

PN-110X-839

Informe Núm. 88-18

92108

Un informe de la
Oficina de Energía
Despacho para Ciencia y Tecnología
Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional

ENERGIA ELECTRICA A BASE
DE CAÑA DE AZUCAR
EN COSTA RICA
UN ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO

Preparado por:

Winrock International
Institute for Agricultural Development
1611 North Kent St.
Arlington, VA 22209 USA

TEM Associates, Inc.
y
Autoridad del Valle de Tennessee

Proyecto de Sistemas y Tecnologías en Bioenergía, 936-5709
DHR-5709-C-00-8009-00
BST-5709-R-TV-2181-00

julio, 1988

CONTENIDO

	PAGINA
Resumen ejecutivo:	i
Capítulo 1: Antecedentes	1
La economía costarricense	1
La demanda de electricidad: implicaciones para la economía	2
La industria azucarera y la producción de electricidad	2
Capítulo 2: Planta generadora y opciones de combustible.	9
Introducción	9
Los ingenios	9
Mejoras en eficiencia	9
Proyecciones técnicas	11
Proyecciones de producción de energía	19
Combustibles supletorios	19
Capítulo 3: Valoración financiera y económica de los sistemas	
energéticos cañeros	29
Modelos financieros y económicos de la inversión en producción de energía eléctrica	29
Beneficios del sistema energético	30
Modificaciones de los ingenios y los costos de capital	34
Generación de empleos y costos de mano de obra	36
Costos de combustible	36
Valor presente neto e impacto económico de los sistemas de energía de la caña.	36
Análisis de sensibilidad	37
Efectos de cambios en los precios de la electricidad	38
Efectos de cambios en el precio del aceite y ahorros de petróleo	38
Efectos de sustituir aceite por hojarasca de caña	44
Efectos de sustituir aceite por carbón mineral.	47
Electricidad con caña de azúcar vs. otras opciones para la empresa de servicio eléctrico	50
Efectos de cambios en las tasas activas de los préstamos	51
Efectos del factor de despacho de la empresa de servicio eléctrico	51
Efectos de cambios en las tasas de descuento	53
Beneficios presuntos, riesgos y necesidades normativas	53

CONTENIDO (Continuación)

- Apéndice A:** Producción eficiente de vapor y su uso para la generación de electricidad en ingenios azucareros costarricenses
Introducción
Factores que afectan la producción eficiente del vapor
Factores que afectan el eficiente uso de vapor
- Apéndice B:** Modelos y resultados financieros y económicos
- Apéndice C:** Métodos y supuestos de análisis económico
un método sugerido para computar costos evitados
- Apéndice D:** Cosecha de hojarasca para los ingenios azucareros costarricenses
Procedimiento
Humedad
Cosecha de caña sin quemar
Costos
- Apéndice E:** Recursos locales e importados de carbón mineral para la producción de electricidad en los ingenios azucareros costarricenses
Carbón Costarricense
Ubicaciones de los depósitos de carbón y de ingenios azucareros como posibles candidatos
Cantidad y calidad de recursos locales de carbón
Tiempo de antelación necesario para desarrollar los depósitos de carbón locales
Carbones importados
Costos relativos de los carbones importados y locales
- Apéndice F:** Cogeneración en turbina a gas con inyección de vapor con combustión de biomasa para la industria de azúcar de caña
Resumen
Introducción
Exportación de electricidad a partir de los ingenios azucareros
Tecnología de GSTIG
Estimaciones de rendimiento y costos de las tecnologías de cogeneración con biomasa
Estudio de un caso: la perspectiva de un productor azucarero
Contexto jamaicano
Contexto del sureste brasileño
Implicaciones
Conclusiones
Reconocimientos
Referencias

Referencias

CUADROS

Resumen Ejecutivo:

- 1.1 Proyecciones técnicas de casos de base para la producción de energía de la industria azucarera en Costa Rica

Capítulo 1:

- 1.1 Comparación de los costos estimados de generación de electricidad por combustible y tipo de producto
- 1.2 Producción de caña por ingenio y región en Costa Rica
- 1.3 Producción agrícola, valor agregado y empleo en Costa Rica

Capítulo 2:

- 2.1 Proyecciones técnicas, producción de energía de la industria azucarera en Costa Rica
- 2.2 Estimaciones de los costos financieros para combustibles supletorios en Costa Rica
- 2.3 Pronósticos de los precios y productos internacionales

Capítulo 3:

- 3.1 Niveles de inversión y características fabriles de los modelos
- 3.2 Beneficios anuales promedio de la energía a base de caña
- 3.3 Estimaciones de los costos plenos evitados para electricidad en Costa Rica (1987)
- 3.4 Costos promedio anuales de energía de caña
- 3.5 Generación anual de empleo e ingresos de la mano de obra proveniente de las plantas de energía a base de caña en Costa Rica (1988)
- 3.6 Beneficios financieros y características de los sistemas de energía a base de caña
- 3.7 Ahorros presuntos de petróleo provenientes de la energía de caña en Costa Rica
- 3.8 Beneficios financieros y características de los sistemas de energía de caña con hojarasca (1988)
- 3.9 Valor actual neto para sensibilidades en la tasa de descuento

Apéndice A:

- A.1a Rendimiento de evaporador con base en efecto cuádruple a 200 TCH (rubro A)
- A.1b Rendimiento de evaporador con base en efecto cuádruple a 200 TCH (rubro B)
- A.2a Rendimiento de evaporador con base en efecto cuádruple a 200 TCH (rubro C)
- A.2b Rendimiento de evaporador con base en efecto cuádruple a 200 TCH (rubro D)
- A.3a Rendimiento de evaporador con base en efecto quintuple a 200 TCH (rubro E)
- A.3b Rendimiento de evaporador con base en efecto quintuple a 200 TCH (rubro F)

Apéndice B:

- B.1 Análisis financiero y económico de la producción de electricidad proveniente de ingenios azucareros en Costa Rica - modelo procaña, versión 1
- B.2 Valores actuales netos financieros para el mejor de los casos, el caso base y el peor de los casos
- B.3 Valores actuales netos para análisis de sensibilidad de los precios de la electricidad
- B.4 Valores actuales netos para sensibilidades en los precios del crudo

CUADROS
(Continuación)

- B.5 Valores actuales netos para sensibilidades en las tasas activas de los préstamos
- B.6 Valores actuales netos para sensibilidades en el factor de carga diaria
- B.7 Estimaciones de costos de capital para instalaciones completas en distintas opciones de ingenios

Apéndice C:

- C.1 Supuestos de análisis económico vs financiero para variables clave
- C.2 Supuestos de informaciones para análisis de sensibilidad
- C.3 Supuestos de informaciones para el mejor de los casos, el caso base y el peor de los casos

Apéndice D:

- D.1 Estimaciones de costos de la hojarasca para ingenios costarricenses con base en informaciones provenientes del ingenio El Viejo

Apéndice E:

- E.1 Distancias por carretera desde los yacimientos de carbón hasta los ingenios azucareros candidatos
- E.2 Reservas totales de carbón en Costa Rica (diciembre, 1986)
- E.3 Características geo-químicas y energéticas de los carbones costarricenses
- E.4 Calidad de carbones colombianos y chilenos de conocimiento público al recibo
- E.5 Costos estimados por tonelada métrica de carbones colombianos y chilenos
- E.6 Costos estimados por tonelada métrica para carbones costarricenses
- E.7 Costos de carbones importados y locales por millón de BTU

Apéndice F:

- F.1 Supuestos de costos de cogeneración usados en el análisis financiero
- F.2 Resumen de los escenarios de uso final en fábrica
- F.3 Precios nivelados de los combustibles asumidos para el estudio del caso de Jamaica
- F.4 Ahorros presuntos en divisas para Jamaica con sistemas alternos de cogeneración
- F.5 Estimación de capacidad potencial de generación de GSTIG mundialmente en fábricas de azúcar con el nivel de producción de caña de azúcar de 1985
- F.6 Potencial de generación de electricidad GSTIG mediante el uso de la producción de caña al nivel de 1985

ILUSTRACIONES

Resumen Ejecutivo:

- 1.1 Valor actual neto financiero caso base
- 1.2 Valor actual neto financiero con combustible de hojarasca

Capítulo 1:

- 1.1 Zonas de producción de azúcar y localización de ingenios en Costa Rica

Capítulo 2:

- 2.1 Cuadro esquemático: proyección técnica de nivel 3
- 2.2 Costo de producción de electricidad - ingenio El Viejo
- 2.3 Kilo vatios/hora por tonelada de bagazo - ingenio El Viejo
- 2.4a Producción de electricidad por tipo de combustible
- 2.4b Producción de electricidad por tipo de combustible
- 2.5 Aumento en producción de electricidad con hojarasca en el ingenio El Viejo

Capítulo 3:

- 3.1 Beneficios anuales promedio de energía de la caña
- 3.2 Costos anuales de energía de la caña
- 3.3a Análisis del valor actual neto financiero - caso base
- 3.3b Análisis del valor actual neto económico - caso base
- 3.4a El VAN financiero y las necesidades de capital
- 3.4b Razón del valor actual neto financiero a capital con y sin hojarasca
- 3.5 Análisis de los VAN financieros en el mejor de los casos, el caso base y el peor de los casos
- 3.6 Análisis financiero del precio de la electricidad de sensibilidad
- 3.7a Análisis financiero de la sensibilidad del precio del crudo
- 3.7b Análisis financiero de la sensibilidad del precio del crudo - precios variables
- 3.7c Ahorros anuales de petróleo por ingenio
- 3.8 Análisis financiero de la sensibilidad del precio de la hojarasca
- 3.9 VAN con y sin hojarasca
- 3.10 Análisis financiero de sensibilidad de la sustitución de crudo vs. carbón
- 3.11 Análisis financiero de la sensibilidad en la tasa para préstamos
- 3.12 Análisis financiero de sensibilidad para el factor de aprovechamiento de la instalación

Apéndice A:

- A.1 Cambios en eficiencia de caldera como respuesta a contenido de humedad del bagazo
- A.2 Consumo proporcional y no-proporcional de vapor

Apéndice F:

- F.1 Presunta generación de electricidad de turbina a vapor de condensación y extracción con quemador de residuos de caña
- F.2 Representación esquemática de un ciclo de cogeneración con turbina a gas mediante inyección de vapor y gasificador de biomasa (biomasa-GSTIG)

ILUSTRACIONES
(Continuación)

- F.3 Estimaciones de la producción de electricidad a vapor para sistemas de cogeneración TVEC y GSTIG
- F.4 Estimación de costos de capital unitarios para sistemas de cogeneración TVEC y GSTIG con quemador de biomasa
- F.5 Instalaciones industriales LM2500 mundiales
- F.6 Tasas de rédito financiero y exportaciones anuales de electricidad para Inversiones en cogeneración y equipos de procesamiento
- F.7 Estimación de costo nivelado de generar electricidad exportable con sistemas de cogeneración TVEC y GSTIG
- F.8 La actual "vaguada" de abastecimiento de hidro-electricidad y la temporada de zafra de caña de azúcar en el estado de Sao Paulo, Brazil



ABREVIATURAS

AID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
EV	Ingenio El Viejo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
KW	Kilovatio
KWh	Kilovatio hora
LAICA	Liga Agrícola Industrial de la Caña de Azúcar
MW	Megavatio
QA	Ingenio Azucarero Quebrada Azul
TB	Ingenio Azucarero Taboga
USAID	Misión de la AID en el país (Costa Rica)

FACTORES DE CONVERSION

1 tonelada métrica	=	2,205 lbs.
1 tonelada métrica	=	1,102 toneladas cortas
1 barril de crudo	=	42 galones
1 galón	=	8,155 lbs.
1 barril aceite carburante	=	42 galones
1 galón aceite carburante	=	8,155 lbs.
Tonelada métrica	=	2,205 lbs.

