

Análisis de viabilidad financiera de una central de generación de energía eléctrica a partir del biogás de vertedero

Financial feasibility analysis of electric power generation from biogas obtained from solid waste landfills.

Juan Cadena Z.¹, Juan Mora F.², Sandra Pérez L.³

Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia

jucadena@utp.edu.co

jjmora@utp.edu.co

saperez@utp.edu.co

Resumen— En este artículo inicialmente se realiza una descripción general de los aspectos técnicos asociados a una planta de generación de energía eléctrica que utilice el biogás producido por los residuos sólidos urbanos (RSU) depositados en un relleno sanitario. Así mismo se hace una revisión de la normativa que existe en el país, y de los esquemas de remuneración económica más utilizados en otros países para las energías renovables no convencionales (ERNC). Finalmente se selecciona un esquema aplicable en Colombia para este tipo de energías, y se demuestra mediante un ejemplo la viabilidad financiera de una planta de generación de este tipo.

Palabras clave— Generación distribuida, biogás, energía renovable no convencional.

Abstract— This paper provides an overview of the technical aspects related to a power plant to generate electricity, using the biogas produced by municipal solid waste (MSW) deposited in a landfill. Additionally a regulatory review in the country and the compensations schemes used in other countries for non-conventional renewable energy (NCRE). Finally, a scheme useful to be applied in Colombia for this type of energy is selected and by means of an example the financial viability of a power electric generation plant is demonstrated.

Key Word — Distributed generation, biogas, NCRE.

I. INTRODUCCIÓN

Para implementar una planta de generación de energía eléctrica, en la cual se capture e incinere el biogás procedente de un relleno sanitario, primero se deben determinar los aspectos técnicos y económicos. La composición de los RSU, el volumen potencial de

producción de biogás y el sistema de recuperación y utilización del biogás, el costo de la infraestructura, las oportunidades para venta de créditos de carbono, el precio de la energía eléctrica en los mercados de energía y la disponibilidad de incentivos y exenciones tributarias por este tipo de proyectos [1].

Muchos investigadores han realizado diferentes estudios sobre las bondades y aplicaciones que se le pueden dar al biogás de vertedero, además de su potencial en generación de electricidad [2] [3]. Por otro lado, se ha planteado la posibilidad de integrar al sistema eléctrico la energía producto de la combustión de dicho gas [4], un ejemplo destacado de ello es el esquema tarifario planteado en España, el cual es uno de los más completos hasta la fecha [5]. Sin embargo, esto no es suficiente, pues para que sea posible la integración de una fuente de energía se requiere de un análisis más detallado de los aspectos económicos relacionados a la producción y venta de energías debidas a formas de generación distribuida producto de la utilización del biogás de vertedero.

En este artículo se parte de la descripción del procesamiento del biogás antes de su utilización final; analizando las diferentes tecnologías que se pueden aplicar para la generación de energía eléctrica. Posteriormente, se muestran los esquemas tarifarios más utilizados en otros países para las ERNC, que sirven de base junto con las leyes y reglamentos existentes, para incidir de manera positiva en el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biogás.

Como ejercicio de aplicación, se determina la producción de energía, con diferentes equipos utilizados como generadores, utilizando el biogás producido por los RSU depositados en el relleno sanitario La Glorita en Pereira. La estimación de los ingresos por venta de energía bajo un esquema tarifario para las ERNC, se realiza como índice fundamental para observar la viabilidad financiera de la implementación de este tipo de proyectos en Colombia.

¹ Ingeniero Electricista, Estudiante de Maestría en Ingeniería Eléctrica.

² Ph.D. Profesor Asociado Programa de Ingeniería Eléctrica Universidad Tecnológica de Pereira.

³ Ph.D. © Profesor Asociado Programa de Ingeniería Eléctrica Universidad Tecnológica de Pereira.

Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad ICE³ Universidad Tecnológica de Pereira

II. ASPECTOS METODOLÓGICOS BÁSICOS

A. TIPOS DE BIOGÁS QUE SE OBTIENEN DE LOS VERTEDEROS

Para la mayoría de equipos de generación de electricidad, el biogás debe ser procesado antes de ser utilizado como combustible primario en ellos. Dentro de los procesos a los que se somete el biogás, luego de ser extraído del relleno sanitario, se encuentra la remoción de humedad, de partículas, de trazas de gas y de dióxido de carbono. El biogás extraído puede ser procesado posteriormente y de acuerdo al nivel de procesamiento puede llegar a tener una de las siguientes calidades [6]:

- 1) Combustible de grado bajo: La utilización de este tipo de biogás como un combustible típicamente requiere un procesamiento mínimo e involucra básicamente una cámara de remoción de condensados como parte del sistema de recolección y estanques de eliminación de humedad.
- 2) Combustible de grado medio: Algunos equipos adicionales de tratamiento del gas se usan para extraer más humedad (con contaminantes) y material particulado más fino. El proceso típico involucra compresión y refrigeración del gas y/o tratamiento químico, o torres lavadoras para remover la humedad adicional y trazas de compuestos del gas tales como mercaptanos y compuestos de azufre.
- 3) Combustible de grado alto: La utilización del biogás como combustible de alta graduación involucra un complejo pretratamiento para separar el dióxido de carbono y otros constituyentes mayores del gas metano, y remover impurezas tales como mercaptanos, compuestos de azufre, sulfuro de hidrógeno, además de comprimir el gas para deshidratarlo.

Las dos primeras categorías de tratamiento del biogás, son para aplicaciones como calefacción y generación de energía eléctrica.

B. TASA DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

La forma de estimar la tasa de producción de biogás, particularmente la de metano (CH₄), se presenta en la ecuación (1). Ésta se utiliza para calcular la producción anual de metano, propiamente para el relleno sanitario La Glorita como ejercicio de aplicación propuesto [7].

$$Q_{mT} = F \cdot k \cdot L_0 \sum_{i=1}^n M_i \cdot e^{-k(T-i)} \quad (1)$$

Dónde:

Q_{mT} = Generación máx. de CH₄ en el año T [m³_{CH₄}/año].

F = fracción de metano en el biogás [%].

k = constante de generación de metano [año⁻¹].

L_0 = potencial de generación de metano [m³_{CH₄}/Ton].

M_i = masa de residuo dispuesto en el año i [Ton].

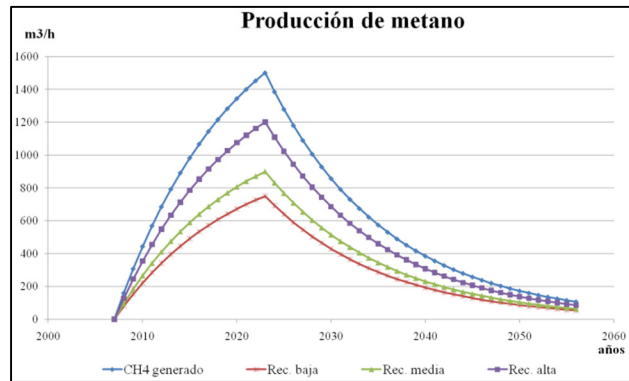


Figura 1. Recuperación del metano generado por año [7].

La figura 1 muestra la generación total de metano por año, donde el valor pico se alcanza en el año 2023 para las tasas baja, media y alta del sistema de recuperación de biogás, después esta producción decrece.

C. PLANTAS DE GENERACIÓN UTILIZADAS EN LA UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS

Las plantas térmicas de generación de energía eléctrica que utilizan como combustible el biogás, se clasifican en tres tecnologías para transformar la energía que posee el biogás en energía eléctrica. Éstas son los motores de combustión interna (MCI), los ciclos combinados y las microturbinas de gas. Para estimar la potencia eléctrica generada por el biogás se utiliza la ecuación (2) [7].

$$P_G = E_{BGI} \cdot \gamma \cdot \eta \quad (2)$$

$$E_{BGI} = 5,9748 \cdot V$$

Dónde:

E_{BGI} = Energía térmica que ingresa a la planta (constante con valor de 5,9748, y dimensiones m³/kWh calculada en [7]).

V = volumen de combustible que se quema en dimensiones de m³/h.

γ = Eficiencia del sistema de recuperación de biogás.

η = Eficiencia eléctrica de la tecnología utilizada.

• PLANTA TÉRMICA CON MCI

Esta planta térmica utiliza un grupo motor–generador, el cual consta de un MCI, directamente acoplado a un generador que produce la energía eléctrica [8]. Para esta planta térmica, el biogás debe poseer un grado medio de procesamiento. Los MCI se fabrican en potencias de hasta 20 MW. Éstos pueden alcanzar rendimientos globales que varían entre un 70 y poco más del 80%. La eficiencia en la transformación de la energía del combustible en energía eléctrica varía entre un 25 y 45% [9], (para cálculos se toma 30%), con un costo de instalación de alrededor de 240US\$/kW.

