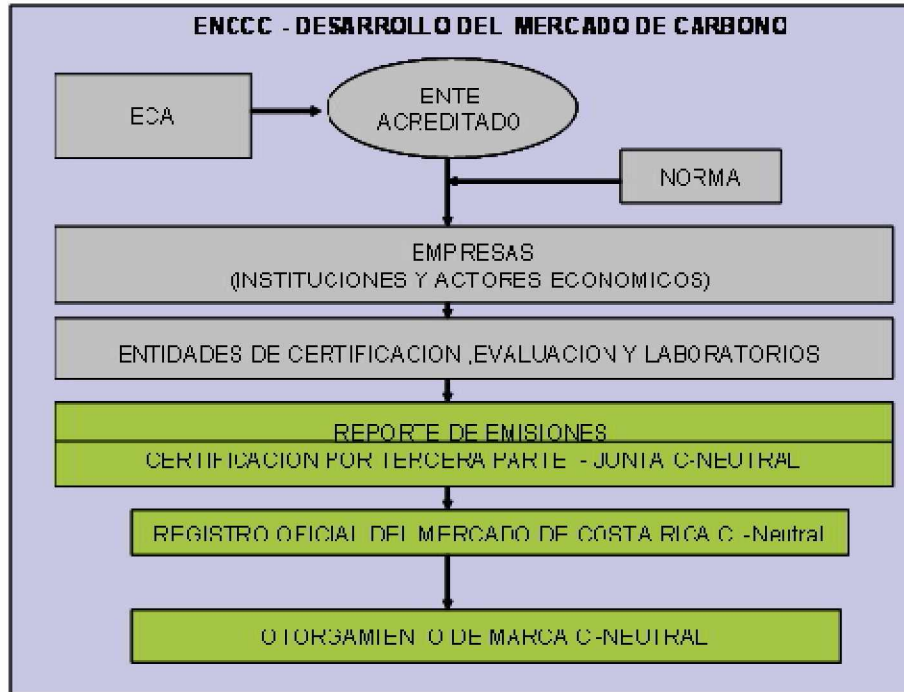
Las organizaciones, ya sean empresas o entidades pueden optar por la marca C-Neutral cumpliendo con los requisitos establecidos para 3 categorías. La categoría C (de base) contempla el cálculo de sus emisiones GEI y la compensación de las mismas por ejemplo en proyectos forestales. La categoría B (intermedia) busca la reducción de emisiones por esfuerzos de eficiencia energética, uso de energía renovable u otras iniciativas que se orienten hacia la eficiencia en el uso de los recursos y la visión de mitigación. Por último la categoría A (avanzada) busca la eficacia de los procesos o actividades mediante el encadenamiento para reducir aun más las emisiones, esta vez con una interacción con terceros.

Las organizaciones pueden iniciar de una manera sencilla de alcance limitado y con la categoría base y, mediante un proceso de mejoramiento continuo, establecer metas graduales e incrementales para su evolución en el tema. El límite de reconocimiento es el proyecto desde hace 3 años.

Organizaciones que tengan un avance previo por su desarrollo en sistemas de gestión ambiental o producción más limpia pueden complementarlo con el tema de cambio climático y buscar un alcance más integral y completo, incluyendo encadenamientos con sus proveedores o clientes.

El programa PAEZN está impulsando una iniciativa con las Municipalidades del Norte, buscando convertir a la región Huetar Norte en un territorio C-Neutral. FEMETROM también ha realizado algunos acercamientos al tema.

Por otro lado, la ENCC han definido los elementos necesarios para constituir un mercado nacional de carbono, los cuales se presentan a continuación.



Para más detalles sobre la estructuración de este mercado, se puede acceder a la dirección <http://www.encc.go.cr/carbono/mercado.html>.

