

Potencial de cogeneración de energía eléctrica en la agroindustria colombiana de aceite de palma: tres estudios de casos

Cogeneration Potential in the Colombian Palm Oil Industry: Three Case Studies

AUTORES

Felipe Ponce Arrieta

Jefe de Operaciones.
Termoeléctrica Ibiritermo (Brasil).
Flavio Neves Teixeira
Profesor titular, USJR, (Brasil).

Electo Silva Lora

Profesor titular. Director del Núcleo
de Excelencia en Sistemas
Termoeléctricos, (Nest).
Universidad Federal de Itajubá,
Unifei (Brasil).

Edgar Yáñez

MSc. MBA. Investigador Asociado.
Líder del Programa de Plantas de
Beneficio. (Cenipalma)
eyanez@cenipalma.org

Edgar Castillo

Profesor titular. Director del Centro
de Estudios Ambientales, Ceiam.
Universidad Industrial de Santander
(UIS). Bucaramanga, Colombia

Palabras CLAVE

Energía y calor combinados; *Elaeis guinnensis*; biomasa.
Combined heat and power; *Elaeis guinnensis*; Biomass.

Recibido: 24 octubre 2008

Aceptado: 28 enero 2009

Tomado y traducido de:
Revista Biomass and Bioenergy, 31
(2007) 503-511.

Resumen

Las plantas de beneficio de aceite de palma se caracterizan por la disponibilidad de considerables cantidades de subproductos de alto valor energético, tales como: racimos vacíos, fibras, cuescos y efluentes líquidos con alto contenido de componentes orgánicos llamados *efluentes de las plantas de beneficio* (Pome, por su sigla en inglés). Una planta de beneficio produce residuos equivalentes a casi tres veces la cantidad de aceite producido por la biomasa, demostrando un inmenso potencial para incrementar la eficiencia energética de las plantas y la potencia instalada, principalmente mediante el uso de subproductos en plantas de cogeneración con altos parámetros de vapor y la reducción del consumo de vapor en el proceso. El objetivo de este trabajo es presentar el potencial de cogeneración de tres plantas de beneficio localizadas en dos importantes regiones productoras de aceite de palma en Colombia (Suramérica), el quinto país productor de aceite de palma en el mundo. El tamaño del sistema de cogeneración se basó en la operación del mayor número posible de horas durante el año (fundado en la disponibilidad estacional de la fruta), considerando unos parámetros para el vapor de 2MPa y 350° C, y utilizando una turbina de condensación-extracción. El balance de masa y energía se realizó empleando el *Gate Cycle Enter Software*, versión 5.51, para calcular el potencial de generación de energía. Los resultados mostraron que para las capacidades de procesamiento de racimos de fruta fresca (RFF) entre 18 y 60 t RFF/h⁻¹, es posible tener excedentes de energía que oscilan entre 1 y 7 MW, siendo las plantas autosuficientes en energía eléctrica y vapor para el proceso. Con un Factor de Capacidad promedio (aproximadamente 0,4) es posible esperar un índice de generación de 75 y 160 kWh t⁻¹ RFF, cuando la planta de procesamiento está operando o parada, respectivamente. Este índice es tres o cuatro veces mejor que cuando se usa un sistema tradicional con turbinas de vapor a contrapresión. Para este análisis se utilizó como combustible hasta un 60% de los racimos vacíos producidos



en la planta, teniendo en cuenta su valor como fertilizante para el cultivo de palma. Se consideraron varias cuestiones para estimar la factibilidad técnica y económica de sistemas de cogeneración en plantas de beneficio para el sector del aceite de palma en Colombia.

Summary

The palm oil mills are characterized by the availability of considerable amounts of by-products of high-energy value such as empty fruit bunches (EFB), fibers, shells and liquid effluents with high content of organics called palm oil mill effluent (POME). A palm oil mill produces residues equivalent to almost three times the amount of oil produced by biomass, showing a huge potential for increasing the power efficiency of the plants and installed power, mainly by the use of by-products in cogeneration plants with high steam parameters and by reducing steam consumption in process. The objective of this paper is to present the results of the study about the cogeneration potential for three representative palm oil mills located in two important palm oil producing regions in Colombia (South-America), fifth palm oil producers of the world. The sizing of the cogeneration system was made assuming its operation during the greatest possible number of hours throughout the year (based on the seasonal availability of fruit) considering parameters for the steam at 2MPa and 350° C, using a condensing-extraction turbine. The balance of mass and energy was made by using the Gate Cycle Enter Software, version 5.51, to estimate the potential of electricity generation. The results showed that for fresh fruit bunch (FFB) processing capacities between 18 and 60 t FFB h⁻¹, it is possible to have surplus power ranging between 1 and 7MW, if the plants are self-sufficient in electric energy and steam for process. With an average Capacity Factor (approximately 0.4), it is possible to expect a generation index of 75 and 160kWh t⁻¹FFB when the processing plant is operating or shutdown, respectively, 3 or 4 times better than when a traditional system with a back-pressure steam turbines is used. This analysis used up to 60% of EFB produced in plant as fuel, considering its value as fertilizer for the palm crop. Several economic conditions were considered to estimate the economic and technical feasibility of cogeneration systems in palm oil mill for Colombian palm oil sector.



Introducción

Los aceites de palma, soya, colza y girasol son los aceites vegetales más comúnmente utilizados en el mundo. La producción mundial de aceite de palma es de 30,45 millones de toneladas y los mayores productores son Malasia, Indonesia, Nigeria, Tailandia y Colombia. Con un área cultivada de 1610 km², Colombia produce 3,24 millones de toneladas de racimos de fruta fresca (RFF), 672.597 toneladas de aceite de palma crudo, 158.172 toneladas de almendra y 63.726 toneladas de aceite de palmiste (Anuario Estadístico, 2006). En el país existen 51 plantas de beneficio y la productividad promedio es de 4 t/ha⁻¹/año⁻¹ de aceite crudo de palma. Las plantas de beneficio se caracterizan por:

- Un consumo de electricidad que oscila entre 17 y 38 kWh t⁻¹ RFF en Malasia, entre 20 y 25 kWh/t⁻¹
- RFF en Tailandia y un consumo de vapor de 550–750 kg ton-RFF⁻¹ (Husain A.; Zainal Z. A.; Abdullah M. Z., 2003).
- Una relación calor a potencia promedio de 17,9 (Prasertsan S.; Sajjakulnukit B., 2005).
- La disponibilidad de considerables cantidades de subproductos con alto valor energético, tales como los racimos vacíos de fruta o tusas (EFB, por su sigla en inglés), fibras, cuescos y efluentes líquidos con un alto contenido de componentes orgánicos llamados *efluentes de las plantas de beneficio* (POME, por su sigla en inglés). Una planta de beneficio produce residuos equivalentes a casi tres veces la cantidad de aceite producido por la biomasa.
- Un inmenso potencial para incrementar la eficiencia energética de las plantas, principalmente



mediante el aumento de los parámetros de vapor y la potencia instalada en las plantas de cogeneración, y la reducción del consumo de vapor en el proceso.