EQUIVALENCIAS MONETARIAS (Marzo 1988)

Unidad monetaria	=	Colones (CR)
1US\$	=	73.2 Colones CR

RECONOCIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento por el apoyo y la dirección que ha ofrecido el Dr. James B. Sullivan, Director de la Oficina de Energía, y el Sr. John Kadyszewski, Gerente de Programa del Proyecto de Sistemas y Tecnología en Bioenergía de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. La coordinación gerencial por parte del Sr. Richard Flood, de TEM Associates Inc., aseguró al grupo la ayuda logística y profesional vital para llevar a cabo el proyecto. En Costa Rica, el grupo recibió la guía esencial y el apoyo institucional del Ing. Heriberto Rodríguez, U.S.A.I.D./San José; en la industria azucarera, el Ing. Juan José Flores S., Gerente General del Banco Continental, y el Ing. Antonio Ruíz M., Sub-Director de la División de Investigación y Extensión Agrícola de LAICA; y en el ICE, el Ing. Fernando Montoya, Jefe de Departamento de Programación y Control. La ayuda irrestricta de ellos, su hospitalidad y compromiso con el grupo se han ganado el sincero aprecio por parte del grupo. A lo largo de la concepción del estudio y su análisis, el grupo se benefició enormemente de la cooperación institucional brindada por el Sr. Gustavo Calderón en el Banco Interamericano de Desarrollo. La revisión del informe por parte del Sr. John Kadyszewski, del Dr. Donald Hertzmark y de la Corporación Bechtel también proporcionó importantes luces al grupo. Finalmente, Belindia Hicks merece un agradecimiento especial por su incansable apoyo administrativo y secretarial en la elaboración del informe.

RESUMEN EJECUTIVO

Reseña General

Este informe llega a la conclusión general que la producción y venta de electricidad para la red nacional podría constituir una excelente oportunidad de inversión para la industria azucarera de Costa Rica y proporcionaría beneficios importantes a la Economía Nacional. Más aún, algunos ingenios en particular podrían comenzar a vender electricidad oportunamente para ayudar a la compañía utilitaria a manejar el sorpresivo auge reciente en la demanda que se ha materializado al mismo tiempo en que las reservas de fuerza hídrica se han visto reducidas como efecto de sequía. Según las opciones que se escojan, la industria podría aportar desde 17-500 millones de kilovatios hora de electricidad creando consigo puestos de trabajo adicionales en las zonas rurales, diversificando la industria de la caña de azúcar hacia nuevos mercados atractivos de sub-productos y (a corto plazo) desplazando hasta \$7 millones de erogaciones actuales en petróleo importado. Sin embargo, prevalecen algunas incertidumbres importantes, o factores de riesgo, que se necesita considerar; la disponibilidad, y el costo, de combustibles supletorios para la producción de energía en las temporadas bajas es de suma importancia. Lo que hace atractiva la inversión en la producción privada de energía, y la cantidad de energía que los ingenios decidan producir, también depende en alto grado de las decisiones por parte de las autoridades estatales con respecto a cuestiones tales como tasas activas para los préstamos, derechos de importación y los precios que se encuentren dispuestos a pagar por la energía.

Este informe presenta los hallazgos de un grupo de especialistas que visitó Costa Rica en mayo de 1988 para analizar la producción y ventas de electricidad por parte de la industria azucarera. El estudio fue patrocinado por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional y fue llevado a cabo con la cooperación y ayuda de la Liga Agrícola Industrial de la Caña de Azúcar (LAICA) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).¹

Un informe anterior preparado por expertos de la AID (AID diciembre, 1987) realizó un estudio de la oferta y demanda global de energía en Costa Rica y avaluó las perspectivas para una administración de la demanda y la cogeneración privada (por parte de particulares); de conformidad con las recomendaciones de ese informe anterior, el presente estudio se concentra en un sector en particular, la industria de la caña de azúcar, y se ha dado a la tarea de evaluar oportunidades específicas de inversión.

El grupo de estudio escogió tres ingenios existentes (Quebrada Azul, El Viejo y Taboga) para formar la base de su análisis. Después de visitar los ingenios y analizar sus sistemas de energía y sus operaciones azucareras, el grupo luego desarrolló proyecciones técnicas para cuatro niveles de inversión y para cada uno de estos niveles estimó los costos de capital, la producción y ventas de electricidad así como opciones de distintos combustibles. Las proyecciones técnicas van desde la sencilla venta de excedentes de energía, sin

1 El equipo estuvo compuesto por:

- a) Dr. Franklin Tugwell, jefe del grupo y especialista en política energética;
- b) Dra. Marcia M. Gowen, Economista; y
- c) Sr. William Kenda, especialista en ingenios/energía.

En cada etapa de su trabajo, el grupo se benefició de la generosa ayuda por parte de representantes del Gobierno de Costa Rica y de la Industria Azucarera. LAICA proporcionó espacio de oficinas y computadoras. En particular, el grupo quisiera agradecer a Juan José Flores S., Gerente General del Banco Continental y a Antonio Ruíz M., Sub-Director de la División de Investigación y Extensión Agrícola de la Caña de Azúcar de LAICA por el apoyo brindado, por su iniciativa e ingeniosidad así como por su buen sentido de humor.

inversión nueva alguna, hasta la instalación de sistemas completamente nuevos de calderas/turbogeneradores para una producción de electricidad durante todo el año.

Finalmente, para evaluar los posibles riesgos asociados con las inversiones en la producción de electricidad, el grupo preparó análisis de sensibilidad para demostrar las consecuencias posibles de variaciones en cosas tales como tasas de interés, costos de los combustibles y precios de venta de la electricidad. Una conclusión central de estos ejercicios--punto que se trata más adelante--es la importancia que adquiere el combustible de biomasa producido localmente, principalmente los residuos (hojarasca) de los campos de caña de azúcar, al permitir que los ingenios produzcan mayores cantidades de energía a un costo que es competitivo con otras fuentes de electricidad disponibles al país.

Mediante la extrapolación de estos casos analizados en detalle en el informe, la industria azucarera costarricense podría, con una inversión mínima y poco o ningún riesgo, producir alrededor de 17-19 millones de kilovatios hora por año (el equivalente de 2-3 megavatios de capacidad anual) para su venta a la red. Pero únicamente durante la estación o temporada seca se tendría disponibilidad de esta energía cuando se está moliendo la caña. Esta cronología sigue siendo ventajosa para Costa Rica por cuanto es precisamente en la estación seca cuando se tiene la mayor necesidad en pro de capacidad generadora adicional por causa de la reducción en la producción de hidroenergía por parte del ICE. Este planteamiento daría como resultado ahorros anuales en hidrocarburos provenientes de un excedente de producción de energía que ascienden a \$120,000 hasta \$165,000 por ingenio estudiado en este informe.

Para una producción de electricidad durante el año entero, se necesita inversiones de capital más elevadas y abastecimientos adicionales de combustible fuera de temporada. Con políticas estatales de apoyo a las ventas privadas de energía y hacia inversiones más grandes (\$9-20 millones por ingenio), la industria podría llegar a producir hasta 400-500 millones de kilovatios horas de energía por año (el equivalente de 50-55 megavatios de capacidad anual), teniendo a varios de los ingenios más grandes proporcionando electricidad sobre una base firme para el año entero. El valor de los ahorros nacionales netos en la cuenta de hidrocarburos resultante de cada uno de estos ingenios más grandes estudiados fluctuaría desde \$1.1 hasta 2.2 millones por año, un beneficio económico considerable para el país.

La configuración de producción precisa, naturalmente, dependería en alto grado de las condiciones locales y de las decisiones sobre inversión que tomen los dueños y gerentes de los ingenios. En cualquier caso, la energía producida podría ser vendida a un precio igual o inferior al que se dispone de las nuevas fuentes alternas de electricidad (diesel, gas, geotérmica), y proporcionaría beneficios económicos adicionales a la nación. Entre estos beneficios aparece un mayor nivel de empleo rural e ingreso en las fincas al igual que el desplazamiento de combustibles fósiles importados. La cantidad exacta de energía que se puede producir, y la magnitud de los beneficios para la economía nacional, sin embargo, dependen en parte de la medida en la cual los ingenios están en capacidad para cosechar y quemar los residuos de los cañaverales o de identificar otras fuentes de combustible de biomasa--siendo ésta la principal incertidumbre técnica que afecta las perspectivas de producción de energía a base de caña en Costa Rica.

OPCIONES DE INVERSION

El cuadro i.1 y las Ilustraciones i.1 e i.2 resumen la producción de energía y los réditos financieros y económicos para los ingenios que se tienen como candidatos bajo diferentes proyecciones técnicas, usándose las suposiciones del caso "base" según lo fijado por el grupo de estudio. En el informe se distingue cuatro niveles de inversión con diferentes

Cuadro i.1

Proyecciones Técnicas de Casos de Base para la Producción de Energía de la Industria Azucarera en Costa Rica

Opción/ Ingenio (M US\$)	Exportación de Energía	Días de Producción M KWh	Combustible	Tipo(s) de Sistemas Técnicos*	Atributos de costos de capital	VAN Financiero (M US\$)
Nivel 1						
El Viejo 1	1.6	121	Bagazo	Sin cambio, 455 psig	0.00	0.82
Q. Azul 1	2.5	142	Bag./hidro.	Sin cambio, 200 psig	0.00	1.10
Nivel 2						
El Viejo 2	9.6	121	Bagazo	Turbina superpuesta	1.54	2.86
Nivel 3						
El Viejo 3	91.9	335	Bag./Aceite	Turbina - superpuesta + 3 turbinas de condensación	9.60	2.62
Nivel 4						
El Viejo 4	101.6	335	Bag./Aceite	Sistema nuevo, 850 psig	17.31	-0.09
Taboga 4	104.0	335	Bag./Aceite	Sistema nuevo, 850 psig	19.77	2.00

* Análisis de sensibilidad agrega hojarasca (residuos del cañaveral) para extender la producción de energía eléctrica o sustituir aceite por hojarasca o carbón como combustibles fuera de temporada.

Ilustración i.1 Valor Actual Neto Financiero Caso Base

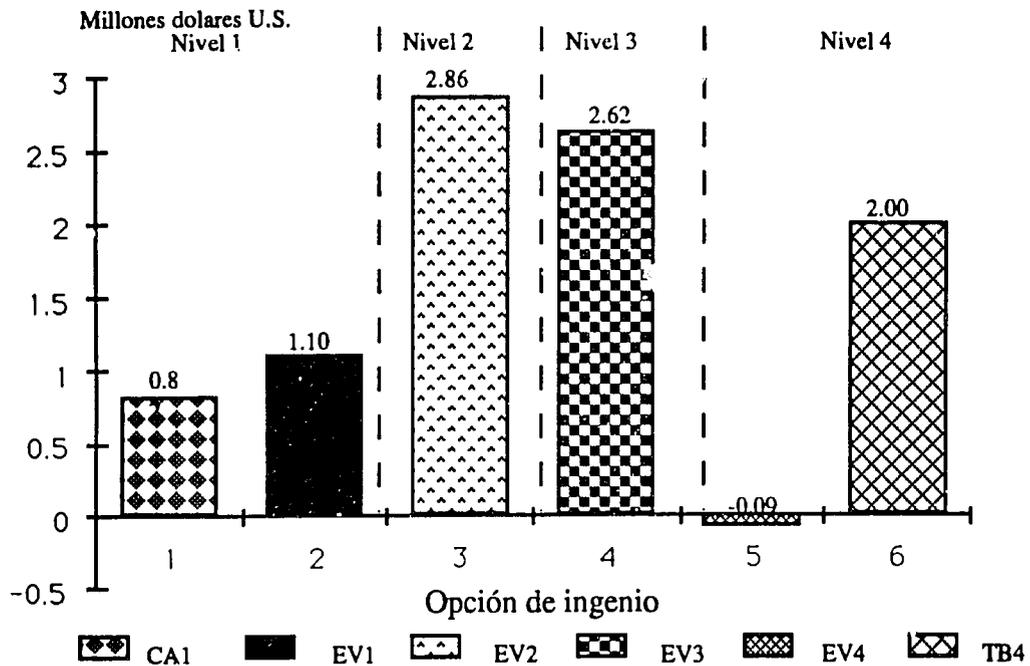
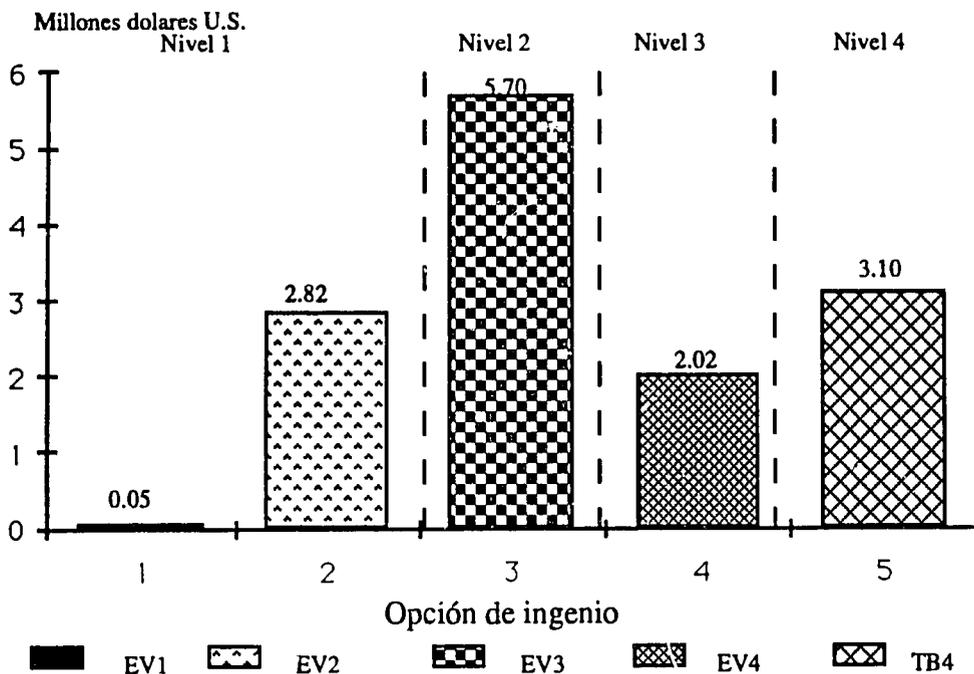


Ilustración i.2 Valor Actual Neto Financiero con Combustible de Hojarasca



Observación: Agregar combustible de hojarasca reduce las ganancias netas (mientras aumenta la energía producida) de los niveles 1 y 2 porque los costos del combustible hacen aumentar los costos totales más rápidamente de lo que aumentan los ingresos provenientes de las nuevas ventas de electricidad.

opciones de producción de energía:

Nivel 1: Ninguna inversión (capital)/opción de excedente de energía	(EV1, QA1),
Nivel 2: Inversión baja/opción de excedente de energía	(EV2),
Nivel 3: Inversión mediana/opción de energía todo el año	(EV3),
Nivel 4: Inversión alta/opción de energía todo el año	(EV4, TB4).