El mercado que se busca desarrollar debe ser medible, trazable, monitoreable, registrable y verificable, al lado de la institucionalidad que da la Ley Nacional de Calidad. Esto busca generar capacidad nacional. Existe un decreto de creación a la institucionalidad, acompañado por dos normas aún no publicadas y desarrolladas por INTECO. La norma considera 5 elementos: emisión, reducción, compensaciones, inventario y huella. Se busca registrar la oferta y la demanda. El precio actual que está reconociendo FONAFIFO por ejemplo es de US\$6,5 por tonelada CO₂e evitada.

La relevancia del sector de gestión de residuos sólidos, por su potencial de reducción de GEI, por un lado, y las dificultades para materializar en el MDL un reconocimiento a las reducciones de emisiones para unidades de cierta escala de proyectos en el tema de gestión de residuos por otro lado, muestran a las opciones de reconocimiento local como las promovidas por el estímulo de la meta país C-Neutral para el 2021 y por ende a la ENCC como válidas para proporcionar reconocimiento o estímulo financiero en el sector.

Las opciones nacionales de encadenamiento (enfoques sectoriales, el agrupamiento), la política nacional en el tema de residuos, y las rentas de reducción de emisiones que podrían darse en un mercado nacional que busca la neutralidad son válidas en ausencia de opciones internacionales. Estas alternativas serán importantes para el ambiente, el desarrollo sostenible y la competitividad del modelo de gestión de residuos en Costa Rica.

En este momento la iniciativa de acercamiento de empresas y reducción de emisiones está iniciando, tiene resultados de alcance y acercamiento limitado y no hay resultados a comentar sobre acciones sectoriales y vinculación de políticas sobre desarrollo sostenible y transferencia de tecnología.

ANEXO 16

ANÁLISIS COMPARATIVO DE TIPOS DE PROYECTOS MDL

Cuadro: Análisis Comparativo de Tipos de Proyectos MDL

Característica	Proyecto individual	Proyecto Sombrilla (“Bundle”)	Programa de Actividades (PoA o pCDM)
Definición ¹	Proyecto específico de un proponente.	Agrupación de proyectos específicos para un manejo conveniente y para reducir costos de transacción. Lleva juntos varias actividades, para formar un proyecto MDL sin la pérdida de las características distintivas (tecnología, medidas, ubicación y metodología de línea base) de cada actividad de proyecto. ²	Acción voluntaria coordinada por una entidad pública o privada que coordina e implementa una política, una medida o una meta de estado (p.ej. esquemas de incentivos o programas voluntarios), los cuales promueven reducciones de GEI o remociones netas de GEI que son adicionales a cualesquiera que podrían ocurrir en ausencia del PoA, vía un número ilimitado de CPAs (CDM Program Activity). ³
Actividad del proyecto	Proyecto individual elegible en el MDL con fronteras definidas	Varios proyectos individuales con fronteras definidas, elegibles en el MDL.	Una multitud de acciones de mitigación de GEI, principalmente dispersas, que ocurren bajo un programa y por el programa. Identificación de actividades meta. COP/MOP decidió que políticas o estándares locales /regionales /nacionales no pueden ser considerados como actividades de proyectos MDL, pero que las actividades de proyecto bajo un PoA sí pueden ser registradas como un MDL simple.
Participantes de proyecto	Uno o varios participantes con interés y derecho a las reducciones de emisiones alcanzadas	Uno o varios participantes con interés y derecho a las reducciones de emisiones alcanzadas. Si un proyecto no se implementa, el “bundle” se cae.	La entidad coordinadora funge ante el MDL como responsable del programa. Puede haber desarrolladores de proyectos que adquieren responsabilidades en el programa de acuerdo a los criterios de inclusión en el programa.
Ubicación	Simple/ única.	Múltiples.	Múltiples, posiblemente hasta en varios países.
Conocimiento de los participantes de proyecto / Composición	Conocido ex – ante de manera exacta.	Conocido ex – ante de manera exacta.	Ente coordinador conocido ex ante, entes ejecutantes de las distintas acciones de reducciones de emisiones no necesariamente conocidos ex ante, aun cuando la primera CPA debe definir ese primer actor de CPA. Pueden cambiar a lo