- La posibilidad de generar biogás a partir del tratamiento anaeróbico de los efluentes líquidos del proceso y su conversión en electricidad mediante el uso de motores de combustión interna o microturbinas. De acuerdo con Yeoh (Yeoh, B. G., 2004), la generación promedio de efluentes en la industria del aceite de palma de Malasia es de $2.6 \text{ m}^3 \text{ t}^{-1}$ de aceite, con un DBO promedio de 25 g l^{-1} , y una producción específica de metano que oscila entre $0,47$ y $0,92 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1}$ DBO (dependiendo de la temperatura). Este metano tiene un valor calorífico de $34,5 \text{ MJ m}^{-3}$, el cual podría usarse para la generación de electricidad con un consumo de $0,50 \text{ m}^3 \text{ kWh}^{-1}$, basado en unidades de generación utilizando gas natural (Yeoh, B. G., 2004).
- La posibilidad de generar electricidad en regiones aisladas.

Con base en la literatura analizada es posible generalizar algunos indicadores para los sistemas de cogeneración en la industria del aceite de palma:

Un cultivo que comprende 100 km^2 puede corresponder a una potencia instalada de $5\text{-}11 \text{ MW}$ en la planta de beneficio, dependiendo del tipo y los parámetros del sistema de cogeneración y de la disponibilidad de los residuos.

Las principales propuestas, con respecto al mejoramiento de las plantas de cogeneración, son la sustitución de las turbinas de vapor de contrapresión por las de condensación-extracción (las cuales aumentan la energía eléctrica instalada en aproximadamente 60%) y también la eficiencia de las calderas, las cuales actualmente tienen un valor promedio de 73% , basado en el valor calorífico bajo (LHV, por su sigla en inglés) (Husain A.; Zainal Z. A.; Abdullah M. Z., 2003).

La inversión específica de la planta de cogeneración de una potencia de 1.2 MW , con una turbina de contrapresión y una caldera de 35 t h^{-1} con $2,3 \text{ MPa}$ de presión de vapor, es de aproximadamente $\text{US\$}580 \text{ kW}^{-1}$ con un tiempo de recuperación de la inversión de $3,7$ años (Lacrosse L.; Shakya S. K., 2004).

La potencia instalada en las plantas de beneficio modernas oscila entre 5 y 15 MW con $4,2 \text{ MPa}$ y 360° C de parámetros de vapor. Aunque se está proponiendo una planta de 44 MW con parámetros de vapor de $6,2 \text{ MPa}$ y 482° C (Cogen 3., 2003).

El potencial de generación de energía eléctrica es de $90\text{-}132 \text{ kWh t}^{-1}$ RFF dependiendo de la presión de operación del sistema (Walden, D., 2005).

La incertidumbre relacionada con el uso de racimos vacíos de fruta como fertilizantes y problemas aparentes durante su combustión en las calderas debido a su contenido de humedad y de álcali.

La cogeneración no está muy generalizada en el sector palmero colombiano debido a:

- Un proceso productivo tradicional caracterizado por un consumo de vapor alto e irregular (un proceso semicontinuo debido a la esterilización por lotes de los RFF).
- Un bajo factor de capacidad en las plantas de beneficio durante algunos meses del año y en los períodos de baja disponibilidad de racimos de fruta fresca durante unas pocas horas al día.
- Ausencia de tradición en el sector con respecto a la autogeneración y comercialización de energía.
- Ausencia de una base legal, de programas de incentivos y de precios atractivos para la comercialización de la electricidad para los productores independientes del país.

Sin embargo, el aumento en el precio de la electricidad y los costos de los combustibles en los últimos años, así como la fuerte competencia en el mercado internacional del aceite de palma, han forzado la búsqueda de una reducción en los costos de producción, la posibilidad de implementar la producción de biodiésel y la comercialización de créditos de carbono. Estas razones han llevado a la industria del aceite de palma a un renovado interés en la cogeneración.

La participación del procesamiento de los RFF en los costos de producción del aceite es de aproximadamente 16% , es decir, 25% mayor que el mismo índice en Malasia. El mayor costo en el procesamiento de los RFF proviene de la energía, la cual representa un 33% de los costos variables del proceso (Anuario Estadístico, 2006). Un estudio preliminar ha establecido

la posibilidad de una reducción del 25% en los costos variables de producción, con la implementación de sistemas de cogeneración en las plantas de beneficio.

El objetivo de este trabajo es presentar el potencial de cogeneración en tres plantas de beneficio representativas, ubicadas en dos importantes regiones productoras de aceite de palma en Colombia (Figura 1): una en la Zona Oriental, localizada en Latitud 5° 9' 34" Norte, Longitud 72° 4' 0,2" Oeste (Planta A), y dos en la Zona Central, localizadas en Latitud 7° 53' 8" Norte, Longitud 73° 27' 59" Oeste (Planta B) y Latitud 7° 42' 21" Norte, Longitud 73° 23' 19" Oeste (Planta C).

La recolección y el procesamiento de los datos fueron realizados por un equipo de especialistas del Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida (Nest), de la Universidad Federal de Itajubá-Unifei (Brasil), el Centro de Investigación en Palma de Aceite (Cenipalma), de Colombia, y el Centro de Estudios e Investigaciones Ambientales (Ceiam), de la Universidad Industrial de Santander (UIS-Colombia).

Caracterización de los subproductos (biomasa) en las plantas de beneficio

La Tabla 1 muestra los datos sobre la disponibilidad de los subproductos, de acuerdo con diferentes autores, expresados en porcentaje másico por cada tonelada de RFF. El valor calorífico de la biomasa es: fibra = 18,6 MJ kg⁻¹; cuescos = 20,8 MJ kg⁻¹; y racimos vacíos de fruta con 50% de humedad = 8,16 MJ kg⁻¹. La cantidad de biogás generado por cada tonelada de RFF se supone en 19,6 m³ y su valor calorífico en 22,9 MJ m⁻³ (Youssof, S. 2006).

Metodología

El objetivo principal de las mediciones térmicas es la recolección de los datos necesarios para los estudios de factibilidad técnicos y económicos. Se evaluaron dos etapas: la primera consideró la capacidad actual de las plantas de beneficio, y la segunda, anticipó una expansión futura. Los datos recolectados para el modelo de cogeneración fueron:

- Para los procesos: esterilización de la fruta, extracción del aceite, recuperación de la nuez, clarificación del aceite y almacenamiento.

- Presión, temperatura y flujo del vapor en cada entrada del proceso.
- Presión, temperatura, flujo condensado recuperable (el cual puede regresar a la caldera), flujo no recuperable y flujo de agua de reemplazo de caldera.

Para la estación de cogeneración de energía eléctrica:

- Consumo de electricidad en kWh t⁻¹ de RFF procesados;
- Precio de compra y venta de electricidad \$kWh⁻¹;
- Por cada combustible: disponibilidad y variación estacional a lo largo del año, bajo valor calorífico, análisis elemental e inmediato;
- Consumo total de agua en t h⁻¹;
- Precio del agua en \$ m⁻³;
- Cantidad de efluentes del proceso kg t⁻¹ RFF;
- Cuando existe una planta instalada de biogás, medir la producción en m³ h⁻¹ y la composición del gas;

Resumen de los procesos con diagramas de producción y balances de masa y energía, incluyendo las instalaciones de la planta (para la producción de energía para el proceso) y la producción de biogás (en caso de que exista).