Los niveles 1 y 2 ambos producen únicamente excedentes de energía durante la temporada de molienda de la caña, siendo que el nivel 2 se extiende un tanto más allá del promedio de cuatro meses de zafra de la caña. Los niveles 3 y 4 asumen una producción de electricidad el año entero, pero en consecuencia deben depender de combustibles supletorios tales como los desperdicios u hojarasca (residuos de los cañaverales), bagazo comprado, aceite combustible o carbón una vez que se haya agotado el exceso de abastecimiento de bagazo en el sitio del ingenio.

Tal como lo indica el cuadro i.1, la opción de inversión (EV1 y QA1) del Nivel 1 es financieramente atractiva incluso cuando resulte en una cantidad relativamente pequeña de energía exportada. Por cuanto no conlleva casi riesgo alguno--no conlleva una inversión significativa de capital--ésta debiera ser considerada seriamente por cualquier ingenio que se encuentre en posición de hacerlo en Costa Rica.² Los ahorros en hidrocarburos para el país son más de \$170,000 por año para cada ingenio estudiado.

El Nivel 2 (EV2) es en muchos sentidos la opción más atractiva. Exige relativamente poco capital (\$1.5 millones) y extiende la producción de electricidad ligeramente más allá de la temporada de zafra. La producción de energía es unas cinco veces más grande que la del Nivel 1 y el Valor Actual Neto (VAN) de los réditos es el más alto de todas las opciones de inversión analizadas.³ A pesar de que esta opción exige una inversión significativa de capital y conlleva algún riesgo, no obstante es sumamente sólida--puede sobrevivir una gama de cambios en el precio de venta de la electricidad, costos de combustible y tasas de interés. Si las partes interesadas pueden negociar condiciones que se aproximan a aquellas del "Caso Base" analizado aquí (Véase Capítulo 3), los ingenios en Costa Rica también querrán considerar esta opción. Ciertamente, El Viejo, por sí mismo, encontrará que valdrá la pena proseguir con esta opción. Los ahorros en petróleo para el país ascienden a más de \$165,000 por año.

El Nivel 3 (EV3), la opción de mediana inversión/energía todo el año, plantea algunos dilemas importantes. La producción de energía proveniente de la misma operación azucarera es casi diez veces más alta--suficientemente alta como para efectuar un aporte significativo a la red nacional. Sin embargo, los réditos para el inversionista son más bajos que en el Nivel 2 y los riesgos son más altos por cuanto la planta deberá quemar aceite cuando se acaba el bagazo. Los requerimientos de capital (\$9 millones) son cinco veces más grandes y la inversión es vulnerable a los cambios en precio de ventas, costo de combustible y tasas de interés.

Por cuanto la inversión al Nivel 3 permite comprar equipo más eficiente, la planta puede producir mucho más unidades de energía por unidad de bagazo, resultante en mayores

2 El avalúo de riesgos esta basado en el análisis de "Mejor Caso, Caso Base y Peor Caso" que se encuentra en el Capítulo 3. Los ingenios con riesgo bajo retienen VANs positivos incluso en el peor caso ilustrados. Los ingenios con riesgo mediano tienen VANs negativos en el caso peor. Los ingenios con riesgo alto conllevan VANs positivos únicamente en el caso mejor.

3 Véase en el Apéndice C una explicación de la distinción entre VAN financiero y VAN económico.

ahorros netos de petróleo al país, cerca de \$1.1 millones por año.⁴ Aún cuando la planta al Nivel 3 debe usar aceite durante siete meses del año, no obstante los costos de las instalaciones para bagazo/aceite casi siempre serán menores por KWH que aquellas plantas alimentadas únicamente con aceite y, además, los beneficios económicos serán mayores.⁵

Sin embargo, obsérvese que agregar los residuos de los cañaverales para combustible cambia el cuadro dramáticamente para las inversiones del Nivel 3 (Ilustración i.2).⁶ El uso de estimaciones conservadoras para los costos de este combustible hace que el Nivel 3 sea totalmente dos veces más atractivo que la proyección para el Nivel 2 con o sin el uso de combustible de hojarasca.⁷ El aceite también podría ser sustituido por carbón barato para mejorar las perspectivas.

La cuestión aquí es que hay poca probabilidad de que los inversionistas consideren comprometer una gran cantidad de capital de la índole que conlleva el Nivel 3, salvo que: 1) Ellos reciban acceso preferencial al capital y alguna protección o garantía por parte de la entidad de servicio público compradora contra fluctuaciones inesperadas en el precio de ventas y en el costo de los combustibles alternos; y/o 2) Ellos obtengan alguna garantía en cuanto a que puedan obtener combustibles supletorios baratos, especialmente residuos de caña (o combustibles de biomasa con precios similares), durante una porción significativa de la vida de la inversión.

El Nivel 4, proyección técnica del "Caso Base" (EV4 y TB4), parece ser menos atractivo que los demás. Conlleva grandes inversiones para la adquisición de nuevas calderas/turbogeneradores (\$17-20 millones) y una producción de electricidad el año entero. A pesar de que la disponibilidad de combustible de hojarasca mejora enormemente los resultados, y que la nueva planta de energía produciría más energía de lo que es el caso con el Nivel 3, sin embargo, las grandes necesidades de capital y la vulnerabilidad a los cambios en la economía mundial así como en la local son problemas serios. La ventaja técnica que ofrece una inversión al Nivel 4 sobre una inversión al Nivel 3 está en la posibilidad de responder más pronto y más eficientemente a condiciones cambiantes de vapor dentro del ingenio azucarero.⁸

4 Véase en el Capítulo 3 una explicación de los impactos económicos.

5 Las calderas de empresas eléctricas diseñadas para quemar aceite serían ligeramente más eficientes que las calderas diseñadas para quemar tanto residuos de caña de azúcar como aceite pero no son tanto más eficientes como para contrapesar los beneficios financieros y económicos que resultan de instalar calderas modernas en la industria azucarera quemando residuos de caña de azúcar durante una parte significativa del año. A pesar de que este estudio no llevó a cabo un análisis al respecto, las consideraciones económicas de una instalación híbrida de bagazo/aceite pueden compararse favorablemente con los aspectos económicos de plantas de energía que actualmente se contemplan en el plan de expansión del servicio eléctrico.

6 Véase el Cuadro 3.8.

7 Cuando se agrega combustible de hojarasca se reducen las ganancias netas (al tiempo que se aumenta la producción de energía) de los Niveles 1 y 2 por cuanto los costos en la adquisición del combustible hacen aumentar los costos totales más rápidamente de lo que aumenta el ingreso proveniente de las nuevas ventas de energía.

8 La demanda de vapor dentro de un ingenio azucarero fluctúa durante las operaciones normales. Es posible planificar y manejar las operaciones fabriles de manera que se minimicen estas fluctuaciones aunque seguirá ocurriendo alguna variación. La planta de Nivel 4 responderá automáticamente a los cambios en demanda de vapor en el ingenio. Una buena planificación y administración en el ingenio azucarero deberá permitir que el rendimiento al Nivel 3 se acerque al rendimiento del Nivel 4 no obstante que el riesgo de un rendimiento menor por causa de acontecimientos inesperados e inevitables es mayor para el Nivel 3.

El grupo del estudio ciertamente examinó una variación de la proyección técnica (TB4) del Nivel 4 que parece ser atractiva, pero tiene como premisa la posibilidad de expandir la disponibilidad de combustible de bagazo mediante su importación desde un número de ingenios azucareros circunvecinos. De ser posible que el ingenio obtenga carbón barato, además de residuos de caña o bagazo comprado, para su empleo en la temporada baja, una inversión al Nivel 4 se volvería sumamente atractiva.

Estos hallazgos, tomados en conjunto, sugieren que los ingenios azucareros en Costa Rica deben considerar seriamente su ingreso al negocio energético--siempre y cuando, naturalmente, el ICE escoja comprar el producto de ellos en condiciones aceptables. Para aquellos que lo hagan, el grupo de trabajo recomienda un enfoque incremental: Producir energía a base de excedentes de bagazo y al mismo tiempo explorar recursos de combustible supletorios, y luego, de ser conveniente, invertir en equipo necesario para los niveles de producción más elevados. La venta de excedentes de energía a la red, con poca o ninguna inversión, proporcionaría pequeñas cantidades de electricidad valiosa en la temporada de demanda máxima y acostumaría a los ingenios así como al sistema de servicio público a esta forma de cogeneración. Los ingenios con la necesaria configuración técnica podrían entonces considerar instalar una turbina superpuesta, mientras simultáneamente experimentarían con la recolección de residuos de caña y revisarían el uso de combustibles de biomasa o carbón importado. Si es que los combustibles supletorios resultaran estar fácilmente al alcance a un costo suficientemente bajo, y si se pudiese obtener un contrato conveniente de la entidad de servicio público para la entrega de energía en firme el año completo, algunos ingenios selectos entonces podrían querer desplazarse hacia inversiones de los Niveles 3 ó 4.

Para facilitar el desarrollo de la generación y venta de electricidad por parte de la industria azucarera, el grupo recomienda que las partes interesadas establezcan un fondo que proporcionaría el financiamiento--de ser posible en condiciones de privilegio--para estudios de factibilidad e inversiones de capital a ingenios que procuran ingresar en el mercado. La configuración de producción de energía que a la postre evolucione probablemente sea de diversa índole teniéndose algunos ingenios produciendo únicamente pequeñas cantidades de energía y otros invirtiendo en una capacidad productora más extensa. Tal como se ha indicado, la inversión al Nivel 2 en El Viejo se presenta tan atractiva que los ingenios casi ciertamente querrán considerarla seriamente. En general, los beneficios financieros y económicos de la producción de energía por parte del sector privado son tan significativos que los pasos para comenzar un planeamiento serio y detallado para las inversiones en este sector parecen justificarse plenamente en la actualidad.