¹ Según las definiciones del “Executive Board” del CDM, véase www.unfccc.org

² EB 21, Annex 21, paragraph 3

³ EB 32, Annex 38, paragraph 1

			largo de la vida del programa.
Ente coordinador	n.a	Puede existir algún coordinador que asume responsabilidad por las distintas actividades de proyecto incluidas y su puesta en marcha	El ente coordinadora (“coordinating entity”) desarrolla el programa para lograr acciones de mitigación de GEI alrededor de políticas y por ello coordina el programa entero. Puede ser público o privado. El ente coordinador es el participante del programa frente al EB. El MDL no establece requisitos pero la práctica recomienda características como: <ul style="list-style-type: none"> • Capacidad suficiente • Perspectiva de largo plazo • Experiencia con programas promocionales y de incentivo
Período de acreditación ⁴	Período de acreditación de 10 años o de tres veces 7 años.	Período de acreditación de 10 años o de tres veces 7 años. Período de acreditación uniforme para todas las actividades	Acreditación del programa de hasta 28 años. Cada CPA tiene su período de acreditación dentro del POA en el esquema de 10 años o de 3 por 7 años.
Metodologías	Aprobadas por la JE del MDL para los sectores de interés	Aprobadas por la JE del MDL para los sectores de interés	Aprobadas por la JE del MDL para los sectores de interés todos los CPAs deben usar una misma y única metodología.
Validación y verificación	Un reporte de validación y reportes de verificación.	Un reporte de validación y reportes de verificación para todo el agrupamiento.	Una validación para el programa y el primer CPA y una verificación por muestreo
Que tipo de proyectos son elegibles?	Según las reglas del MDL.	Según las reglas del MDL.	Según las reglas del MDL.
Des-agrupamiento / “De-bundling”		No se permite des-agrupado posterior a registro. Solo posible con autorización del EB en casos justificados.	CPAs pueden entrar y salir del PoA, es más flexible.
Monitoreo	De acuerdo a los requerimientos de la metodología aplicada.	De acuerdo a los requerimientos de la metodología aplicada, en cada uno de los proyectos participantes.	Acepta aplicación de monitoreo por muestreo representativa de los CPAs,

⁴ Para proyectos forestales aplican otros periodos de acreditación.

ANÁLISIS DEL “PIPELINE” DEL MDL

Todos los proyectos MDL presentados en Latinoamérica se resumen en la siguiente tabla del análisis del “CDM Pipeline” elaborado por Jürgen Fenhann, UNEP Riso Centre, última actualización 01-12-08:

Table 4:

Host region/country for CDM projects by status	At validation			Request registration		
	Number	kCERs	2012 kCERs	Number	kCERs	2012 kCERs
Latin America	410	35141	148805	23	3360	14220

Registered			Total			
Number	kCERs	2012 kCERs	Number	kCERs	2012 kCERs	2020 kCERs
381	40928	264905	814	19%	79430	427930
					14.9%	1015244

Issued		With drawn	Re-jected
Number	kCERs		
158	39165	6	31

De estos proyectos, la pequeña escala (“small scale”) representa las siguientes estadísticas:

Host region/country for CDM projects by status Small-scale projects	At validation Small-scale			Request registration Small-scale		
	Number	kCERs	2012 kCERs	Number	kCERs	2012 kCERs
Latin America	201	6004	28703	6	104	475

Registered small-scale			Total Small-scale			
Number	kCERs	2012 kCERs	Number	kCERs	2012 kCERs	2020 kCERs
167	4308	30035	374	19%	10416	59213
					21.5%	135776

Issued Small-scale		With drawn	Re-jected
Number	kCERs		
43	5205	6	7

Entonces, del número total de proyectos en Latinoamérica (814), 374 proyectos son de pequeña escala.