El estudio de factibilidad incluyó las siguientes secciones (Figura 2):

- Análisis de las demandas de calor y eléctrica;
- Análisis del costo de la energía en la situación actual. En el caso de una planta aislada con su propia generación usando motores diésel, es necesario evaluar el consumo de combustible;
- Análisis de alternativas. Se evaluaron diferentes niveles de energía y también diversos tipos de tecnologías, según los casos;
- Simulación de cada alternativa. Determinación de los ahorros netos obtenidos;
- Estimación de las inversiones requeridas en cada alternativa;
- Análisis de la factibilidad financiera y económica;
- Análisis de sensibilidad.

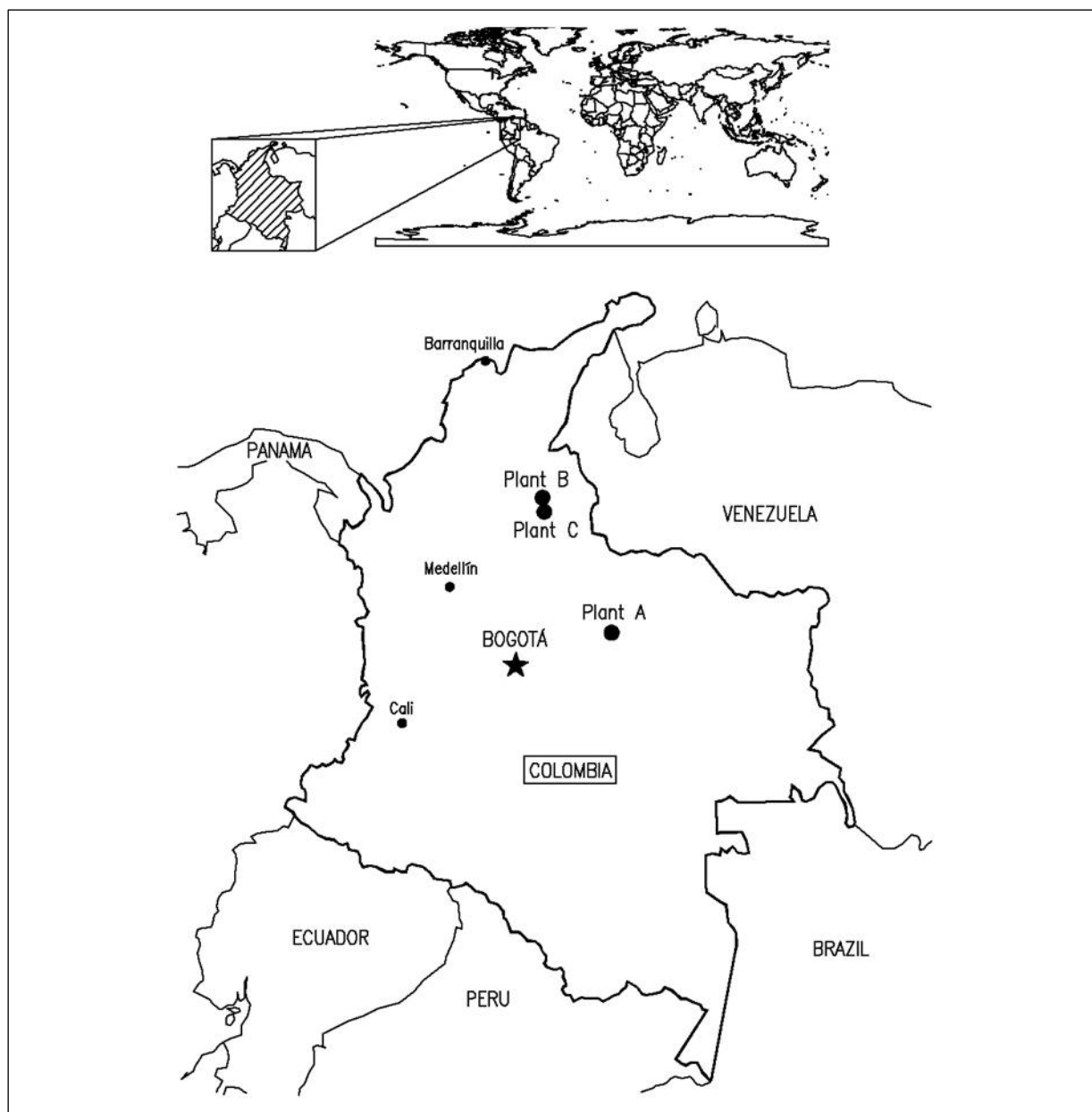
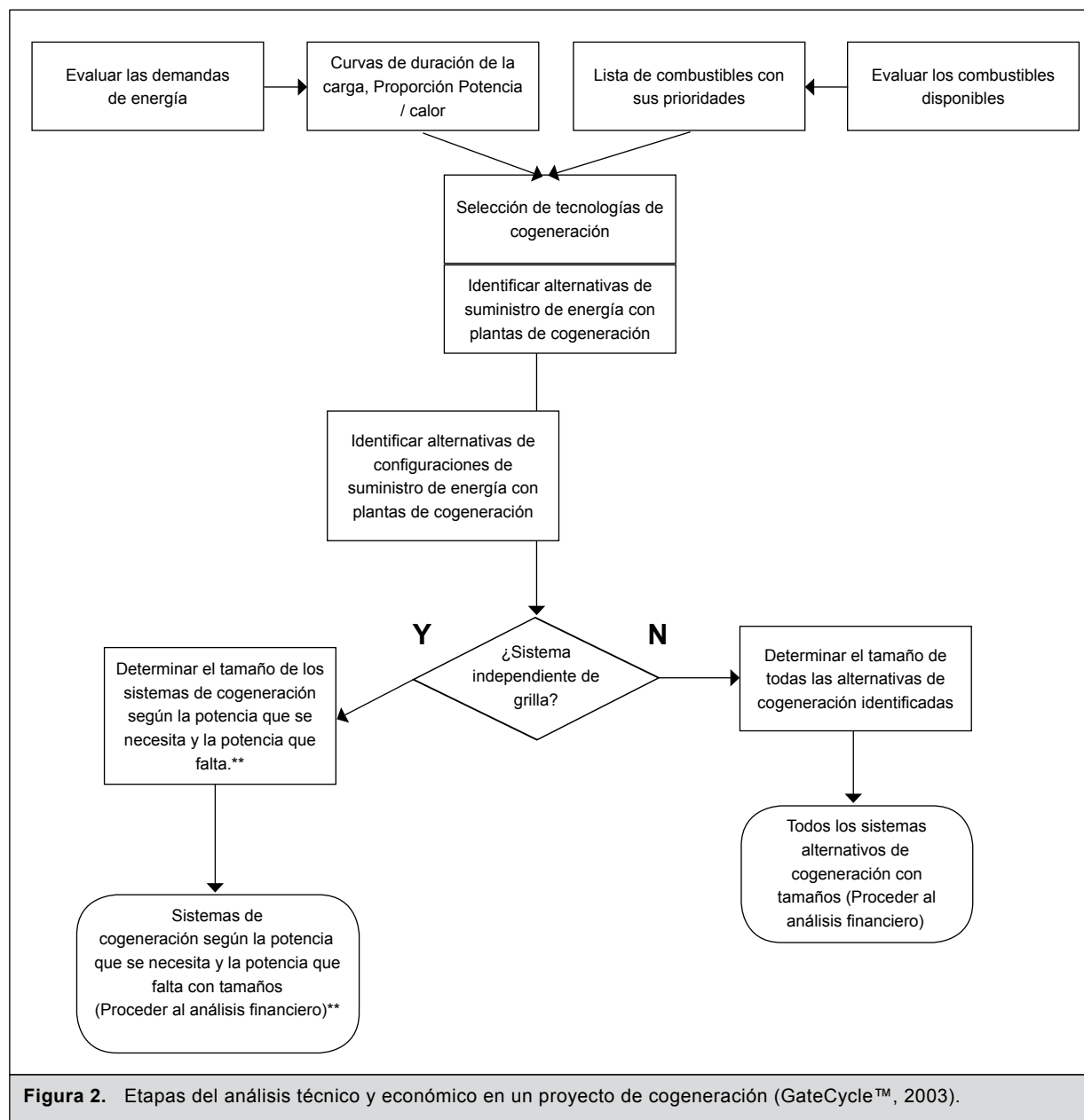