POLITICAS A CONSIDERAR

Los incentivos técnicos y económicos que favorecen la venta de electricidad por parte de los ingenios azucareros son fuertes. Sin embargo, el desarrollo de energía del sector privado para Costa Rica requerirá trazar varias clases de políticas de orden público en apoyo al mismo. Tal como se ha indicado, la naturaleza de estas políticas determinará la cantidad de energía que los inversionistas privados decidieran producir así como la magnitud de los beneficios para el país derivados de esta nueva forma de actividad económica. Los aspectos que se debe abordar incluyen lo siguiente:

(1) Precios de ventas

A fin de atraer la inversión privada hacia la producción de energía, el gobierno debiera convenir en comprar electricidad a precios que reflejen los costos marginales de generación de electricidad por parte de la entidad de servicio eléctrico--lo que por lo común se denomina costos "evitados". El hecho que los ingenios reciban precios que reflejen los

costos evitados de combustible o costos evitados de capacidad, naturalmente, depende en buena parte de la confiabilidad de la electricidad que tales ingenios suministren (véase Apéndice C). Al negociarse las condiciones de venta, los productores privados querrán buscar la vinculación de los precios de venta con un índice de combustibles alternos, tal como aceite combustible (petróleo), con escalas de ascenso y pisos o mínimos para garantizar réditos equitativos a los ingenios y tarifas justas a los consumidores.⁹

(2) Horarios de operación

El factor de entrega de la empresa de servicio, es decir la medida en la cual el equipo generador trabaja a capacidad, es importante para determinar cuan atractiva es una inversión en producción de energía.¹⁰ Los ingenios que pueden generar energía sobre una base firme y constante mostrarán mejores réditos sobre el capital en comparación con ingenios que proporcionan energía intermitente durante horas de máxima demanda. Cuanto más alto el factor de entrega acordado en los contratos de ventas, tanto mayor es la probabilidad que los inversionistas habrán de estar dispuestos a ingresar en el negocio de la venta de energía.

(3) Financiamiento

Por cuanto las ventas de energía se hacen para uso nacional, el gobierno tal vez quiera considerar que se garantice el acceso a la inversión de capital (local o internacional) en condiciones favorables. Algunos arreglos financieros innovadores también podrían hacer que tales inversiones sean aún más atractivas. En el negocio de la energía, arreglos tales como financiamiento tripartito, donde se tienen transacciones comerciales de "construir, operar, transferir (COT)", y los canjes de deuda por capital, se encuentran cada vez con más frecuencia.

(4) Impuestos y gravámenes

Podría ser sumamente atinado que el gobierno ofrezca una consideración especial con respecto a derechos de importación e impuestos a los productores privados de energía, reflejándose el hecho que las inversiones privadas reducen directamente la necesidad de una inversión del sector público en este campo.

(5) Investigación y desarrollo

El apoyo estatal hacia la investigación y el desarrollo sería sumamente conveniente en varios campos donde hay incertidumbre técnica. El primero de éstos concierne a la producción y utilización de combustibles alternos--especialmente los residuos de los cañaverales (rastrojo) y la leña proveniente de plantaciones. No sólo hay disponibilidad potencial de estos materiales en abundancia, sino que además su uso podría desplazar combustibles fósiles y hacer aportes importantes a la economía rural.

El segundo campo que podría ser objeto de investigación y desarrollo se encuentra en los usos de la tecnología de turbinas a gas para producción de electricidad. Un cúmulo de evidencias sugiere que un nuevo conjunto importante de alternativas técnicas--que conllevan gasificadores y turbinas a gas con inyección de vapor--bien pueden presentar como útil y favorable el uso de recursos de biomasa, tales como el bagazo y los residuos de

9 El grupo sugiere que los negociadores tal vez quieran aprovechar la extensa experiencia de los ingenios azucareros hawaianos y de las entidades de servicio público hawaianas en la exposición de las condiciones contraactuales para la producción de energía por parte del sector privado.

10 En el Capítulo 3 véase el análisis de sensibilidad para variaciones en el factor de transmisión.

la caña a niveles de eficiencia mas altos que nunca antes. La investigación en estas tecnologías, respaldada por la AID, ha fomentado un creciente interés en este campo, y la industria azucarera costarricense podrá encontrar las maneras posibles para aprovechar este nuevo conocimiento (véase Apéndice F).¹¹

Las conclusiones así como las necesidades para trazar una política que este estudio presenta son completamente compatibles con análisis anteriores acerca de energía de la caña llevados a cabo por la Oficinas de Energía para la región. Para países con una industria azucarera considerable y con necesidad de generar capacidad adicional, la producción de electricidad a base de la caña para su venta a la red debiera merecer seria consideración. Aparte de ésta, son pocas las alternativas que ofrecen a un servicio público la posibilidad y capacidad para llevar fuentes adicionales de energía e incorporarlas a la línea de transmisión en el corto plazo. Tal como se muestra en este estudio, la carencia de proyectos energéticos a base de la caña existentes en la región tiene sus raíces primordialmente en la política actual, más bien que en barreras técnicas y financieras. Un esfuerzo concertado por parte de los servicios públicos y de los gobiernos para abordar la necesidad de contar con pautas regulatorias de la energía privada y la iniciación de varios proyectos sirven para demostrar las ventajas de usar recursos de agroelaboración nativos para la producción nacional de electricidad.

CAPITULO 1

Antecedentes

La economía costarricense

La economía costarricense ha tomado un giro desde los inicios de la década de los 80. Hoy día se encuentra siguiendo un camino más constante hacia la recuperación económica. El crecimiento del PIB que decayó hasta un nivel negativo de 7.3% en 1982, creció como promedio desde 1984-86 a razón de 4.2% en precios constantes. La inflación descendió a 15% en términos reales durante el mismo período, una baja desde 82% en 1982. El ingreso real está subiendo nuevamente, acercándose a los niveles de 1975. En los últimos dos años, han ocurrido alzas de 60% y de 80% en las exportaciones agrícolas no-tradicionales y de manufactura, respectivamente. Esto simboliza cambios estructurales importantes en la economía hacia una recuperación impulsada por las exportaciones que ha sido preconizada como la llave hacia el éxito de un desarrollo sostenido en el largo plazo.

El Gobierno de Costa Rica (GCR) y donantes externos trabajaron muy de cerca en años recientes en un esfuerzo por disminuir el fuerte peso de la deuda del país a través de reformas estructurales y ayuda económica. Cuantiosos flujos de ayuda por parte de donantes permitieron que Costa Rica cumpliera o reprogramara (readecuara) sus obligaciones financieras, y es así como reformas decisivas impulsadas por las exportaciones están generando la entrada de más divisas al país. Las pérdidas del Banco Central y los subsidios sobre artículos de consumo básico se han visto reducidos significativamente, estos últimos bajando en casi 50% desde US\$31 millones en 1984 hasta US\$15.5 millones en 1987.

A pesar de estos indicios saludables, la economía costarricense ha sufrido un crónico faltante de divisas extranjeras, con pérdidas en su balanza que promedian \$385 millones anualmente desde 1984 hasta 1987. En sus fructíferos esfuerzos por ampliar su base económica, el país ha incurrido en deudas masivas, en parte por causa de una rápida expansión de las importaciones. Costa Rica solo tiene una capacidad adicional limitada para reducir las importaciones si es que el país va a continuar creciendo en sus exportaciones no-tradicionales. Un estudio reciente del Banco Mundial encontró que todavía existen pocas opciones de sustitución de las importaciones en la economía, por cuanto 3/4 de las importaciones del país se usan hoy en día como bienes intermedios en manufactura (Banco Mundial 1986).

Por consiguiente, Costa Rica está frente al mantenimiento de un delicado equilibrio en su economía. Está intentando continuar con expandir sus exportaciones a tasas proyectadas de 35% por año, para generar divisas extranjeras, mientras también intenta disminuir su deuda del sector público. Recientemente, el gobierno promovió una competencia en el sector financiero al permitir la apertura de bancos privados. La mayoría de las morosidades financieras del país se encuentra en posesión de los bancos del sistema nacional, con más del 70% de las carteras de los bancos sufriendo morosidades mayores de 3 meses en comparación con tan solo 2% en el sistema bancario privado más nuevo. (Ministerio de Hacienda, 1987).¹ Para fomentar una mayor competencia en su economía, el Gobierno de Costa Rica recientemente inició esfuerzos por "democratizar" o convertir a cooperativas, algunas de las industrias del sector público donde era financiera y políticamente factible.

En resumen, el país está frente a un crecimiento constante y cambios estructurales en los sectores agrícola y de manufactura en combinación con esfuerzos nuevos por privatizar

1 Los bancos privados ejercen más restricciones sobre los niveles y la duración de los préstamos.

industrias donde se considera conveniente. En contraposición a esto, se tiene planteada una tenaz deuda. Si ha de continuar el crecimiento económico, Costa Rica hará frente a una fuerte demanda en pro de la expansión en su sector eléctrico.

La demanda de electricidad: Implicaciones para la economía

Costa Rica debe aumentar su capacidad básica generadora de electricidad por causa del inesperado y rápido crecimiento en la demanda al igual que la reciente sequía que redujo seriamente su generación hidro durante la temporada seca-verano-(AID, Diciembre 1987). La demanda futura de electricidad en Costa Rica afectará a la economía al (1) requerir altas inversiones de capital, y (2) crear pérdidas persistentes al gobierno si los ingresos no van a poder mantenerse a la par del alza rápida en los costos de generación y operación.

Las proyecciones del gobierno de Costa Rica muestran que éste necesitará una cifra estimada de \$1.67 mil millones para duplicar su capacidad de generación a 1.700 MW para el año 2005 (AID, Diciembre 1987). Mientras existen planes para explotar potencial geotérmico nativo para 1992 y carbón después del año 2000, la demanda de corto plazo solo se puede satisfacer mediante una expansión de generación térmica basada en hidrocarburos. Los planes del ICE para una expansión de corto y largo plazo en diesel y energía geotérmica requerirán una gran infusión de capital externo y, en consecuencia, una fuerte erogación de divisas extranjeras.

Los ingresos provenientes de la actual estructura tarifaria son insuficientes para pagar por los cada vez más elevados costos de generación de electricidad y de operación. En 1986, la empresa eléctrica de servicio público reportó pérdidas (AID, Diciembre 1987). Según los cálculos del ICE, la expansión de la electricidad mediante generación térmica incurrirá en costos de combustible que por sí solo se estiman en 6 US centavos/KWh, en contraposición con las tasas de tarifa industrial vigentes que promedian 4-7 US centavos/KWh. Ya las tarifas han estado sujetas a alzas a razón de 17%, 15% y 22% en 1985, 1986 y 1987, respectivamente, para mantenerse al ritmo de la inflación. Si el ICE construye 3 sistemas térmicos nuevos de 36 MW, según sus planes, el país estará incurriendo en costos elevados. Actualmente, la entidad estima el costo para las unidades existentes en más de 7 US centavos/kwh para generación con combustible diesel y 5 US centavos/Kwh para generación con bunker-C.

El gobierno ve con muy buenos ojos la posibilidad de explorar nuevas alternativas energéticas que reduzcan la deuda pública y los costos recurrentes. Dados los problemas actuales de Costa Rica en deuda y balanza de pagos, el país quiere minimizar las importaciones venideras de petróleo. El país está buscando soluciones energéticas propias aprovechando de la mejor manera sus fondos limitados de inversión. En un estudio reciente (AID, Diciembre 1987) en el cual se comparó los costos de generación de energía a partir de combustibles alternos, los costos estimados para la energía en base a la caña ocuparon un lugar altamente favorable en contraposición con las demás alternativas de la empresa de servicio público que a la sazón estaban bajo consideración (Cuadro 1.1). El presente informe, basado en una investigación más intensiva y exhaustiva de casos concretos, sustenta las conclusiones de aquella encuesta anterior.

La industria azucarera y la producción de electricidad

La industria azucarera costarricense tiene ante sí un mercado interno saludable, con una demanda anual que crece en promedio a razón de 3% por año. En contraposición con muchos otros países en América Central y el Caribe, la industria no está sujeta a una fuerte dependencia de los mercados internacionales. En 1986-87, más del 75% de la producción total fue destinada al consumo local. El país exportó únicamente 23% de la producción.

Cuadro 1.1

Comparación de los Costos Estimados de Generación de Electricidad por Combustible y Tipo de Productor

Producción Combustible	Capacidad (MW)	Proyecto	Año	Energía (GWh) Promedio Estable		Costo de Inversión (US¢/KW)	Costo sin Combustible* (US¢/KWh)
¹ <u>Planes de Expansión del ICE</u>							
Hidro	96	Ventanas Garita	1987	373	516	--	ND
	32	Sandillal	1993	140	140	1,421	4.0
	24	Toro I	1994	72	18	947	2.4
	66	Toro II	1994	189	315	529	1.4
	177	Angostura	1996	664	996	1,500	3.3
Gas	154	Siquirres	1998	630	760	1,765	4.4
	32	Turbina Gas	1989	224	224	627	ND
	64	Turbina Gas	1990	448	448	627	ND
	32	Turbina Gas	1991	224	224	627	0.9
	32	Turbina Gas	1992	224	224	627	0.9
Geo.	64	Turbina Gas	1995	448	448	627	0.9
	55	Miravalles I	1991	389	389	2,179	4.4
	55	Miravalles II	1993	389	389	1,743	2.9
Carbón	55	Miravalles III	1997	389	389	1,743	2.9
	55	Miravalles IV	1999	389	389	1,743	2.9
Térmica- Diesel	125	Carbón	2000	723	723	1,587	3.7
	---	Actual	1988	--	--	--	9.0
	36	Esperado	1989	--	--	--	7.0
² <u>Estimaciones para Combustibles Alternos</u>							
							<u>Costos Totales</u>
Cogen.	3	Opción	1989-91	--	--	--	3.2-8.6
Caña	90	Opción	1989-91	--	--	--	2.0-5.6
Micro-Hidro	200**	Opción	1989-91	--	--	--	3.4-6.8
Geo.	4-700	Opción	1992-99	--	--	--	6.0-7.0

* Las estimaciones del ICE sólo incluyen costo fijos de operación y de O+M; no incluyen costos de combustibles; los valores de Hagler, Bailly reflejan costostotales de producción.