La figura 2 muestra la máxima capacidad instalada de la planta de generación de energía eléctrica utilizando MCI, y se calcula

con el valor pico de recuperación de metano mostrada en la figura 1 para cada una de las tasas de recuperación de biogás.

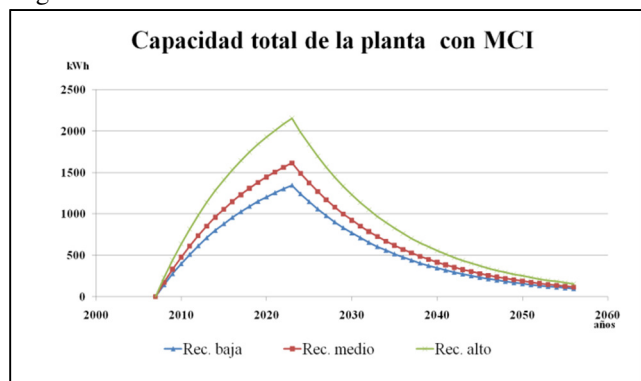


Figura 2. Máxima capacidad instalada planta con MCI.

- PLANTA TÉRMICA DE CICLO COMBINADO

Esta planta térmica transforma la energía que posee el biogás en energía eléctrica por medio de una planta de ciclo combinado [9]. El biogás debe tener un grado medio de procesamiento. El ciclo combinado es un ciclo de potencia que se basa en el acoplamiento de dos ciclos diferentes de producción de energía, uno de turbina de vapor y otro de turbina de gas. Esta configuración tiene una eficiencia térmica más alta que la de los ciclos de vapor o de turbina de gas operando separadamente. El rendimiento de los ciclos combinados varía entre un 25 y 35% [10], (para cálculos se toma 30%), con un costo de instalación de alrededor de 1000US\$/kW.

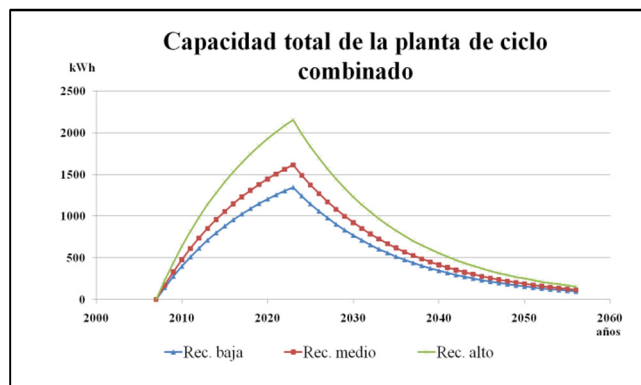


Figura 3. Máxima capacidad instalada para ciclo combinado.

La figura 3 muestra la máxima capacidad instalada de la planta de ciclo combinado, y se calcula con el valor pico de recuperación de metano mostrado en la figura 1 para cada una de las tasas de recuperación de biogás..

- PLANTA TÉRMICA CON MICROTURBINAS DE GAS

Esta planta térmica transforma la energía que posee el biogás en energía eléctrica mediante microturbinas, las cuales son pequeñas turbinas a gas que queman metano de

un bajo grado de procesamiento mezclado con aire a presión [3]. En la actualidad se dispone de microturbinas de hasta 350 kW y con eficiencias que dependen de si recuperan o no el calor. La eficiencia de una microturbina varía entre un 20 y 35% [11], (para cálculos se toma 25%), con un costo de alrededor de 900US\$/kW.

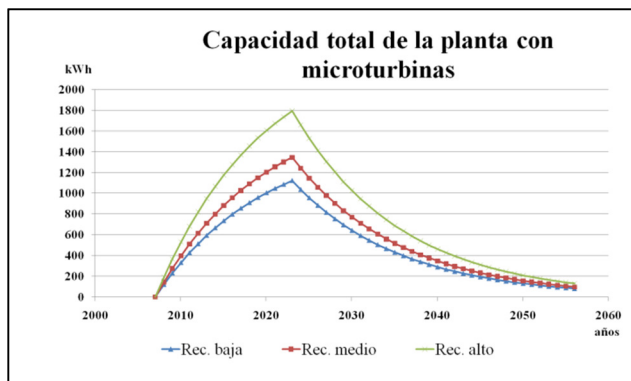


Figura 4. Máxima capacidad instalada con microturbinas.