Figura 1. Localización de las plantas de beneficio colombianas.

Tabla 1. Disponibilidad de residuos de biomasa y efluentes en plantas de beneficio

Referencias	Racimo de fruta fresca (t-RFF ha ⁻¹ año ⁻¹)	Racimo vacío de fruta (% RFF)	Fibra (% RFF)	Cuesco (% RFF)	Efluente líquido (Pome) (% RFF)
Youssof, S. 2006, Malasia	20,08	22	13,5	5,5	67
Prasertsan S.; Prasertsan P. 1996 Tailandia	10,0	20-30	12-13	6,8-7,4	87
Cenipalma R y Bernal F. 2001 Colombia 2001	18-22 ^a	17,7-26,1	11,6-15	5-7	70-80

^a Valor promedio con un alto nivel de tecnología 28-32 t ha⁻¹ de un período de cultivo de entre 5 y 6 años.



Desde un punto de vista termodinámico, la cogeneración es muy interesante y técnicamente factible. En muchos casos, también es económicamente atractiva y ofrece importantes reducciones en la compra anual de energía y, por tanto, en los costos de producción.

Las características y los parámetros principales de las tres plantas de beneficio estudiadas se presentan en la Tabla 2.

En general, los sistemas de cogeneración propuestos para las tres plantas tienen las siguientes características en común:

- El sistema está diseñado para operar en paridad térmica, lo que significa que seguirá la curva de demanda de calor;
- El tamaño del sistema se hizo suponiendo su operación durante el mayor número posible de horas a lo largo del año (basado en la disponibilidad estacional de la fruta), lo que incluye el almacenamiento de la biomasa para los meses con baja producción de fruta. Es posible, entonces, suponer una capacidad de procesamiento promedio, que corresponde al indicador de la

**Tabla 2.** Características y parámetros de las tres plantas evaluadas

	Plantas de beneficio		
	A	B	C
Breve descripción de las instalaciones de suministro de energía	Sistema aislado utilizando diésel y biogás en los motores	Compra toda la electricidad de la red	Electricidad de la red y una cogeneración de baja eficiencia
Capacidad de procesamiento actual (t-RFF h ⁻¹)	18	20	60
Capacidad de procesamiento futura (t-RFF h ⁻¹)	30	25	60
Procesamiento equivalente, t-RFF h ⁻¹ -Índice de capacidad nominal ^a	11,90 - 0,66	13,79 - 0,69	29,73 - 0,50
Disponibilidad de fruta ^b (%Max-%Min)	12 - 7	15 - 5	14 - 4
Balance másico de biomasa (%RFF)			
Fibra	13,75	13,50	13,28
Cuescos	5,00	3,50	3,23
Racimos vacíos	20,26	24,00	23,40
Porcentaje de utilización de biomasa disponible (%)			
Fibra	100	100	100
Cuescos	100	100	100
Racimos vacíos	50	50	70
Biogás	100	100	100
Planta de cogeneración en operación	No	No	Sí
Conexión a la red eléctrica	No	Sí	Sí

^a Factor de capacidad expresado como: capacidad de procesamiento actual / procesamiento equivalente.

^b Porcentaje expresado como: fruta procesada mensualmente versus fruta procesada anual.

Tabla 2 “Procesamiento equivalente”, expresado en t RFF h⁻¹;

- Como tecnología de cogeneración se escogió el ciclo de vapor. Esto fue debido a la utilización de combustibles sólidos (residuos de biomasa), al uso de energía térmica como vapor y, finalmente, a la amplia difusión de la tecnología de generación de vapor en las plantas de procesamiento;
- Los parámetros de vapor fueron 2MPa y 350° C. La eficiencia de diseño de las calderas propuestas fue de 85%. La Figura 3 muestra un esquema de la caldera estudiada, empleando el programa *SBC-Steam Boiler Calculations* (Cálculos de Calderas a Vapor) descrito en (Lora, E. S.; Paramonov, A. P.; Teixeira, F. N., 2004). Con el fin de utilizar altos parámetros de vapor

se requieren modificaciones considerables en el proceso, tales como la reducción en el consumo específico de vapor y su variabilidad de acuerdo con el tiempo, el aumento en el factor de capacidad de la planta, etcétera;

- Se decidió utilizar una turbina de condensación-extracción y un sistema para la generación de vapor del proceso, incluyendo una bomba, una válvula reductora de presión y un intercambiador de calor;
- Se escogió usar un condensador enfriado por aire, teniendo en cuenta la baja disponibilidad de agua;
- La existencia de un sistema auxiliar de generación de vapor;