** Sistemas entre 500 kW y 5,000 kW.

¹ Fuente: Proyecciones del ICE, abril 1988.

² Fuente: AID Hagler Bailly diciembre 1987.

La industria azucarera, al igual que la de otros países, está sometida a cambios estructurales por causa de virajes en la ventaja comparativa de diferentes cultivos y usos de la tierra dentro del país. Dados los precios mundiales consistentemente bajos (7-9 US centavos/lb) y costos de producción local que promedian 11-14 US centavos/lb, la industria azucarera prefiere vender internamente donde el mercado ha estado en expansión a razón de 3% por año y los precios han sido fijados en 17 US centavos/lb. La mayoría de estos réditos (63%) discurren de regreso hacia los productores de caña, los cuales siguen siendo predominantemente pequeños finqueros propietarios en Costa Rica. Únicamente 37% del precio de mercado va hacia los 22 procesadores de azúcar (ingenios). La cooperativa de comercialización del azúcar, LAICA (Liga Agrícola Industrial de la Caña de Azúcar), se encarga de hacer la comercialización y los pagos correspondientes.

En la temporada de 1986-87, 22 ingenios azucareros en Costa Rica procesaron 2.35 millones de toneladas métricas de caña, un ligero descenso desde los 2.48 millones de toneladas métricas en 1985-86. Tal como se muestra en el Cuadro 1.2, la mayoría de la caña (49%) se cultiva en la región de Guanacaste. Las proyecciones de LAICA señalan continuos incrementos en la producción nacional, manteniéndose las participaciones de mercado del consumo nacional y las exportaciones a niveles similares en el transcurso de los 5 años venideros.

En términos de importancia relativa, la industria azucarera constituye el tercer cultivo agrícola tradicional más grande en Costa Rica. Tan solo viene después de café y banano en valor agregado total a la economía y casi empatan con banano como segundo empleador más grande en agricultura. En 1986, los ingresos directos provenientes del azúcar representaron casi 7% del valor agregado total devengado a partir de cultivos agrícolas tradicionales y 2% de las ganancias totales de exportación. El procesamiento de azúcar dio cuenta de más del 14% de las horas totales trabajadas en agricultura en 1986 (Cuadro 1.3). Los cultivos de caña de azúcar, café y banano generalmente son complementarios, empleándose los mismos trabajadores, pero en diferentes épocas del año. Con una zafra o temporada de cosecha que dura únicamente 100-120 días (hasta 4 meses) en la estación seca, una porción grande de la fuerza laboral agrícola está compuesta por trabajadores que mudan de una cosecha a otra.

La producción de electricidad a partir de la industria azucarera costarricense posee el potencial de aliviar una buena parte de la deuda eléctrica del sector público y, posiblemente, de ahorrar divisas extranjeras escasas que de lo contrario se necesitarían para expansión térmica. Es más, la producción de energía de la caña a partir de los excedentes de bagazo de los ingenios (Ilustración 1.1), puede diversificar y fortalecer la industria agroelaboradora de azúcar en el país. La industria azucarera puede sobrevivir mejor la intensa competencia en el mercado internacional de edulcorantes mediante la exploración de coproductos adicionales (Brown 1986). La industria azucarera hawaiana actualmente recibe 20% de sus utilidades de la venta de energía. Si la industria azucarera en Costa Rica puede proporcionar electricidad a la red a menos de los costos marginales esperados a la larga de la empresa de servicio eléctrico, el país deberá fomentar tales inversiones.

Cuadro 1.2

Producción de Caña por Ingenio y Región en Costa Rica

Región/Ingenio	<u>1986-87</u> (TM)	<u>1985-86</u> (TM)
Meseta Central		
Argentina	84,654.77	83,111.36
Costa Rica	85,601.39	85,489.27
El General	71,093.76	61,434.24
Esmeralda	-----	16,782.05
La Hilda	15,229.98	16,826.24
La Luisa	20,236.17	19,789.98
Ojo de Agua	34,594.03	35,424.57
Porvenir	47,695.68	50,610.27
Providencia	48,219.46	48,975.82
San Ramon	35,813.83	29,131.06
Victoria	<u>206,168.36</u>	<u>200,991.86</u>
SUBTOTAL	649,307.43	648,566.72
Costa del Pacífico		
El Palmar *	279,014.84	295,666.97
El Viejo *	248,520.75	248,239.77
San Gerardo	13,393.89	18,643.69
CATSA	225,317.40	327,019.01
Taboga *	<u>296,491.89</u>	<u>326,147.42</u>
SUBTOTAL	1,062,738.77	1,215,716.86
Vertiente Atlántica		
Cutris	63,699.31	51,528.42
Queb. Azul *	157,983.76	139,595.32
Santa Fe	<u>57,887.33</u>	<u>61,825.51</u>
SUBTOTAL	279,570.40	252,949.25
Atirro		
Flores	159,216.17	159,102.86
Flores	67,845.21	66,783.55
Juan Viñas	<u>138,501.00</u>	<u>141,233.55</u>
SUBTOTAL	365,562.37	367,119.96
TOTAL	<u>2,357,178.96</u>	<u>2,484,352.79</u>

* Ingenios escogidos para visitas de campo

Fuente: Liga Agrícola Industrial de la Caña de Azúcar. 1988. Informe de Labores: Periodo 86-87. San José, Costa Rica.

Cuadro: 1.3

Producción Agrícola, Valor Agregado y Empleo en Costa Rica

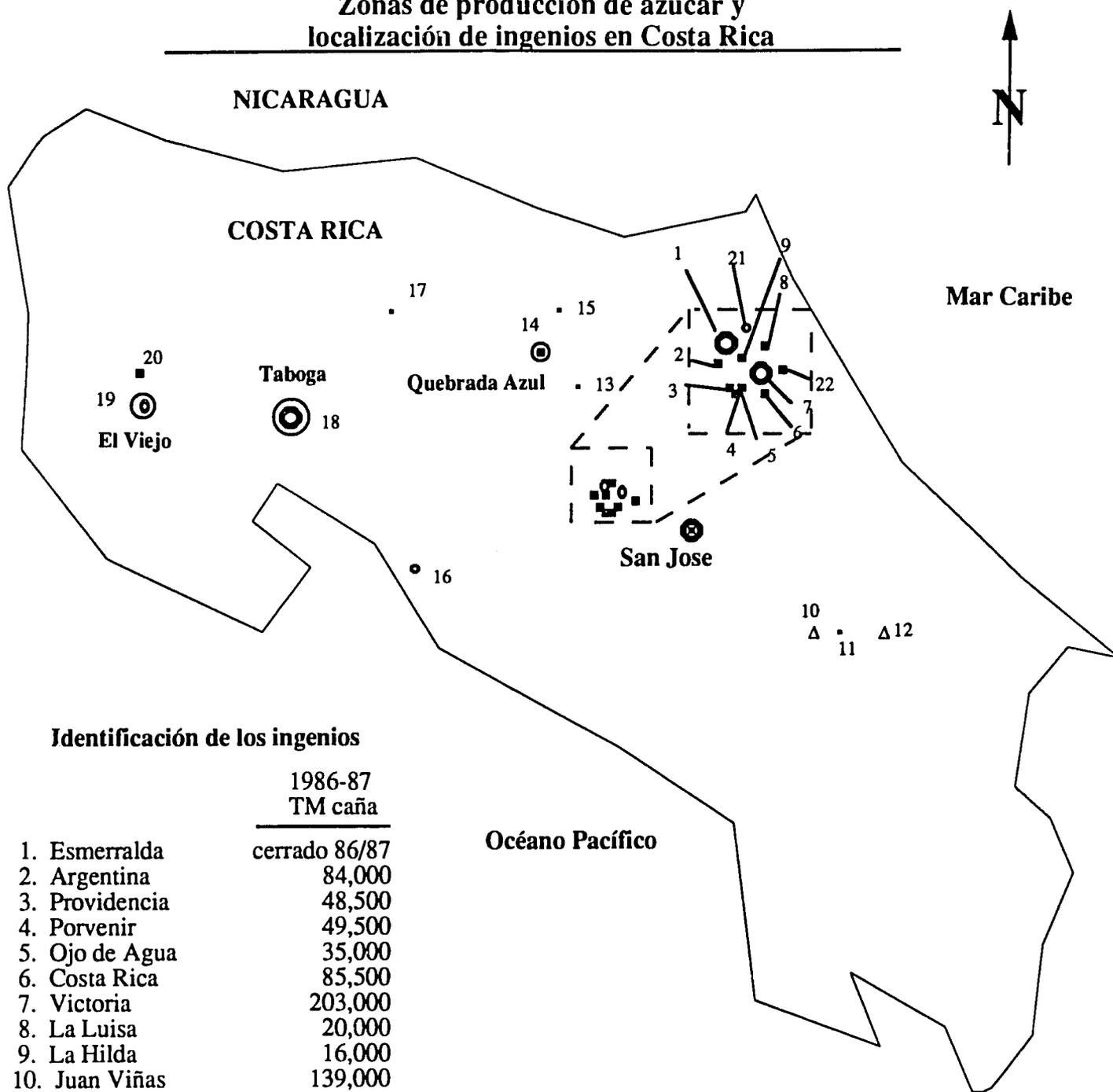
Cultivos	Valor Agregado (%)	Valor de Exportación		Empleo (%)
		(M US\$)	(%)	
Agricultura Tradicional	100	641.8	58	100
Azúcar	5	16.9	2	14
Café	28	330.0	30	43
Banano	21	237.7	21	15
Otros *	46	57.2	5	28
No-tradicionales	ND	471.8	42	ND
TOTAL	100	1113.6	100	ND

* Incluye Carnes.

ND = No Disponible

Fuente: Departamento de Contabilidad Social.

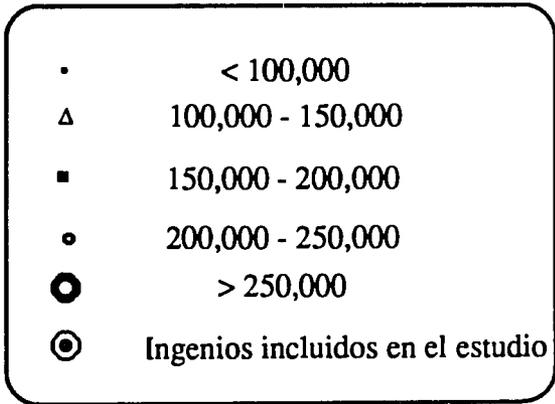
Ilustración 1.1
Zonas de producción de azúcar y
localización de ingenios en Costa Rica



Identificación de los ingenios

1986-87
 TM caña

Ingenio	1986-87 TM caña
1. Esmerralda	cerrado 86/87
2. Argentina	84,000
3. Providencia	48,500
4. Porvenir	49,500
5. Ojo de Agua	35,000
6. Costa Rica	85,500
7. Victoria	203,000
8. La Luisa	20,000
9. La Hilda	16,000
10. Juan Viñas	139,000
11. Florencia	68,000
12. Antirroo	159,000
13. Santa Fe	58,000
14. Quebrada Azul	156,000
15. Cutris	64,000
16. El Palmar	279,000
17. San Gerardo	13,000
18. Taboga	297,000
19. El Viejo	248,000
20. CATSA	225,000
21. El General	66,000
22. San Ramón	33,500



CAPITULO 2

Planta Generadora y Opciones de Combustible

Introducción

Tal como se anotó anteriormente, este estudio tiene como objetivo primordial evaluar una gama de opciones de inversión mediante las cuales la industria azucarera costarricense podría comenzar a producir electricidad comercialmente para la red nacional. Para alcanzar este objetivo, el grupo que elaboró este estudio seleccionó proyecciones técnicas para cuatro niveles de inversión y para cada nivel estimó los costos de capital, producción esperada de electricidad y opciones de combustible.¹ Estas proyecciones se extienden desde la sencilla exportación de excedentes de energía sin inversión nueva, hasta la producción de cantidades mucho más grandes de electricidad siguiendo la adquisición e instalación de sistemas completamente nuevos de calderas y turbo-generadores (véase Cuadro 2.1). El análisis económico y financiero que aparece en el Capítulo 3 ofrece un avalúo de los costos, beneficios y riesgos asociados con cada una de las proyecciones técnicas.