La figura 4 muestra la máxima capacidad instalada de la planta con microturbinas, y se calcula con el valor pico de recuperación de metano mostrado en la figura 1 para cada una de las tasas de recuperación de biogás..

Tasa de recuperación de biogás	Tecnología utilizada	Potencia máxima instalada (kW)
Baja	MCI	1340
	Ciclo combinado	1340
	Microturbinas	1120
Media	MCI	1610
	Ciclo combinado	1610
	Microturbinas	1340
Alta	MCI	2150
	Ciclo combinado	2150
	Microturbinas	1790

Tabla 1. Máxima potencia instalada de cada planta

En la tabla 1, se resumen las diferentes capacidades máximas que se pueden obtener en las plantas de generación analizadas.

D. ASPECTOS REGULATORIOS Y TARIFARIOS

- NORMATIVIDAD VIGENTE EN COLOMBIA PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En el contexto colombiano, las leyes que reglamentan la generación de electricidad son la ley 142 de 1994 (Ley de servicios públicos) y la 143 de 1994 (Ley eléctrica). Al respecto, también son importantes otras como la 697 de 2001 (sobre uso racional de energía) y la 1215 de 2008 (ley de cogeneración) [12].

En la ley 143 de 1994 se define a los autogeneradores como los que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades y se les prohíbe la venta de sus excedentes de energía. Con la introducción de la ley 1215 de 2008 se permite la venta de excedentes de los cogeneradores a empresas comercializadoras de energía.

En esta misma resolución se definen las plantas menores como aquellas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado.

Del mismo modo, en la Resolución CREG 86 de 1996 se presentan las opciones de comercialización de las plantas menores de la siguiente manera:

- a) Las plantas con capacidad efectiva menor a 10 MW no tienen acceso al despacho planta y no participan en el MEM, pero su energía puede:
 - Ser vendida a comercializadoras directamente para uso en el mercado regulado, siempre que no haya vinculación económica entre comprador y vendedor. El precio de venta es el de bolsa menos un peso, indexado.
 - Ser ofrecida en convocatorias de una comercializadora para el mercado regulado por mérito de precio.
 - Ser vendida a precio libre a usuarios no regulados o a generadores o comercializadores, con destino a usuarios no regulados.
- b) Las plantas con capacidad entre 10 y 20 MW pueden acceder al despacho central y al MEM. Si no se someten al despacho central, tienen las mismas opciones que aquellas de menos de 10 MW.

En la Ley 697 de 2001 se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, además se promueve la utilización de energías alternativas, para las cuales hay exenciones tributarias contempladas en la ley 788 de 2002. Esta última especifica dos tipos de exenciones [13]:

- Exención de impuesto de renta durante 15 años por venta de energía eléctrica obtenida a partir de biomasa, viento y recursos agrícolas, sujeto a venta de reducciones de gases efecto invernadero bajo el protocolo de Kyoto y a que se destine en un 30% a obras de beneficio social.
- Exención de impuestos a la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y que contribuyan a reducir la emisión de los gases efecto.

- **ESQUEMAS TARIFARIOS USUALES PARA ERNC**

Hasta la actualidad se han utilizado cuatro esquemas para que la generación eléctrica con ERNC sea introducida en los mercados de energía. Estos esquemas son aplicables a la generación de energía eléctrica a partir de la captura e incineración del biogás producido por los RSU [5]. Estos esquemas son:

- a) *Feed-in tariffs*: En este esquema los entes reguladores establecen que el consumidor está obligado a adquirir ERNC a un precio predeterminado o un precio Premium sobre el precio de energía convencional. Este esquema

ha sido el más aplicado en países como España, Alemania, Dinamarca y Brasil.

- b) *Cuotas y certificados verdes*: En este esquema los consumidores adquieren menores cantidades de ERNC, y cancelan una compensación si no cumplen con las cantidades pactadas. En algunos casos la cuota es negociada y se utilizan los certificados verdes. Este esquema se utiliza en Holanda, Reino Unido y Chile.
- c) *Subastas*: En este esquema se organiza un proceso de oferta competitivo para comprar una cierta cantidad de ERNC, y los ganadores son seleccionados de acuerdo al que haya ofrecido el menor precio. Este esquema fue inicialmente aplicado en Europa y, recientemente ha sido utilizado en América latina.
- d) *Incentivos fiscales*: En este esquema se emplean subsidios para incentivar la implementación de energías limpias, dentro de los cuales están el financiamiento especial, excepciones y reembolsos en impuestos, y han sido utilizados prácticamente en todas partes para complementar los esquemas de soporte de la inclusión de ERNC en el mercado de energía.