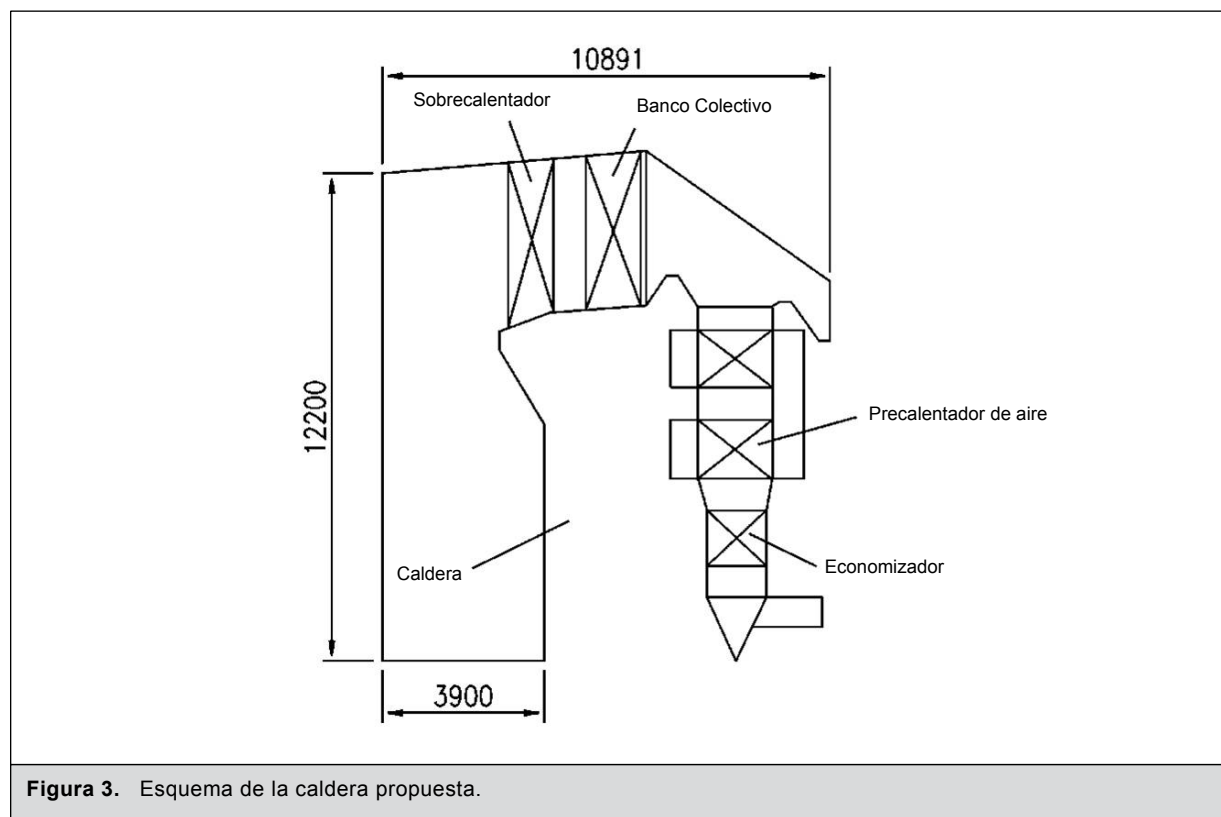


Figura 3. Esquema de la caldera propuesta.

- Se supone que sólo el 50% de los racimos vacíos se está consumiendo en las plantas A y B, y el 70% en la planta C, de acuerdo con la Tabla 2. Durante el análisis económico se consideró el costo con respecto a la sustitución de los racimos vacíos por fertilizantes. Esta consideración se basó en los límites establecidos por el cultivo, debido al uso de racimos vacíos como complemento de la fertilización y para el mejoramiento del suelo. Sin embargo, Ravi (Ravi, N., 2004) demostró que el uso de racimos vacíos como combustible para la generación de energía eléctrica ofrece un retorno económico superior, casi 3,5 veces, en comparación con su uso en el campo.

El ciclo térmico empleado para calcular el balance de masa y energía en la Figura 4, se hizo utilizando el *GateCycle™ Enter Software*, versión 5.51 (GateCycle™, 2003).

Datos supuestos durante los cálculos económicos

Los datos de operación y mantenimiento para los sistemas de cogeneración se relacionan con el costo total usando la información del proveedor, la cual es de US\$0,6 kWh⁻¹, y los costos de operación y man-

tenimiento para una planta de biogás es de US\$682 mes⁻¹ usando los costos reales de la planta A.

Para el análisis económico se supuso una vida útil de la planta de 20 años y una tasa de interés de la deuda del 15% anual.

El valor presente neto se estimó considerando unos flujos de efectivo sobre los cargos financieros y luego se calculó la tasa interna de retorno (TIR), que se define como la tasa de descuento que resulta en un valor presente neto de cero, y por lo general se interpreta como el retorno esperado que genera la inversión.

Todos los costos estimados para el análisis económico están expresados en dólares de 2005.

Resultados

Evaluación económica y energética para cada uno de los casos estudiados

La Tabla 3 muestra los resultados del potencial de cogeneración para todos los casos y también las variantes, con y sin cogeneración. En el Caso C, en la variante I (capacidad actual), se considera la sustitución total de la planta de cogeneración actual por

**Tabla 3.** Resultados de la evaluación de la energía de cogeneración para todos los casos

Ítem	Unidad	Planta A				Planta B		Planta C			
Procesamiento de RFF	t-RFF	18		30		25		I-60		II-60	
Operación de la planta de cogeneración		Sí	No	Sí	No	Sí	No	Sí	No	Sí	No
Energía eléctrica bruta	KW	1530	3012	2936	5114	1834	3986	1974	7818	959	2445
Energía eléctrica neta	KW	1484	2966	2858	5035	1768	3920	1853	7698	913	2421
Equipos auxiliares	KW	46	46	78	78	66	66	120	120	46	24
Calor cogenerado	KW	7207	0	10811	0	9008	0	21621	0	21625	0
Eficiencia de la generación de electricidad (Base LCV)	%	12,13	24,25	14,02	24,70	10,32	22,87	5,76	23,90	3,03	20,07
Consumo térmico específico (<i>Heat Rate</i>) generación de electricidad (Base LCV)	MJ kWh ⁻¹	29,67	14,85	25,68	14,57	34,90	15,74	62,54	15,06	56,14	21,18
Eficiencia de la generación de calor (Base LCV)	%	58,92	0,0	53,03	0,0	52,55	0,00	67,14	0,00	71,73	0,00
Eficiencia de la cogeneración de calor y electricidad (Base LCV)	%	71,06	24,25	67,05	24,70	62,87	22,87	72,89	23,90	74,76	20,07
Tiempo de procesamiento por año – Planta de cogeneración	h año ⁻¹	6449	6449	6450	6450	5394	5394	5385	5385	3895	3895
Factor de utilización – Planta de cogeneración	%	74	74	74	74	62	62	61	61	44	44

una nueva. En la variante II (capacidad futura), sólo se contempla la sustitución de las turbinas de vapor actuales, debido a su degradación.

Es necesario enfatizar que en todos los casos, los costos de inversión incluyeron no sólo el de los equipos para la generación de vapor y electricidad, sino también los relacionados con los sistemas de control, montaje y supervisión eléctrica de la planta y de las subestaciones, obras civiles, conexión a la red y así sucesivamente; todos estos bajo estándares de precios internacionales, por tanto el análisis económico está en términos reales. El Caso A, a pesar de ser la planta de beneficio que presenta la menor capacidad de procesamiento entre los casos estudiados, mostró los mejores indicadores económicos para la TIR, con 30%. También es importante mencionar que estas cifras pueden mejorarse a 42% cuando su capacidad aumenta hasta 30 t-RFF h⁻¹.

La Figura 5 muestra el análisis de sensibilidad del proyecto con relación a los costos de inversión y a la variación en los precios de venta de la electricidad. Estos resultados se obtienen principalmente de

acuerdo con el factor de capacidad de la planta, la distribución regular de la producción de fruta durante el año y los altos costos de generación usando el motor diésel.