Proyectos relevantes para el manejo de residuos, entonces que incluyen algún tipo de manejo de residuos o del biogás generado en sitios de disposición, provienen de los siguientes tipos de proyectos MDL (más amplia que la definición del sector de residuos del MDL):

- Tipo de proyectos: agricultura, biogás, energía de biomasa y biogás de relleno
- Sub-tipos: Residuos agrícolas: granza de arroz y otros, generación con bagazo, biodiesel, quemado de biogás, generación eléctrica con biogás, combustión de residuos municipales, compostaje, biomasa de bosque, residuos forestales de aserraderos y otros, gasificación de residuos sólidos municipales, gasificación de biomasa, residuos sólidos de aceite de palma, quemado de gas de relleno, generación eléctrica con gas de relleno y otros residuos industriales.

En Latinoamérica, en estos sectores hay 516 proyectos y 222,118 kton CO₂e CERs en total presentados. De estos, proyectos de residuos (incluyendo biogás de rellenos) y biomasa,

con aprovechamiento energético o no, representan casi el 68% en número de proyectos y casi el 52% de los CER's de Latinoamérica al 2012.

104 de los 516 proyectos anteriores se ubican en los sub-tipos de quemado y generación de potencia con el gas de relleno, gasificación y quemado de residuos sólidos municipales y compostaje de residuos sólidos municipales, representando 119,258 kton CO₂e CERs al 2012, lo que significa el 54% de las reducciones de GEI de las reducciones de residuos y biomasa con aprovechamiento energético o no, en el 20% de los proyectos.

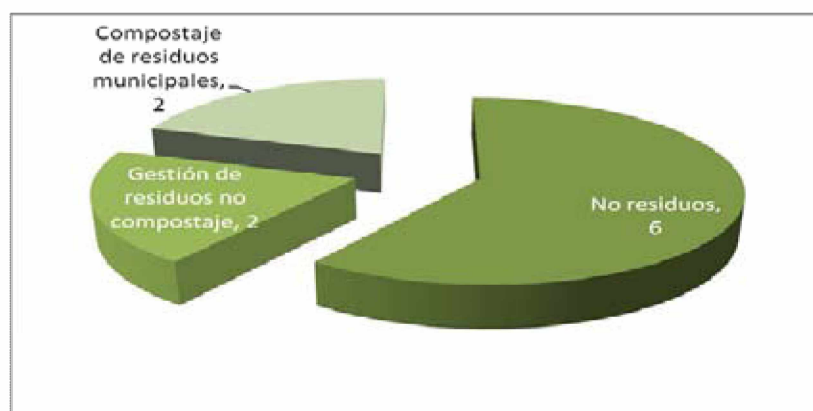
Lo anterior permite concluir que son proyectos grandes en su gran mayoría en quemado y generación eléctrica del gas de relleno, pues solo hay un proyecto de gasificación y otro de combustión de residuos municipales y siete proyectos de compostaje. De estos siete proyectos, dos son registrados (ambos en Colombia) y los demás están en validación; cuatro de los proyectos son de pequeña escala y tres son gran escala.

Arriba del 60% de los proyectos son de solo quemado y el resto son de generación, representando una potencia instalada estos últimos de 201 MW de capacidad instalada. 65908 kton de reducciones de CO₂e al 2012, un poco más del 50%, son provenientes de captura y quemado, el resto es de generación eléctrica.

Para el caso de Centroamérica, hay cinco proyectos de biogás de relleno, 4 son con generación de potencia.

Cabe destacar que a nivel mundial hay 95 proyectos de compostaje presentados al MDL, de ellos 13 están registrados.

Acercas de Programas de Actividades (PoA, pCDM), se puede indicar que hay diez programas en validación, de ellos cuatro en el ámbito de gestión de residuos: dos programas de compostaje de residuos municipales y dos de gestión de residuos sin compostaje, como presentado en el siguiente gráfico. Al momento de este análisis, ningún programa es registrado.