E. ANÁLISIS DE UN SISTEMA PROTOTIPO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOGÁS

- **COSTOS DE INVERSIÓN PARA UNA PLANTA DE GENERACIÓN**

El caso particular del análisis aquí presentado es el relleno sanitario La Glorita, éste se encuentra en operación y por esta razón los costos de la instalación de una planta de generación de energía eléctrica en este relleno sólo estarán asociados al sistema de recuperación del biogás, al sistema de generación de electricidad, a los costos de conexión a la red y los costos de operación, administración y mantenimiento. Los demás costos relacionados con: sistema de recubrimiento para los RSU, compra de terreno, equipos y costos de operación del relleno, son considerados en este ejemplo por medio de un esquema de regalías. Para este caso, un inversionista externo se hace cargo del total de los costos de inversión, deduciendo una parte de sus ganancias (alrededor de 5%), por concepto de regalías, según la ley 141 de 1999.

De esta forma se le reconoce al operador del relleno sanitario, que ya ha realizado una inversión (compra de terrenos, equipos, entre otros), y en compensación por la perturbación que le ocasionaría a sus labores rutinarias de operación, la implementación del proyecto en el área del relleno.

Los ítems que se deben tener en cuenta para la inversión de la planta de generación se presentan a continuación:

- a) El sistema de recuperación del biogás. Se compone de dos sistemas, el de recolección que utiliza pozos verticales o drenajes horizontales (ubicado en el depósito de los residuos), y el sistema de extracción (bombas, válvulas, etc.).

La inversión del sistema de recuperación depende en gran medida de la sofisticación del sistema de vigilancia y

control y del volumen de biogás que se extrae. Además, se debe tener en cuenta los costos de expansión para el sistema de recuperación del biogás en el tiempo de operación de la planta de generación de energía. En la tabla 2 se muestran los costos de inversión promedio para el sistema de recuperación del biogás, según la capacidad eléctrica instalada [14]. En este artículo se tomara un costo aproximado de 2000 US\$/kW para el sistema de recuperación.

Componente	Costo (US\$/kW)
Sistema de recolección	200-400
Sistema de extracción	200-300
Expansión del sistema	850-1200
Diseño y planeamiento	250-350
Total	1550-2250

Tabla 2. Costos de inversión promedio para el sistema de recuperación del biogás por kW instalado [11].

- b) Sistema de generación de energía eléctrica, considerando una tasa de recuperación media de biogás, se tiene una potencia máxima instalada para MCI, ciclo combinado y microturbinas de 1610, 1610, 1340 kW, tal como se muestra en la tabla 1, y con costos de instalación de 240, 1000 y 900 US\$/kW, respectivamente.
- c) El costo de conexión a la red es de 36 US\$/kW, tal como se presenta detalladamente en [2].
- d) Costos de mantenimiento y operación alrededor de 0.016 US\$/kWh, según estudios recientes [2].

Con los datos anteriores se puede calcular el costo total de inversión de las plantas de generación de energía eléctrica para una tasa de recuperación media de biogás, tal como se muestra en la tabla 3.

Concepto	Costos [US\$]		
	MCI	Ciclo combinado	Micro-turbinas
Sistema de recuperación del biogás	3220000	3220000	2680000
Equipos para la generación de electricidad	386400	1610000	1206000
Inversión (Obras civiles, conexión a la red, etc.)	57960	57960	48240
Subtotal de la inversión	3664360	4887960	3934240
Planificación y permisos (10% adicional)	366436	488796	393424
Inversión total	4030796	5376756	4327664

Tabla 3. Costos de inversión promedio para las diferentes plantas.

• ESQUEMA TARIFARIO APLICABLE EN COLOMBIA

Desde el punto de vista técnico, no existe ninguna restricción para que en Colombia se aplique uno de los esquemas para ERNC mencionados anteriormente. El esquema más relevante, para el que se muestran los resultados del ejemplo es el esquema *Feed-in tariffs*, considerando su facilidad de implementación en el contexto regulatorio actual, y dadas los resultados en otros países, en

la tabla 4 se muestra el comportamiento de este esquema en España.