Los ingenios

El grupo de trabajo escogió tres ingenios existentes para servir de base de su análisis de alternativas de inversión. Estos son los ingenios El Viejo y Taboga en la zona de Guanacaste y el ingenio Quebrada Azul en San Carlos. Se escogió estos ingenios con miras a: 1) Idoneidad técnica, incluso tamaño y ubicación; 2) Disponibilidad de información; y 3) El interés manifiesto de la gerencia en producir electricidad.

Este análisis se concentra primordialmente en el Ingenio El Viejo como representativo de los ingenios más grandes en Costa Rica con buen potencial técnico para la exportación de energía.² El grupo de trabajo incluyó a Quebrada Azul porque es un ingenio pequeño con exceso de combustible de bagazo y porque la pequeña instalación hidro en el sitio agranda la capacidad de exportación de electricidad por parte del ingenio. Aunque Taboga, en la mayoría de los sentidos, se asemeja a El Viejo, su ubicación cercana a los abastos de combustible supletorio (bagazo transportado desde otras localidades) hace que sea un modelo mejor de producción de energía en gran escala usándose estos recursos.

Mejoras en eficiencia

Para cada uno de los ingenios examinados se cuenta con oportunidades importantes de mejorar la eficiencia en cuanto a que, mediante la conservación de vapor para la producción de energía, haría mucho sentido económico si el ingenio fuese a comenzar a vender electricidad. Con la excepción de las proyecciones a Nivel 1 (cero inversión, baja producción de energía) las proyecciones técnicas presentadas en este estudio suponen que los ingenios, candidatos presuntos, aprovechen estas oportunidades y, donde sea aplicable, las estimaciones de capital incluyan estos costos asociados con mejoras en las eficiencias del ingenio y de la planta de energía. El Apéndice A presenta una breve reseña de los

-
- 1 Tal como se expondrá más adelante estas cuatro proyecciones fueron seleccionadas de más de una docena de opciones posibles en base a la idoneidad técnica para los ingenios concretamente analizados, la eficiencia en utilización de vapor y la fuerza de atracción financiera.
 - 2 El Ingenio El Viejo ya adquirió--pero aún no ha instalado--una caldera usada de 455 psig para sus operaciones. En este sentido podría ser que se encuentre más técnicamente "listo" para la exportación de energía que otros ingenios.

Cuadro 2.1

Proyecciones Técnicas,

Producción de Energía de la Industria Azucarera en Costa Rica

Opción	Exportación de Energía (M KWh)	Días de Producción	Tipo de Combustible	Atributos de Sistemas Técnicos	Costos de Capital (M US\$)
Nivel 1					
El Viejo 1	1.6	121	Bagazo	Sin Cambio, 455 psig	0.00
Q. Azul 1	2.5	142	Bag/hidro. Hojarasca*	Sin Cambio, 200 psig	0.00
Nivel 2					
El Viejo 2	9.6	121	Bagazo Hojarasca*	Turbina superpuesta	1.54
Nivel 3					
El Viejo 3	91.9	335	Bag/Aceite Hojarasca, Carbón*	Turbina superpuesta + 3 turbinas de condensación	9.60
Nivel 4					
El Viejo 4	101.6	335	Bag/Aceite	Sistema nuevo, 850 psig	17.31
Taboga 4	104.0	335	Bag/Aceite Hojarasca, Carbón*	Sistema nuevo, 850 psig	19.77

* En los análisis de sensibilidad para combustible se agrega hojarasca o carbón o se les sustituye por aceite. Costos de capital son para inversiones incrementales de centrales generadoras de energía.

factores que afectan la producción eficiente de vapor en operaciones azucareras; bien puede servir como guía general para la clase de modificaciones vislumbradas en las alternativas técnicas descritas más adelante.

Proyecciones técnicas

A fin de describir una variedad de oportunidades de cogeneración para la industria azucarera costarricense, el grupo de trabajo escogió configuraciones técnicas que varían desde la simple venta de excedentes de energía por parte de ingenios pequeños y medianos hasta la construcción de un sistema completamente nuevo de caldera-turbogenerador para la producción de electricidad todo el año. Los cuatro niveles escogidos representan configuraciones específicas de ingenio/planta generadora de creciente complejidad y erogación, y fueron elaborados para dar cabida a que inversionistas en perspectiva comparen los costos y beneficios asociados con una gama de opciones.

Por cuanto los ingenios azucareros difieren significativamente, las inversiones de capital precisas recomendadas por el grupo de trabajo--resumidas en el Apéndice B--necesariamente fueron confeccionadas a la medida de cada sitio propiamente dicho. Las modificaciones y el equipo nuevo sugerido representan cambios en cada ingenio destinados a optimizar el uso de vapor para la producción de electricidad y al mismo tiempo mantener opciones de producción azucarera así como minimizar costos de inversión.³ Preocupación especial se tuvo respecto a la eficiente utilización de vapor durante los períodos inevitables de paro de labores del ingenio asociados con la temporada de molienda.

Las modificaciones específicas abajo detalladas representan los mejores juicios del grupo de trabajo en cuanto a cómo lograr estos objetivos usando ingenios específicos que han cooperado para servir de casos de estudio, mientras se ilustra los costos y beneficios de varios niveles de inversión y producción de energía. Al sugerir nuevas configuraciones de los molinos (ingenios), el grupo de trabajo tomó en consideración entre otras cosas, la edad y condición general del equipo existente, los anales de desempeño del ingenio, opciones de combustible específicas con respecto al sitio (tales como la probable disponibilidad de bagazo importado o carbón) y las limitantes gerenciales de diversa índole.⁴

Donde podrían diferir estos juicios de aquellos de otros expertos de la industria--como, por ejemplo, en la escogencia de una caldera de 850 psig en vez de una caldera de 1200 psig en el Nivel 4--el texto o los apuntes en las descripciones técnicas siguientes presentan el razonamiento del grupo de trabajo.

-
- 3 El grupo de trabajo analizó, pero luego rechazó por tener poca fuerza de atracción financiera, más de una docena de configuraciones adicionales de ingenio/central generadora de energía. Estas incluyeron, entre otras cosas, procesamientos de Bagatex 20 y secado del bagazo mediante "flu-gas". En particular, dos configuraciones de turbo-generador serían de interés en el ingenio El Viejo si se pudiese realizar costos de capital más bajos (tal vez mediante la adquisición de equipo usado). Una consiste de una unidad de una sola extracción (200 psig) a presión de entrada de 455 psig y condensado a 2 ó 3 pulgadas de mercurio actuando como turbina superpuesta con los turbogeneradores de contrapresión e impulsores de molino existentes. La segunda consiste de pequeños turbogeneradores de condensación de 200 psig actuando en paralelo con unidades existentes. También se consideró turbogeneradores de baja presión (15 a 25 psig) y de condensación a 3 pulgadas de mercurio absoluto que actuarían como colectores térmicos generadores de energía para sistemas existentes de presión de vapor de descarga (15 a 25 psig) del ingenio.
 - 4 Obsérvese nuevamente que el grupo de trabajo supuso que el equipo agregado es todo nuevo. En la práctica, los ingenios interesados bien podrían reducir significativamente sus costos de inversión mediante la adquisición de equipo usado.

Obsérvese que todas las opciones presentadas en este informe suponen que la empresa de servicio público permitirá al ingenio entregar energía desde la central generadora del ingenio hasta la red en una manera tal que el ingenio puede generar el máximo de energía posible bajo condiciones prevalecientes de uso de vapor y energía en la central azucarera. Las condiciones de entrega del contrato entre la empresa de servicio público y la central azucarera son importantes para el éxito de las inversiones de cogeneración del ingenio azucarero por cuanto tales condiciones afectan el costo y la eficiencia de la producción de electricidad. La energía disponible para su entrega habrá de variar--por ejemplo, desde días en cosecha hasta días fuera de cosecha--pero dicha variabilidad puede ser programada. Si los administradores de la empresa de servicio público obligan a que la planta generadora del ingenio reduzca la producción de energía por debajo de lo que es óptimo para la central azucarera, entonces la eficiencia de la producción de energía en el ingenio bajará. (Véase el análisis de sensibilidad en el Capítulo 3.) Por ejemplo, si se reduce la cantidad de energía enviada a la empresa de servicio público a 60% de lo que es óptimo, la tasa de vapor por KWh podría aumentar desde 25% hasta 50%. Esto, a su vez, disminuye los KWh generados por unidad de combustible.

Nivel 1: Cero inversión nueva, baja producción de excedentes de energía
(El Viejo 1, Quebrada Azul 1)

Las primeras proyecciones técnicas conllevan el uso de excedentes de bagazo para producir electricidad durante la temporada de molienda (zafra) y, donde se tiene disponibilidad de suficiente combustible de bagazo, por períodos cortos después de que los ingenios dejan de moler caña. La energía así vendida tendría un valor alto para la red nacional porque estaría disponible durante la estación seca cuando se ha reducido el potencial hidroeléctrico. Sin embargo, la cantidad de energía disponible sería pequeña. De los dos casos examinados, el ingenio más grande, El Viejo, estaría en capacidad de vender 1.6 millones de kilovatios horas en el transcurso de 121 días (El Viejo 1). El ingenio trabajaría tal como lo hace a la fecha pero con su caldera nueva de 200,000 lbs/hr. (455 psig, 660 grados FTT) instalada. Además, el desperdicio de vapor--actualmente programado para minimizar el problema de excedente de bagazo--se le acortaría para reducir el consumo de bagazo. A fin de mantener eficiencia en la generación de electricidad y mantener constancia en su exportación a la empresa de servicio público durante los paros que se suele tener para propósitos de reparación o cuando se carece de caña, el ingenio necesitará cesar la molienda y aminorar las operaciones de tachos; sin embargo, se necesitaría continuar operando los evaporadores en agua a una capacidad reducida a fin de condensar vapor.⁵

El caso denominado Quebrada Azul 1 representa una segunda variación en el escenario de excedentes de energía (sin inversión). Quebrada Azul es un típico ingenio pequeño y tiene un consumo más alto de vapor a nivel de casa de calderas que los ingenios más grandes. Sin mejora alguna a la planta del ingenio salvo una reducción en el desperdicio de vapor,

5 Dado que el ingenio tiene un tiempo perdido alto durante la temporada (por causa de falta de caña y de rupturas en el equipo) se debe distribuir el bagazo disponible sobre muchas horas de tiempo muerto, tal como se supone en la configuración técnica de este estudio. Para producir las corrientes de vapor requeridas bajo condiciones normales de operación (aproximadamente 195,000 lbs. de vapor por hora) se requerirá 39.6 toneladas métricas de bagazo por hora de operación, mientras se está produciendo 49.5 toneladas métricas cada hora de molienda. Aproximadamente 2% de las 49.5 toneladas métricas producidas se habrá de perder o usar para satisfacer los requisitos de bagacillo de filtración. El tiempo muerto o tiempo ocioso y la producción de energía fuera de temporada supone una tasa de vapor de aproximadamente 55,000 libras de vapor por hora. El vapor de descarga será condensado mediante agua de evaporación en los evaporadores del ingenio azucarero y/o tachos. El agua necesaria para condensar vapor de descarga se supone igual a la capacidad máxima de maceración del ingenio y la capacidad del sistema de bombeo de jugo mixto/jugo clarificado.