Con relación al Caso B, a pesar de tener una capacidad ligeramente superior a la planta A, los indicadores no son muy favorables, y están afectados en forma negativa por la distribución irregular de la producción de fruta y, principalmente, por su bajo factor de capacidad. El análisis económico que se proyectó para una reducción del 10% en los costos de inversión y un aumento en el precio de venta de la energía eléctrica de alrededor del 50%, ofrece una TIR del 20%.

El Caso C sólo pudo mostrar resultados similares a los presentados por el Caso A, si un sistema de cogeneración nuevo y completo fuese implementado para lograr una eficiencia global en la generación de energía eléctrica, mucho más alta que la actual. La planta C se ve favorecida por alta cantidad de fruta procesada y por los precios de venta de la energía eléctrica.

Tabla 4. Indicadores de las plantas con instalaciones de cogeneración

Planta de beneficio	Capacidad (t-RFF h ⁻¹)	Factor de capacidad	Índice de generación (kWh t-RFF ⁻¹)		Capacidad instalada específica kW instalado (t-RFF h ⁻¹)		Costo específico US\$ kW ⁻¹
			Procesamiento de RFF de las plantas de beneficio	No. procesamiento de RFF de las plantas de beneficio	Nominal ^a	Real ^b	
A	18	0,49	82	165	165	333	1018
B	25	0,40	71	157	157	396	688
C	60	0,37	31	128	128	350	849

^a Basado en la capacidad de procesamiento nominal.^b Basado en la capacidad de procesamiento real.

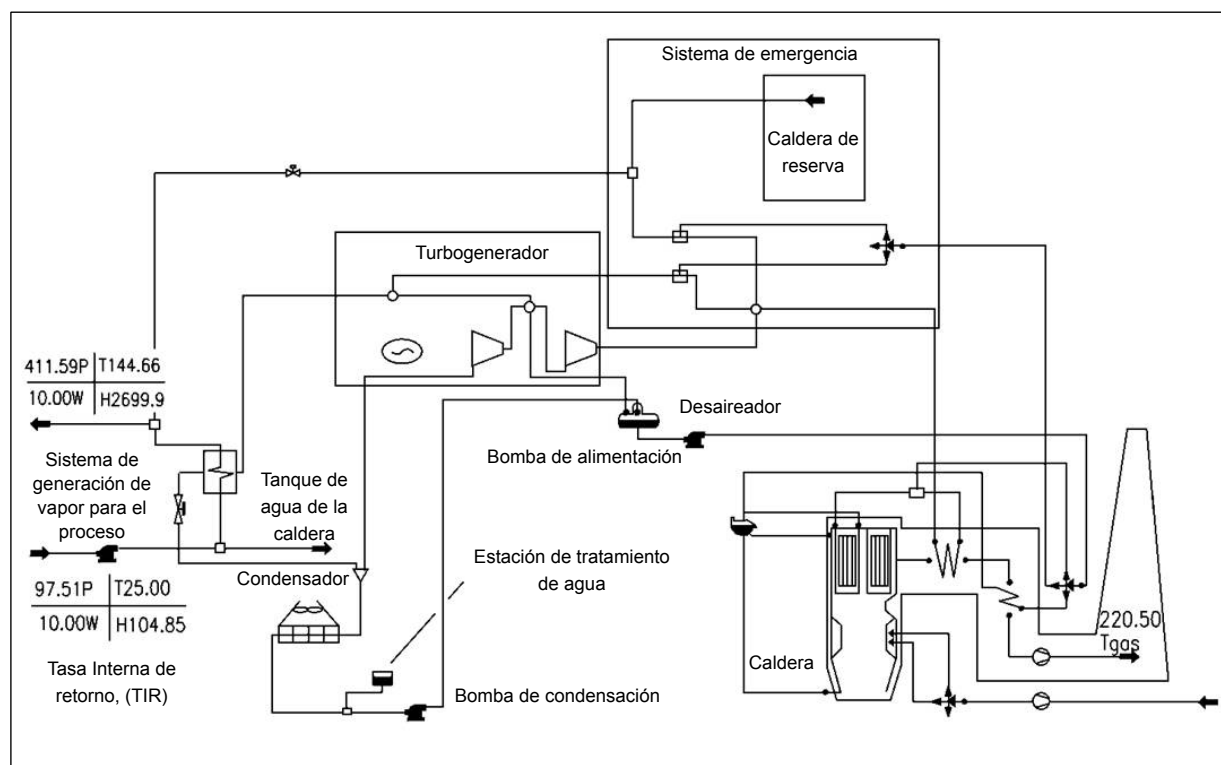
Indicadores energéticos

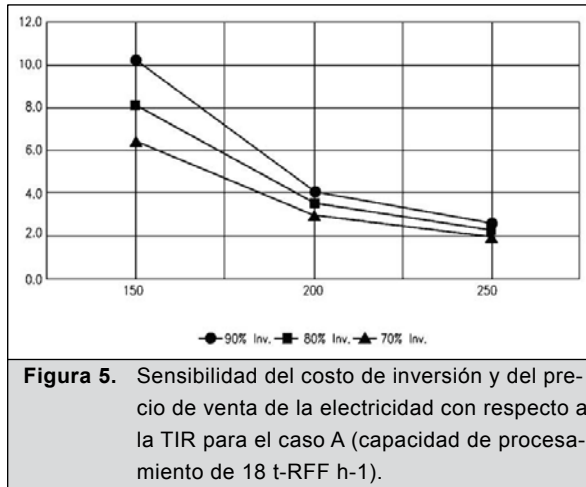
Los indicadores que se muestran en la Tabla 4 son el producto del análisis de los resultados obtenidos en los diferentes estudios de casos. No fue posible establecer una relación coherente entre el Índice de Cogeneración (kWh t-RFF⁻¹) y la capacidad de procesamiento de las plantas de beneficio analizadas, debido a las diferencias entre la disponibilidad de fruta y su distribución a lo largo del año. Por esta razón se determinó el Factor de Capacidad (FC) para cada una de las plantas, que indica el porcentaje de utilización (o

fracción de tiempo) de la capacidad de procesamiento instalada (Figura 6).

La Figura 6 muestra la relación entre el Factor de Capacidad y el Índice de Cogeneración. La Figura 7 presenta un resumen de los indicadores promedio de ingreso y los productos que se esperan de las plantas de beneficio con cogeneración y venta de energía eléctrica excedente.

El Índice de Generación de 31 kWh t RFF⁻¹ que se muestra en la Figura 6 para la planta C, se explica por el hecho de que tiene una alta demanda de calor

**Figura 4.** Esquema de la caldera propuesta.



y la planta de cogeneración fue diseñada con base en una disponibilidad de combustible que no corresponde con la capacidad de procesamiento instalada de 60 t RFF h⁻¹. Por tanto, es posible concluir que este valor del índice de generación no es el característico para la planta C, la cual tendrá un valor más alto cuando la distribución anual de fruta satisfaga la demanda de la capacidad nominal de la planta.