Sistema de generación	Año					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Solar	332,5	340,4	347,1	392,1	388,7	429,3
Eólica	28,08	28,92	37,37	36,35	35,97	42,75
PCH	31,72	29,31	36,06	35,61	31,69	42,71
Biomasa	30,54	27,87	35,17	46,71	52,06	73,10
Biogás de RSU	22,65	20,29	33,18	37,48	35,84	61,10

Tabla 4. Precio Premium de ERNC en España (€/MWh).

En general hay una tendencia de crecimiento en los precios Premium, particularmente para un sistema de generación a partir de los RSU, donde el precio Premium para el año 2011 es de alrededor de 64.73 €/MWh (0.087 US\$/kWh).

• INGRESOS NETOS PARA CADA PLANTA

Los ingresos obtenidos por una planta de generación son producto de la venta de energía eléctrica y de certificados de reducción de emisiones. Los egresos están asociados a los costos por mantenimiento y operación, todos los ingresos y egresos se manejan con un escalamiento anual del 3% [2].

El comportamiento del precio en la bolsa de compra de energía eléctrica en Colombia en los últimos 8 meses del año 2010 tienen en promedio de 144 \$/kWh (0.08 US\$/kWh) [15]. Si se aplica el esquema *Feed-in tariffs* por ser ERNC, se le agrega el precio Premium (0.087 US\$/kWh), por lo tanto el precio de compra es de 0.167 US\$/kWh para el año 2011. Con esta información se calculan los ingresos por venta de energía, con un factor de utilización de la capacidad (FUC) de 80 %. Para el cálculo de los ingresos por venta de CERs, se realiza con el precio promedio de compra para el año 2010, de 13.48 US\$/Ton equivalente de CO₂ [16].

La cantidad de toneladas equivalentes de CO₂ reducidas por año debidas a la captura e incineración del biogás [3], se presenta en la ecuación (3).

$$T_{CO_2,eq} = \%V_{CH_4} \cdot 21 \cdot Q_{BG} \cdot \rho_{CH_4} \tag{3}$$

Dónde:

$T_{CO_2,eq}$ = Toneladas generadas de CO₂ equivalente.

$\%V_{CH_4}$ = Porcentaje de CH₄ estimado por unidad de volumen.

Q_{BG} = Cantidad total de biogás estimado [Ton/año].

ρ_{CH_4} = Densidad del metano (0.0007168 Ton/m³_{CH₄}).

III. SIMULACIONES Y RESULTADOS

Para evaluar financieramente un proyecto, es necesario el cálculo de algunos indicadores financieros como el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio/costo (B/C), y para ello se utiliza la tasa social de descuento (TSD). Éste último es uno de los parámetros más importantes en la evaluación socioeconómica de proyectos, por ser el factor que permite comparar los beneficios y los costos económicos del proyecto en diferentes

momentos del tiempo y con relación al mejor uso alternativo de esos recursos [17]. Adicionalmente se define el horizonte de evaluación, que corresponde al período de análisis del proyecto. Con estos indicadores un inversionista puede tomar una decisión acerca de financiar o no un proyecto y de los ingresos que éste genera.

Para los cálculos realizados en éste artículo se tomó un horizonte de evaluación de 25 años, el cual coincide con la vida útil del proyecto la Glorita y TSD del 13%. En las tablas 5 y 6 se muestran los diferentes indicadores financieros calculados para los MCI (I), ciclo combinado (II) y microturbinas (III), con y sin un esquema tarifario para las ERNC, respectivamente.

Bajo un esquema tarifario adecuado						
Tipo	Sin cancelar regalías			Cancelando regalías		
	VPN (1E6US\$)	TIR (%)	B/C	VPN (1E6US\$)	TIR (%)	B/C
I	5,84	28,88	1,44	5,68	27,77	1,33
II	4,01	23,78	0,92	9,82	22,84	0,84
III	4,64	23,14	0,86	6,74	22,22	0,77

Tabla 5. Índices VPN, TIR y B/C bajo un esquema tarifario.

De la tabla 5 se puede observar que bajo un esquema tarifario adecuado las ERNC tienen un panorama favorable desde el punto de vista financiero. La opción con MCI, es la más aconsejable ya que la relación B/C es mayor a 1, ya que los ingresos son mayores que los egresos. En la tabla 6 ninguna opción entrega un B/C mayor a 1, por falta de un esquema tarifario que ayude a financiar la inversión.