Anexo 18: Potencial de Emisión y Potencial de Mitigación en el Sector de Residuos de Costa Rica

Potencial de Emisión en GAM (t CO₂e)

Año	Potencial de Emisión según Inventario Nacional (a)	La Carpio	Aserri	Los Mangos	Los Pinos	SUMA 4 sitios	Otros (Rio Azul, pequeños sitios, sin recolección, nuevos sitios) (b)	SUMA GAM: Potencial de Emisión
2006	1 352 602							
2007	1 385 064							
2008	1 418 306							
2009	1 452 345							
2010	1 487 201	201 889	97 356	135 656	52 898	487 798	200 000	687 798
2011	1 522 894	213 658	128 607	103 253	55 774	501 293	204 800	704 305
2012	1 559 443	223 078	151 530	80 700	41 615	496 922	209 715	721 209
2013	1 596 870	230 819	168 736	64 805	31 838	496 198	214 748	738 518
2014	1 635 195	237 338	181 986	53 426	25 018	497 768	219 902	756 242
2015	1 674 440	242 948	192 467	45 124	20 198	500 737	225 180	774 392
2016	1 714 626	183 478	200 985	38 929	16 735	440 128	230 584	792 977
2017	1 755 777	142 221	208 086	34 190	14 198	398 694	236 118	812 009
2018	1 797 916	113 264	214 143	30 466	12 295	370 168	241 785	831 497
2019	1 841 066	92 642	219 412	27 459	10 832	350 346	247 588	851 453
2020	1 885 251	77 689	224 072	24 968	9 677	336 405	253 530	871 888
2021	1 930 498	66 611	228 247	22 854	8 739	326 451	259 615	892 813
2022	1 976 829	58 203	232 026	21 024	7 958	319 210	265 846	914 241
2023	2 024 273	51 650	235 473	19 411	7 292	313 827	272 226	936 182
suma 14 años		2,135,487	2,683,127	702,266	315,066	5,835,945	SUMA 10 AÑOS	SUMA 10 AÑOS
	SUMA 10 AÑOS	1 881 334	1 763 309	614 008	281 401	4 540 052	2 230 422	7 670 400
	Promedio anual	188 133	176 331	61 401	28 140	454 005	223 042	767 040

(a) 1 320 900 en 2005
+ 2.4% p.a.

(b) no existen cifras,
estimación de los consultores para año 201
aumento 2.4% p.a.

Anexo 18: Potencial de Emisión y Potencial de Mitigación en el Sector de Residuos de Costa Rica

Potencial de Reducción en GAM (t CO2e) 10 años - ESCENARIO OPTIMISTA

Año	La Carpio (Util. Térmica)	Aserrí (Compostaje)	Los Mangos (Captación / Quemado)	Los Pinos (Compostaje)	SUMA 4 sitios	% Reducción 4 sitios	Otros (Rio Azul, pequeños sitios, sin recolección, nuevos sitios)	ESTIMACION % Potencial de Reducción GAM (c)	SUMA Reducción GAM
2006									
2007									
2008									
2009									
2010	153 373	52 874	94 552	10 185	310 983	63.8%		75%	515 849
2011	162 338	91 775	71 869	21 266	347 248	69.3%	no conocido	75%	528 229
2012	169 513	119 817	56 082	29 254	374 665	75.4%		75%	540 906
2013	175 243	140 446	44 956	35 130	395 774	79.8%		75%	553 888
2014	180 001	155 983	36 991	39 556	412 531	82.9%		75%	567 182
2015	184 097	167 991	31 179	42 976	426 243	85.1%		75%	580 794
2016	138 896	177 525	26 843	45 692	388 956	88.4%		75%	594 733
2017	107 923	185 302	23 525	47 907	364 656	91.5%		75%	609 007
2018	85 852	191 805	20 918	49 760	348 335	94.1%		75%	623 623
2019	70 159	197 369	18 814	51 344	337 686	96.4%		75%	638 590
2020									
2021									
2022									
2023									