Con un Factor de Capacidad promedio (de aproximadamente 0,4), es posible esperar un índice de generación de 75 y 160 kWh t RFF⁻¹, cuando la planta de procesamiento opera o esta parada, respectivamente. Según estudios previos realizados por Cenipalma, el índice de generación promedio en las plantas de beneficio colombianas oscila alrededor de los 20kWh t RFF⁻¹. Las evaluaciones que se realizaron con respecto a las tres plantas estudiadas muestran que el índice de

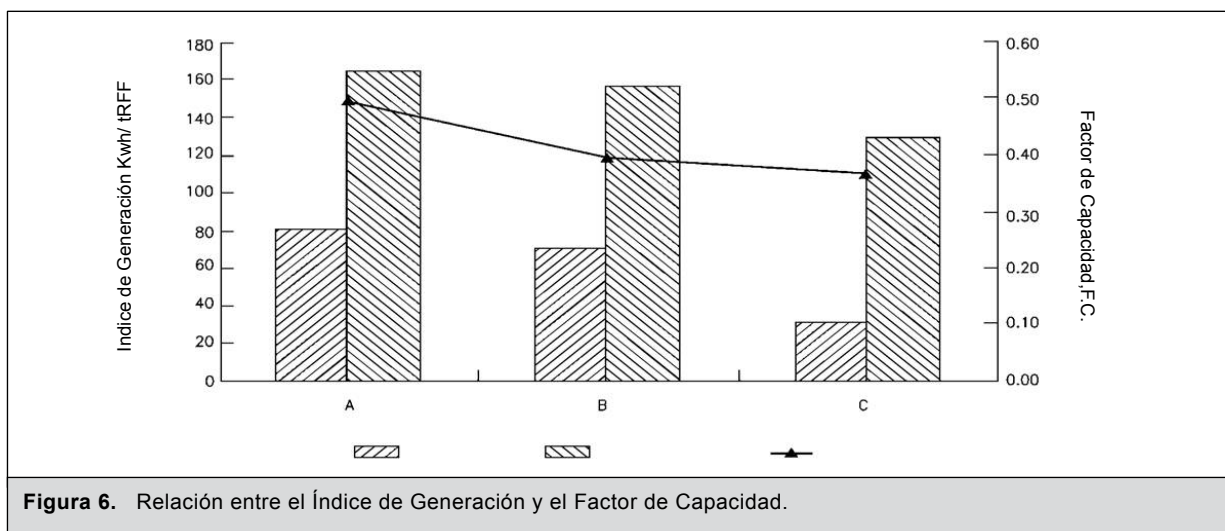
generación puede alcanzar valores de hasta 70-80 kWh t RFF⁻¹ cuando se instala una planta de cogeneración con turbinas de vapor de condensación-extracción y parámetros de vapor de 2,0 MPa.

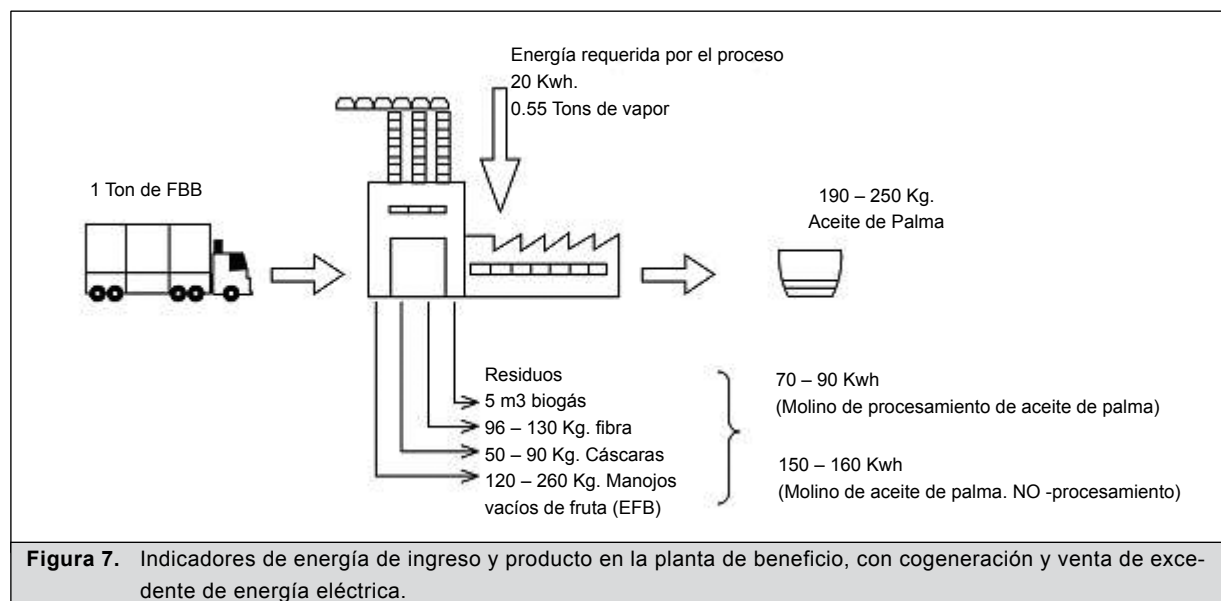
Este desempeño es tres o cuatro veces mayor que cuando se utiliza un sistema tradicional con turbinas de vapor de contrapresión. Teniendo en cuenta todas las variantes analizadas, se observó que las condiciones actuales no presentan una factibilidad económica. Sin embargo, fue posible observar que con un costo específico de inversión que oscila entre US\$690-850 kW⁻¹ (valor promedio considerado para los tres casos analizados), es factible desarrollar el proyecto de cogeneración si los precios de comercialización de la electricidad oscilan alrededor de US\$0,11-0,16 kWh⁻¹, teniendo en cuenta el tipo de cambio (\$2.200 por USD) y la tasa de interés de 15% existentes al momento de la realización de este estudio.

Es importante mencionar que la ventaja de las plantas de beneficio que tienen mayor capacidad de procesamiento de fruta es la posibilidad de instalar sistemas de cogeneración con parámetros de vapor más altos, lo cual aumentará considerablemente la generación de electricidad.

Oportunidades y limitaciones de la cogeneración en el sector de la palma de aceite en Colombia

Las oportunidades de la cogeneración en el sector de la palma de aceite en Colombia están dadas por:





- La disponibilidad de combustible residual del proceso de extracción de aceite;
- La ubicación de algunas plantas de beneficio en regiones aisladas, lo que permite la electrificación en estas áreas;
- El aumento constante en el costo de la electricidad y del combustible diésel;
- La diversificación de los negocios;
- Las posibilidades de: reducir los costos variables de la producción de aceite en 25%; comercializar los créditos de carbono; utilizar los incentivos gubernamentales para cofinanciar la inversión en la planta de cogeneración, e incrementar la eficiencia energética del proceso.