Quebrada Azul, tiene suficiente bagazo, una capacidad de caldera y una capacidad de generación suficientes para exportar energía a la red.⁶ El ingenio también ofrece la ventaja de un generador hidroeléctrico instalado de 330 KW. Estaría vendiendo 2.5 millones de kilovatios hora, con una mitad aproximadamente proveniente de la instalación hidro que tiene en el sitio, sobre un período de más de 142 días.⁷

Donde los ingenios pequeños, tal como el de Quebrada Azul, tienen sobrantes de bagazo y excedentes en su capacidad de calderas con una tasa generadora de vapor que sobrepasa las dos libras de vapor por libra de bagazo, éstos podrían considerar la instalación de un turbogenerador de condensación de 625 KW operando a una presión de caldera y condensando a tres pulgadas de mercurio absoluto. Tal turbogenerador sería usado para controlar el abastecimiento sobrante de bagazo y al mismo tiempo proporcionar ingresos por la venta de electricidad. A una tasa de vapor de 16 lbs/KW para una unidad de 200 psig, se necesitaría 10,000 lbs de vapor por hora equivalentes a 2.27 toneladas métricas de bagazo por hora. El costo instalado de tal unidad, incluido el tablero de conmutación y otras obras eléctricas ascendería aproximadamente a \$108,000 en gastos locales y \$404,000 en costos de divisas. Para 2,228 horas de molienda, esto proporcionaría una energía adicional exportable de 1,392,500 KWh y al mismo tiempo se estaría controlando el problema de los excedentes de bagazo.

Nivel 2: Inversión baja, producción media de excedente de energía (El Viejo 2)

La segunda proyección técnica preparada por el grupo del estudio supone las mismas condiciones de operación para el ingenio El Viejo, pero incluye adicionar un turbogenerador nuevo de 3,500 KW, con 455 psig descargando a 200 psig. Este turbogenerador de contrapresión superpuesto descargará su vapor al turbogenerador existente de 1,500 KW en el ingenio y a las turbinas de molienda de la central.⁸

-
- 6 Cuando se está operando los turbogeneradores de contrapresión (1,200 KW y 400 KW) durante los periodos muertos, el vapor de descarga a 20 psig estaría condensándose en los evaporadores del ingenio azucarero o en un tacho vacío mediante agua en ebullición. Si se puede entregar suficiente agua al piso del tacho, entonces el uso de los tachos es preferible.
 - 7 El grupo del estudio ha tomado como supuesto que Quebrada Azul no estaría en posibilidad de usar residuos del campo. Esto en parte es por causa de las fuertes lluvias, la fuerte precipitación en las zonas de San Carlos, en parte por causa del terreno local, y en parte por causa de la necesidad de espacio para almacenamiento en el ingenio. Pero, lo más importante es que el ineficiente sistema de calderas reduce grandemente el número de KWh que se puede producir a partir de una tonelada de hojarasca, haciendo que el uso de hojarasca no sea financieramente atractivo.
 - 8 Se supone que aproximadamente 3-5% de la descarga de 200 psig se usa para propósitos misceláneos de vapor de alta presión en la central. En casos donde las calderas de los ingenios están produciendo vapor a una presión significativamente más alta que la presión de vapor de estrangulación requerida por los impulsores principales de la central (turbogeneradores, máquinas a vapor y turbinas de impulsión mecánicas) así como equipo de procesamiento, y donde se encuentra un mercado o un uso para la energía adicional generada, entonces un turbogenerador con presiones de vapor de entrada-salida idóneas se puede instalar en el sistema de energía entre la caldera y los impulsores primarios existentes para generar la electricidad adicional. Por cuanto está ubicado, en términos de presión de vapor, a una presión más alta que la presión de entrada de los impulsores primarios existentes, a menudo es que se les refiere como--tal es el caso aquí también--una turbina "de superposición" o "superpuesta". Mientras la mayoría de las instalaciones de turbogeneradores superpuestos son unidades de contrapresión, también se puede usar turbinas de condensación de extracción sencilla o doble donde una configuración en el sistema energético hace que esto sea deseable y/o económico. Obsérvese que Quebrada Azul no tiene la capacidad técnica, dado su sistema de calderas, como para subir y mejorar hacia una configuración técnica de Nivel 2.

Agregar la turbina superpuesta, una inversión de apenas un poco más de US\$ 1.5 millones, permitiría al ingenio El Viejo 2 producir 9.6 millones de KWh, operando durante 121 días.⁹ Obsérvese que esto representa más que quintuplicar la exportación de energía en comparación con las opciones al Nivel 1 (Cuadro 2.1). Si fuese el caso que el ingenio también llegara a usar la hojarasca disponible en sus propias tierras como combustible, entonces podría producir 13.4 millones de KWh y operar plenamente por 194 días.¹⁰

Nivel 3: Inversión moderada, producción alta de energía el año entero (El Viejo 3)

La tercera proyección técnica describe las consecuencias de agregar tres turbogeneradores de condensación de 3,750 KW a la configuración del ingenio descrita en el Nivel 2.11 La turbina de superposición permanecería igual, con una potencia de 3,750 KW (véase la Ilustración 2.1). Se haría inversiones nuevas para reducir el consumo de vapor en casa de calderas y en el evaporador desde 1,100 a 975 libras de vapor por tonelada métrica de caña por hora y para aumentar la temperatura del agua de alimentación a la caldera desde 203 grados F a 250 grados F.

Dada la capacidad de la caldera existente de 455 psig y la variabilidad en la demanda de vapor del ingenio, un generador de extracción/condensación sencillo o doble no podría rendir eficientemente a las variantes cargas de energía y flujos de vapor de extracción y todavía así satisfacer los flujos de vapor mínimos y máximos requeridos por diseño del turbogenerador en las secciones de presión intermedia y baja. El análisis determinó que tres turbogeneradores de condensación en línea recta paralelos podrían desempeñarse con relativa eficiencia bajo las condiciones de El Viejo durante los períodos de zafra tanto como en los períodos cuando no hay cosecha toda vez que se le opere según lo indicado en la Ilustración 2.1.

La proyección a Nivel 3 conlleva una inversión de capital grande, aproximadamente de US\$9.6 millones, y produciría 91.9 millones de KWh, en el transcurso de un itinerario de operación de año completo de 335 días. Después de agotado el combustible de bagazo, el ingenio pasaría a aceite combustible. Si fuese más barato, se podría usar carbón pero con un costo de capital mayor para manejar, almacenar y procesar el carbón. Al utilizarse la hojarasca, el ingenio estaría dejando de usar una porción del petróleo o carbón importado y ahorraría moneda extranjera, pero así mismo estaría incrementando ligeramente sus costos de capital.¹²

Las tres turbinas nuevas de condensación operarían en paralelo después de la turbina superpuesta y antes del desrecalentador y de las turbinas de contrapresión existentes en el ingenio. Al menos a dos de las unidades de condensación se les mantendría en una

9 Los costos de capital de ésta y otras opciones técnicas subsiguientes están formulados sobre la base de instalación hecha e incluyen un edificio para albergar el generador nuevo y los equipos de conmutación. El transformador elevador (4,160 VAC a 3,800 VAC) y el transformador reductor (4,160 VAC a 4,400 VAC) quedarían especificados para su instalación exterior. También se incluye la tubería de alta y baja presión necesaria y sus materiales aislantes.

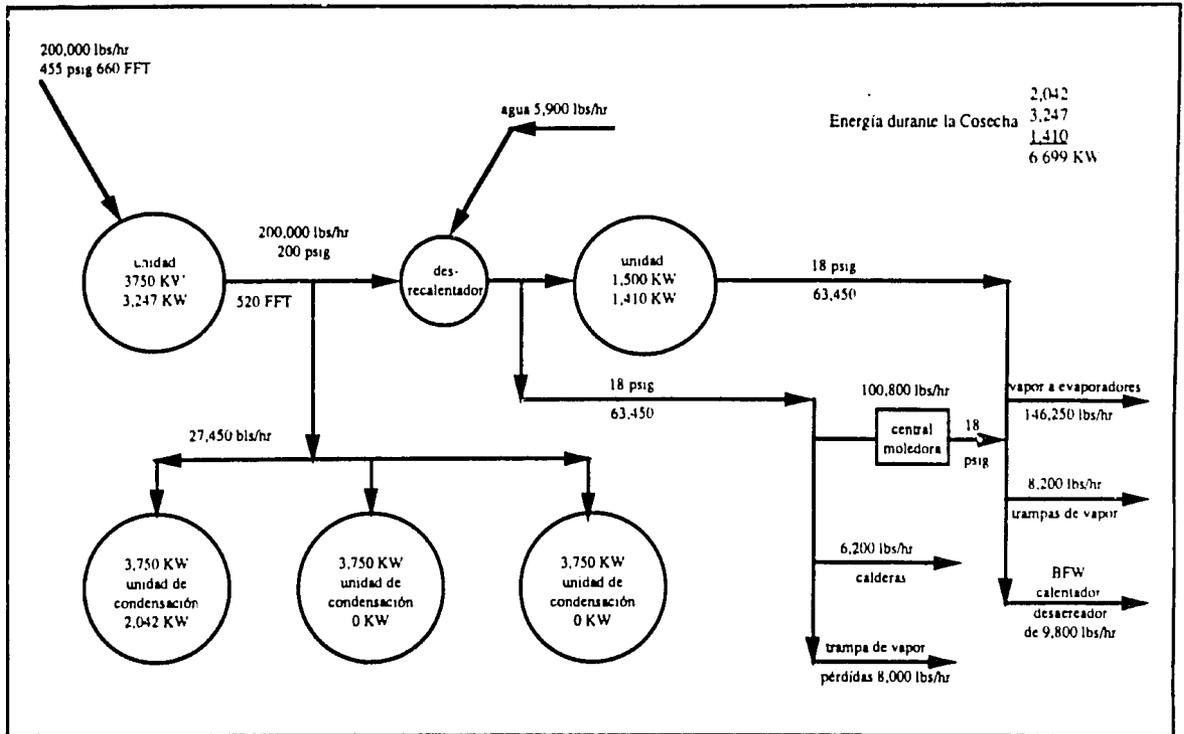
10 Según la tolerancia al calor de las turbinas mecánicas y los turbogeneradores existentes, así el vapor indudablemente tendrá que ser desrecalentado--el grupo del estudio supone que El Viejo ya ha incorporado un desrecalentador en sus planes para la nueva caldera de 200,000 lbs/hr.

11 Estos turbogeneradores operarían a 200 psig y condensarían a 3 pulgadas de mercurio absoluto.

12 Los aumentos en costo de capital por usar los residuos de la caña son por causa de los cambios siguientes: 1) un aumento en la capacidad de embalaje a 22 toneladas por hora; 2) instalación de un segundo abridor de pacas ; 3) instalación de cargadores para manejar pacas y una grúa para hacinar pacas; 4) agregar un campo de 20 acres para almacenamiento de pacas con superficie vehicular apropiada, drenaje y sistema de protección contra incendios.

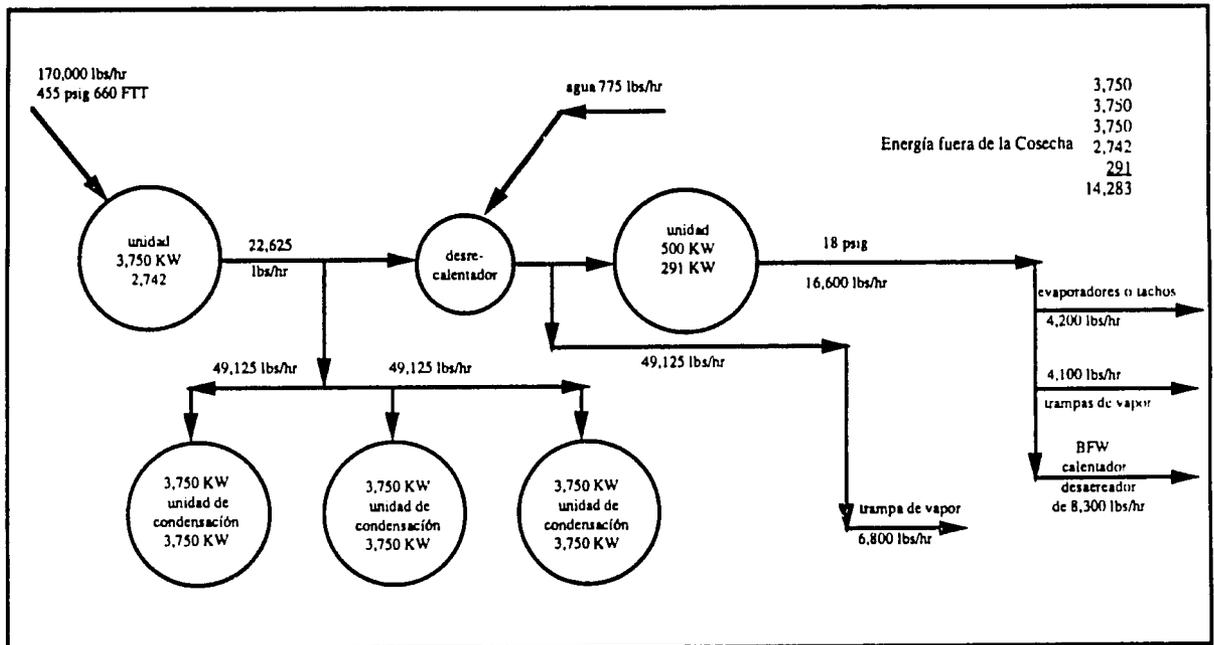
Funcionamiento Durante Cosecha

Ilustración 2.1
Cuadro Esquemático: Proyección Técnica de Nivel 3



Funcionamiento Fuera de Cosecha

Ilustración 2.1
Cuadro Esquemático: Proyección Técnica de Nivel 3



condición de operación o "en calentamiento" toda vez que el ingenio se encuentre moliendo caña. Esto les permitiría usar inmediatamente vapor excedente causado por paro del ingenio. Si se anticipa un paro del ingenio de larga duración por causa de falta de caña o falla mecánica, la tercera unidad de condensación sería puesta "en calentamiento" y arrancada. La Ilustración 2.1 (Cuadro Esquemático) muestra la operación del sistema durante horas de molienda "en zafra" y durante horas de operación "sin zafra" y en tiempo muerto del ingenio.