SUMA 10 AÑ.	1 427 393	1 480 886	425 728	373 068	3 707 076		SUMA 10 AÑOS	5 752 800
Prom. anual	142 739	148 089	42 573	37 307	370 708		Promedio anual	575 280
Reducción	76%	84%	69%	133%	82%		Reducción	75%

(c) promedio sobre 10 años; mezcla de captación/quemado, util. térmica y compostaje; considerando reducciones de similares en otros sitios y nuevos sitios. considerando que reducciones sobre 100% (Los Pinos) solo valen para un sitio, pero no para el sistema.

0

Anexo 18: Potencial de Emisión y Potencial de Mitigación en el Sector de Residuos de Costa Rica

Potencial de Emisión fuera del GAM (t CO₂e) 10 años

Año	Sitios medianos (promedio de 150 t/d): potencial emisión por sitio (d)	Sitios medianos (promedio de 150 t/d): número	Sitios medianos (promedio de 150 t/d): potencial emisión	Sitios pequeños (promedio de 40 t/d): potencial emisión por sitio (d)	Sitios pequeños (promedio de 40 t/d): número	Sitios pequeños (promedio de 40 t/d): potencial emisión	SUMA Sitios medianos y pequeños: potencial emisión	SUMA GAM y medianos y pequeños fuera GAM: potencial emisión	Sin recolección o sitios < 25 t/d: % de residuos fuera del GAM	Sin recolección o sitios < 25 t/d: potencial de emisión (80% aeróbico sin emisión)	SUMA Sitios fuera del GAM: potencial de emisión
2006											
2007											
2008											
2009											
2010	32 211	5	161 053	8 589	10	85 895	246 947	687 798	45	39 958	286 905
2011	32 603	6	195 615	8 694	8	69 552	265 168	704 305	43	39 216	304 384
2012	32 965	6	197 791	8 791	9	79 116	276 907	721 209	40	37 384	314 292
2013	33 301	7	233 109	8 880	8	71 043	304 151	738 518	36	34 035	338 187
2014	33 613	7	235 293	8 964	9	80 672	315 965	756 242	34	32 072	348 037
2015	33 903	7	237 323	9 041	9	81 368	318 691	774 392	34	32 349	351 040
2016	34 173	7	239 212	9 113	10	91 128	330 340	792 977	31	30 319	360 659
2017	34 424	8	275 395	9 180	9	82 618	358 013	812 009	27	26 528	384 541
2018	34 658	8	277 266	9 242	9	83 180	360 446	831 497	27	26 708	387 154
2019	34 876	8	279 010	9 300	10	93 003	372 013	851 453	25	24 566	396 579
2020	35 079	8	280 635	8 589	10	85 895	366 529	871 888	25	24 204	390 733
2021	35 269	8	282 149	8 589	10	85 895	368 044	892 813	25	24 304	392 347
2022	35 445	8	283 560	8 589	10	85 895	369 455	914 241	25	24 397	393 852
2023	35 609	8	284 876	8 589	10	85 895	370 771	936 182	25	24 484	395 255
			3,462,285			1,161,154					
SUMA 10 AÑ.	336 728		2 331 066	89 794		817 575	3 148 641		SUMA 10 AÑOS	323 136	3 471 777
Prom. anual	33 673	6.9	233 107	8 979	9.1	81 758	314 864		Promedio anual	32 314	347 178

(d) Potencial de emisión según las tablas para captación porque incluye emisiones de residuos depositados antes del proyecto

Anexo 18: Potencial de Emisión y Potencial de Mitigación en el Sector de Residuos de Costa Rica