También se puede notar que dentro de las tecnologías para implementar la planta térmica, la que mejor se comporta desde el punto financiero es la que utiliza MCI.

Sin un esquema tarifario adecuado						
Tipo	Sin cancelar regalías			Cancelando regalías		
	VPN (1E6US\$)	TIR (%)	B/C	VPN (1E6US\$)	TIR (%)	B/C
I	0,426	14,43	0,10	0,226	13,77	0,05
II	-0,5	11,34	0,11	-0,667	10,75	0,15
III	-0,765	10,93	0,14	-0,965	10,36	0,18

Tabla 6. Índices VPN, TIR y B/C sin un esquema tarifario.

IV. CONCLUSIONES

Con respecto a la revisión de las normas y regulación realizada, es claro que en Colombia no se encuentra definida de qué manera se puede asignar un precio y proponer incentivos a la energía eléctrica generada por las ERNC. Adicionalmente, falta claridad en algunos conceptos, con respecto a productor marginal, autogenerador y plantas menores con el fin de relacionarlo con las ERNC.

A partir de un ejemplo de aplicación con un relleno sanitario existente en Colombia, se muestra que mediante una estrategia regulatoria se puede impulsar este tipo de alternativas que favorecen un manejo más adecuado de los residuos sólidos producidos por los habitantes de ciudades de poblaciones cercanas a un millón de habitantes, como es el caso propuesto.

REFERENCIAS

- [1] D. Álzate, A. García, "Análisis de viabilidad para el aprovechamiento energético de vertederos controlados de residuos sólidos urbanos," Tesis de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2009.
- [2] . Empresa municipal de aseo de Cuenca (EMAC). "Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás: relleno Pichacay, Cuenca, Ecuador, 2005.
- [3] W. Vallejo. "Estudio de viabilidad para el aprovechamiento del biogás producido en el sitio de disposición final de navarro, bajo los mecanismos establecidos en el protocolo de Kioto 2008". Tesis de maestría. Universidad Santiago de Cali, 2008
- [4] E. G. Dominguez, L. R. Silva, H. Bradl. *Evaluation of the Methane and Electrical Energy Potential and Carbon Credits Revenues from the Goiânia Landfill*. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America. IEEE/PES. August 2008. pp. 1-6.
- [5] L. Barroso, H. Rudnick, "The green effect" IEEE Power and energy magazine. Vol. 8 N 5. pp. 22-35. Oct. 2010.
- [6] The World Bank, "Manual para la preparación de proyectos de generación de energía partir de gas de rellenos sanitarios en América latina y el Caribe," 2004. [Online]. Available: http://www.bancomundial.org.ar/lfg/gas_access_008_es.htm.
- [7] A. Panesso, J. Cadena, J. Mora, M. Ordoñez "Análisis del biogás captado en un relleno sanitario como combustible primario para la generación de energía eléctrica" Scientia et Technica. Año 2011 número 47. Abr. 2011
- [8] M. Romero, R. Ferreiro "Aprovechamiento energético en motores de combustión interna" Energía: Ingeniería energética y medioambiental Vol. 36 N 220. pp. 40-47. Mar 2010.
- [9] Association of Energy Engineers, "Cogeneration" ASHRAE, AEE Cogen Institute, 2009.
- [10] International Energy Agency. Available: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/electricity.pdf> - 54.1 KB - Apr 23, 2012
- [11] International Energy Agency. Available: http://www.iea.org/papers/2011/buildings_foldout.pdf - 2.2 MB - May 16, 2011

- [12]R. Gallego, P. Casero “Ciclos combinados de gasificación integrada” Energía: Ingeniería energética y medioambiental Vol. 31 N 188. pp. 49-54. Oct. 2005.
- [13]A. Rodríguez, “La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional” Comisión de Regulación de Energía y Gas GREG, Nov. 2009.
- [14]L. Johannessen, “Guidance note on recuperation of landfill gas from municipal solid waste landfills”. The International Bank for Reconstruction and Development/ the World Bank. 1999.
- [15]XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Fecha de consulta [15-01-2011].
- [16]Point Carbon. [Online]. Available: <http://www.pointcarbon.com>. Fecha de consulta [18-01-2011].
- [17]Departamento Nacional de Planeación. [Online]. Available: <http://www.dnp.gov.co>. Fecha de consulta [25-01-2011].