Los obstáculos para la cogeneración en el sector del aceite de palma en Colombia están dados por:

- El actual precio bajo de venta de la electricidad;
- La ausencia de una legislación regulatoria de la comercialización de energía;
- El alto costo de interconexión a la red;
- El uso agrícola de los racimos vacíos (técnicamente pueden ser reemplazados por fertilizantes);
- La baja disponibilidad de agua para el enfriamiento del condensador;
- La inversión relativamente alta en el proyecto de cogeneración, lo que lleva a la necesidad

de obtener incentivos económicos, tales como precios especiales para la compra de electricidad por parte de las compañías de electricidad, o la reducción de impuestos (teniendo en cuenta el costo evitado con el incremento en la capacidad de generación).

Conclusiones

Las principales conclusiones que se derivaron del estudio técnico-económico de las oportunidades de cogeneración en el sector de la palma de aceite en Colombia, basado en los tres estudios de casos analizados, son:

- En todos los casos analizados, la biomasa disponible en las plantas no sólo garantiza la demanda de energía del proceso, sino que también permite generar excedentes de electricidad;
- Para las capacidades de procesamiento de fruta entre 18 y 60 t RFF h⁻¹, es posible tener excedentes de energía que oscilan entre 1 y 7 MW, cuando las plantas son autosuficientes en energía eléctrica y vapor para el proceso. Esto para parámetros de vapor de 2 MPa y 350° C;
- Estas cantidades de energía eléctrica cogenerada están disponibles entre el 60% y 70% del tiempo anual, representando un incremento en la disponibilidad de energía, que es 50% más alta que en los sistemas actuales;



- Este análisis utilizó como combustible hasta un 60% de los racimos vacíos producidos en la planta, teniendo en cuenta su valor como fertilizante para el cultivo de la palma;
- El sistema propuesto utiliza turbinas de vapor de condensación-extracción, por tanto tiene una mayor flexibilidad operacional y, al mismo tiempo, garantiza las demandas térmicas y eléctricas del proceso. También da como resultado el logro de una considerable cantidad de excedente de electricidad;
- Las variables de mayor impacto en la factibilidad de los proyectos de cogeneración son: los costos de la inversión, las tarifas de la electricidad, la variabilidad en la cantidad de biomasa disponible, el tipo de cambio y la tasa de interés;
- En todos los casos analizados, en las condiciones actuales no se logró la factibilidad económica. Sin embargo, se observó que con unos costos de inversión específicos de aproximadamente US\$690-850 kW⁻¹ (según la capacidad), es posible desarrollar el proyecto de cogeneración si la tarifa de la electricidad y el precio de comercialización de la electricidad excedente oscila entre USD\$0,11 y USD\$0,16 kWh⁻¹, de acuerdo con el tipo de cambio y la tasa de interés vigentes a la fecha de realización de este estudio (Mayo de 2005);
- En Colombia es posible observar la tendencia hacia el incremento constante en las tarifas de la electricidad. Sin embargo, dentro de un período de aproximadamente tres años, será posible alcanzar los niveles de las tarifas y precios mencionados anteriormente; esto permitiría alcanzar la factibilidad económica de la cogeneración en el sector palmero;
- Según las condiciones ya mencionadas, es posible lograr valores de tiempo de recuperación de aproximadamente cuatro años;
- La implementación de programas de incentivos, con respecto a los proyectos de cogeneración en el sector palmero, es imperativa. Deben incluir: contratos a largo plazo que garanticen la compra del excedente de electricidad y tarifas diferenciales con respecto a su comercialización; y la reducción de los derechos aduaneros de importación para los equipos de cogeneración.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Cenipalma y a las plantas de beneficio por suministrar toda la información para realizar este estudio.

Referencias bibliográficas

- Anuario Estadístico. 2006. La agroindustria de la palma de aceite en Colombia y en el mundo 2001-2005. Fedepalma.
- Anuario Estadístico. 2005. The Oil Palm Agroindustry in Colombia and the World. 2000-2004. Fedepalma. Bogotá.
- Bernal, F. N. 2001. El cultivo de la palma de aceite y su beneficio: Guía general para el nuevo palmicultor. Fedepalma. Bogotá.
- Cogen 3. 2003. National Energy Policy Review-Malaysia. (En línea) www.cogen3.net. Consultado en octubre de 2005.
- GateCycle™. 2003. Technical analysis of Cogeneration Projects. Cogeneration Week in Indonesia, 19 May, 2004. Disponible en línea en <http://cogen3.net/presentations/asean/cogenweek2004brunei/Technicalanalysisofcogenprojects.pdf>. Consultado en marzo de 2005.
- GateCycle™. 2003. Gate Cycle para Windows, versión 5.51.01, copyright 1989-2003. The General Electric Company. Todos los derechos reservados.
- Husain A.; Zainal Z. A.; Abdullah M. Z. 2003. Analysis of Biomass Residue-based cogeneration System in Palm Oil Mills. Biomass and Bioenergy; 24: 117-24.
- Lacrosse L.; Shaky S. K. 2004. Clean and Efficient Biomass cogeneration in Asean. Power-Gen Asia Conference and Exhibition. 5 al 7 de octubre de 2004. Bangkok, Tailandia. (En línea) <http://cogen3.net/doc/articles/cleanandefficientbiomasscogeneration.pdf>. Consultado en noviembre de 2005.
- Lora, E. S.; Paramonov, A. P.; Teixeira, F. N. 2004. Thermal and Environmental Performance of a Modern Bagasse Cogeneration Boiler. Vol. 129. Berlín, Alemania: Zucker Industrie/Sugar Industry; Pp. 881-7.
- Prasertsan, S.; Sajjakulnukit, B. 2005. Biomass and Biogas Energy in Thailand: Potential, Opportunities and Barriers. Renewable Energy. Artículos en prensa disponibles en línea en: www.sciencedirect.com. Consultado en septiembre de 2005.
- Prasertsan, S.; Prasertsan, P. 1996. Biomass Residues From Palm Oil Mills in Thailand: an Overview on Quantity and Potential Usage. Biomass and Bioenergy; 11(5): 387-95.



- Ravi, N. 2004. Empty Fruit Bunches Evaluation. Mulch in Plantation vs. Fuel for Electricity Generation. In: Proceeding of International Palm Oil conference. Mpob. 2004. Disponible en línea en www.ptm.org.my/biogen/PDF/Articles/EFB-%20Oil%20Palm%20Monthly%20Econ%20JournL.PDF. Consultado en enero de 2007.
- Walden, D. 2005. Production of Electricity and Heat From Biomass and Agricultural by-products, Bronzeoak Limited. (En línea) www.resourcesaver.com/file/toolmanager/O105UF1139.pdf. Descargado en diciembre de 2005.
- Yeoh, B. G. 2004. A Technical and Economic Analysis of Heat and Power Generation from Biomethanation of Palm Oil Mill Effluent. Electricity Supply Industry in Transition: Issues and Prospect for Asia 14-16. January 2004. Disponible en línea en: www.cogen3.net/doc/countryinfo/malaysia/TechnicalEconomicAnalysisCHPPalmEffluent_BG.pdf. Consultado en marzo de 2005.
- Youssof, S. 2006. Renewable Energy from Palm Oil-innovation on Effective Utilization of Waste. *Journal of Cleaner Production*; 14: 87-93.