SUMA Potencial Emisión

SUMA en GAM y fuera del GAM: potencial de emisión	Potencial de emisión sector residuos según Inventario Nacional (e)
	1 352 602
	1 385 064
	1 418 306
	1 452 345
974 703	1 487 201
1 008 689	1 522 894
1 035 500	1 559 443
1 076 704	1 596 870
1 104 279	1 635 195
1 125 432	1 674 440
1 153 636	1 714 626
1 196 549	1 755 777
1 218 651	1 797 916
1 248 032	1 841 066
1 262 621	1 885 251
1 285 160	1 930 498
1 308 093	1 976 829
1 331 437	2 024 273

Potencial de Reducción fuera del GAM (t CO₂e) 10 años - ESCENARIO OPTIMISTA

Año	Sitios medianos (prom. de 150 t/d): potencial reducción por sitio	Sitios medianos con comp (promedio de 150 t/d): número (f)	Sitios medianos (promedio de 150 t/d): potencial reducción	Sitios pequeños (promedio de 40 t/d): potencial reducción por sitio	Sitios pequeños con comp (promedio de 40 t/d): número (f)	Sitios pequeños (promedio de 40 t/d): potencial reducción	SUMA Sitios medianos y pequeños: potencial reducción	Sin recolección o sitios < 25 t/d: potencial reducción: 0	SUMA Sitios fuera del GAM: potencial reducción	SUMA Sitios fuera del GAM: potencial reducción (%)
2006										
2007										
2008										
2009										
2010	5 330	2	10 660	1 422	3	4 266	14 926		14 926	5%
2011	10 974	2	21 948	2 927	3	8 782	30 729		30 729	10%
2012	15 042	3	45 127	4 012	4	16 048	61 175		61 175	19%
2013	18 035	3	54 106	4 810	4	19 241	73 347		73 347	22%
2014	20 289	4	81 158	5 411	5	27 057	108 215		108 215	31%
2015	22 032	4	88 126	5 876	5	29 380	117 506		117 506	33%
2016	23 415	5	117 074	6 245	6	37 469	154 543		154 543	43%
2017	24 543	5	122 715	6 546	6	39 274	161 990		161 990	42%
2018	25 487	5	127 434	6 797	6	40 784	168 217		168 217	43%
2019	26 294	5	131 470	7 013	6	42 075	173 545		173 545	44%
2020		5			6					
2021		5			6					
2022		5			6					
2023		5			6					

SUMA 10 AÑOS **11 142 177** **16 585 429**
 Promedio anual **1 114 218** **1 658 543**
 67% (e) 1 320 900 en 2005
 de Inventario Nacional + 2.4% p.a.

SUMA 10 AÑ. **191 441** **799 817** **51 059** **264 376** **1 064 194** **SUMA 10 AÑ. 1 064 194**
 Prom. anual **19 144** **3. 8** **79 982** **5 106** **4. 8** **26 438** **106 419** **Prom. anual 106 419**
 Reducción **55%** **53%** **Reducción 31%**
 (f) según ESCENARIO ALTERNATIVO 2

Anexo 18: Potencial de Emisión y Potencial de Mitigación en el Sector de Residuos de Costa Rica

Potencial de Reducción SUMA (t CO₂e) 10 años - ESCENARIO OPTIMISTA

Año	SUMA en GAM y fuera del GAM: potencial de emisión	SUMA en GAM y fuera del GAM: potencial de reducción (t CO ₂ e/a)	SUMA en GAM y fuera del GAM: potencial de reducción (%)
2006			
2007			
2008			
2009			
2010	974 703	530 775	54%
2011	1 008 689	558 958	55%
2012	1 035 500	602 082	58%
2013	1 076 704	627 235	58%
2014	1 104 279	675 396	61%
2015	1 125 432	698 300	62%
2016	1 153 636	749 276	65%
2017	1 196 549	770 996	64%
2018	1 218 651	791 840	65%
2019	1 248 032	812 135	65%
2020			
2021			
2022			
2023			

SUMA	11 142 177	6 816 994	
PROMEDIO	1 114 218	681 699	
		Reducción	61%