Las tres unidades nuevas de condensación también podrían ser operadas con las calderas existentes de 200 psig. Contar con tres unidades agrega flexibilidad de operación y seguridad para el ingenio azucarero. En caso que hubiese una falla en un turbogenerador de condensado de extracción simple o doble, la operación de la planta cesaría. Las desventajas están en el número de unidades que se necesitaría tener operando eficientemente y mantenidas y la incapacidad de éstas para ajustarse inmediatamente a cambios en las cargas de vapor tal como lo pueden las unidades de condensación de extracción doble. El tiempo que el sistema total habría de operar a menos de su eficiencia óptima indudablemente sería mayor para tres unidades.

Nivel 4: Inversión grande, producción alta de energía el año entero (El Viejo 4)

La cuarta proyección técnica vislumbra la instalación de un sistema energético completamente nuevo, incluso una caldera nueva y un nuevo turbogenerador de condensación de extracción doble, ambos los cuales operarían a 850 psig y 825 grados FTT, condensando a 3 pulgadas de mercurio absoluto.¹³ El nuevo sistema de energía costaría un total de US\$ 17.3 millones debidamente instalado y produciría 101.6 millones de KWh durante un itinerario de año completo de 335 días.¹⁴

-
- 13 Aunque en teoría un turbogenerador con caldera de 1,200 psig sería más eficiente--produciría 426.6 KWh/tonelada de bagazo en comparación con 389.9 KWh/tonelada para una caldera de 850 psig--el sistema de presión más alta plantea suficientes problemas operativos en generación de energía azucarera como para justificar el escogimiento del sistema de presión más baja. Estos problemas incluyen requisitos mucho más rigurosos para el agua de alimentación (la planta en Hawaii de 1250 psig usa un desmineralizador para la alimentación de aguas de reemplazo).
- 14 La nueva caldera contará con un calentador de aire y un economizador funcionando en gases de combustión. La temperatura del gas de combustión en chimenea será 285 grados F a 415 grados F. La temperatura del aire proveniente del calentador de aire será 360 grados F a 450 grados F. La temperatura del agua de alimentación de caldera proveniente del economizador será 370 grados F a 400 grados F. El agua de alimentación ingresa al economizador a 340 grados F. Un calentador de agua de alimentación funcionando a base de vapor de 200 psig levantará el agua de alimentación del calentador desaerador (250 grados F) a 340 grados F. La purga o evacuación será continua en la gama de 2% a 4% y atravesará tanques de conversión instantánea, desembocando instantáneamente hacia el sistema de 15 psig. La caldera está equipada para quemar bagazo y aceite combustible y tendrá una parrilla deslizante CAD (Diseño con ayuda de computadoras) capaz de resistir temperaturas de horno generadas por bagazo con 20% de humedad (aquí y en todo este texto el contenido de humedad está referido a su base húmeda o sea en inglés mcwb). Estará equipada con un retenedor o colector de ceniza fina.

NOTA: Una alternativa en caldera sería eliminar el economizador y reemplazarlo con más calentadores de agua de alimentación de calderas. El calentador de aire sería ampliado para proporcionar aire a una temperatura más alta, posiblemente hasta 500 grados F. La temperatura del gas de descarga del calentador de aire sería más alta y entonces se podría dar consideración a un secador de bagazo con gases de la combustión tipo Rader de dos conductos o bocas. Esto arrojaría una humedad de bagazo en la gama de 32 a 37% y la eficiencia de la caldera mejoraría sustantivamente así como también la combustibilidad (facilidad de combustión) del bagazo cuando se le compara con la quema de bagazo con humedad de 49% a 51%.

Este sistema, con una presión y temperatura más altas, permite que el ingenio produzca vapor más eficientemente a partir del bagazo y también permite que los turbogeneradores produzcan más kilovatios hora por libra de vapor en la válvula de estrangulación de la turbina. Estos dos factores sumados a la capacidad de la unidad para compensar rápidamente y ajustar rápidamente a las fluctuaciones de vapor y las cargas de potencia, ambos de los cuales son comunes en un ingenio azucarero, le hace un excelente tipo de unidad generadora para un ingenio azucarero. El turbogenerador debe ser especificado de tal manera que pueda operar eficientemente a través de la amplia gama de flujos de vapor de admisión y extracción que se presentan durante los períodos de zafra y fuera de la zafra.

El nuevo turbogenerador habría de extraer vapor a 200 psig y 15 psig y estaría en capacidad de operar condensando plenamente con flujos de extracción mínimos cuando el vacío es de 2 pulgadas de mercurio absoluto. La unidad sería calibrada a 19,500 KVA con 0.8 PF o 15,600 KW. Se le daría albergue en un edificio cerrado teniendo una presión de aire positiva y un ventilador de techo. El edificio tendría una grúa de puente y las calderas y los turbogeneradores contarán con instrumentación completa. Se ha presupuestado capacitadores para mejorar el factor de potencia de la planta y del sistema.

Se instalaría una capacidad de almacenamiento de bagazo en bruto lo suficiente como para 24 horas de operación (960 toneladas métricas) con almacenamiento y descarga automáticos. Una embaladora de bagazo y un abridor de balas también se incluiría para los excedentes de bagazo.¹⁵ El costo del sistema de embalado una vez instalado (incluido en la estimación de capital global) es aproximadamente US\$135 mil.

La casa de calderas y el sistema de retorno de condensado recibiría equipo adicional para mejorar la economía de vapor y recuperar calor de todos los puntos de condensado. Se proporcionaría tanques múltiples para almacenamiento de condensado para ensayar la contaminación de condensados y para almacenamiento de reserva. Para su uso fuera de temporada se instalaría un calentador de desaerador de agua de alimentación así como un evaporador pequeño de agua de reemplazo. Los evaporadores serían convertidos a unidades de efectos quíntuples con calderos de conversión de calor instantánea y calentamiento primario, secundario y terciario de jugo de caña con vapor. Se agregaría al sistema un mínimo de cuatro calentadores de jugo de 2,000 pies cuadrados. Los tachos al vacío continuarían operando en un ciento por ciento en vapores de primera celda.¹⁶

Al igual que con el Nivel 3, las mejoras que se vislumbran en El Viejo debieran reducir el consumo de vapor de la casa de ebullición y de los evaporadores del ingenio desde 1,100 lbs por tonelada métrica de caña por hora hasta 975 lbs, y posiblemente más bajo aún. La temperatura del agua de alimentación de la caldera sería aumentada a 250 grados F previo a las bombas de alimentación de la caldera.

Nivel 4: Inversión grande, alta producción de energía el año entero (Taboga 4)

La última opción técnica (TB4) se incluye a fin de ilustrar y describir un caso hipotético en el cual un ingenio más grande convenientemente situado, tal como Taboga, podría aprovechar excedentes de combustibles disponibles en ingenios suficientemente cercanos como para hacer económicamente factible el transporte. El sistema técnico vislumbrado es

15 El tipo propuesto es una embalador de orificio AMBACO Modelo BH "Auto-Tie" con un orificio de ventilación de 6 pulgadas de diámetro semejante al que se tiene en PROAGRO en El Salvador.

16 El cambio de un evaporador con efecto cuádruple a uno de efecto quíntuple en el ingenio azucarero mejora el rendimiento energético en cerca de 10%.

el mismo que fue descrito en el Nivel 4 para El Viejo (EV 4): una caldera de alta presión y turbogenerador completamente nuevos.¹⁷ La inversión de más de US\$ 19 millones permitiría la exportación de 104 millones de KWh de electricidad a la red nacional.

El sistema de abastecimiento de combustible de bagazo del TB4 tendría las características siguientes:

- a) En el ingenio de la Meseta Central en la zona de Grecia, donde se contaría con la cantidad más grande de excedentes de bagazo, es donde se instalaría un embalador grande de orificio tipo "auto-tie" BH AMBACO (22 TM de bagazo/hora). Los excedentes de bagazo provenientes de otros ingenios en la zona serían acarreados a granel a esta estación central de embalado, y el bagazo en pacas sería transportado inmediatamente a Taboga para su almacenamiento o acopio hasta que se le necesite en la época baja. El bagazo embalado disminuirá su contenido de humedad a 20% después de 90 días de su almacenamiento.¹⁸
- b. Los excedentes de bagazo provenientes del Ingenio El Palmar serían acarreados a granel a Taboga donde se les embalaría y almacenaría.¹⁹

El ingenio Taboga actualmente tiene un embalador, pero el ingenio tendría que separar y destinar aproximadamente 35 acres para almacenar bagazo embalado y hojarasca de caña.

Al igual que con las proyecciones técnicas anteriores, el ingenio Taboga puede reducir considerablemente sus necesidades de aceite combustible o carbón--el primero en más de un millón de galones por año--mediante la quema de hojarasca de caña proveniente de sus propios cañaverales al igual que bagazo importado desde otros ingenios.

17 La caldera de Taboga será diferente en cuanto a que tendrá una calibración máxima continua de 250,000 libras de vapor por hora y estará equipada para quemar bagazo, aceite combustible y/o carbón. La eficiencia de la caldera quemando carbón será de 84.6% y con aceite combustible será 86.9%. Se podría estar quemando simultáneamente bagazo ya sea con aceite combustible o carbón. La capacidad adicional de vapor de la caldera de Taboga incrementará los costos alrededor de \$1.5 millones. El equipo para recibir, almacenar y transportar y quemar carbón usado en el análisis de sensibilidad de los combustibles (Capítulo 3) añade al menos \$850,000 al costo base de EV4. El diseño con CAD de las parrillas corredizas, conductos de encendido, rotores de distribución y distribución del aire de combustión para quemar carbón deben dar cabida para las diferencias en las características de combustión de los dos combustibles, carbón y bagazo, cuales bien pueden o no ser quemados separadamente durante las operaciones de la central. Las modificaciones de las centrales existentes con calderas que queman bagazo de tamaño similar para quemar luego carbón y bagazo separadamente tanto como simultáneamente tienen un costo que sobrepasa los \$1.2 millones, lo cual indica la complejidad de diseñar o rediseñar una caldera para quemar ambos combustibles.

18 El sistema Bagatex 20 fue evaluado para su uso pero se encontró que es demasiado oneroso por cuanto el costo en una sola oportunidad de conseguir licencia para tratar 150,000 toneladas métricas de bagazo ascendería a US\$ 512,250. La única ventaja que ofrece el tratamiento Bagatex 20 es que el contenido de humedad del 20% se alcanza en 20 días en vez de 90 días como lo es con el embalador de tipo de orificio. Donde se necesita bagazo seco en menos de 90 días para una generación de energía más alta durante la estación seca, el Bagatex 20 podrá resultar siendo económicamente ventajoso.

19. El compactador tipo AMBACO para hacer más denso el bagazo antes de su embarque al granel podría reducir muy posiblemente los costos del embarque en bruto dependiendo de las tarifas de acarreo para material en masa de baja densidad.

Proyecciones de producción de energía

Aun cuando está claro que cada ingenio en Costa Rica que decida vender electricidad tendrá que analizar su sistema técnico y configurar su sistema de calderas/turbogeneradores de conformidad con sus propias necesidades y circunstancias, es posible determinar a groso modo una gama de posibilidades de producción en base a las proyecciones técnicas descritas aquí. Si los diversos ingenios fuesen a exportar electricidad al Nivel 1, el monto total anual de la industria fluctuaría entre 17 y 19 millones de kilovatios hora. Si además de esta producción a un nivel más bajo por parte de los ingenios pequeños, los cinco ingenios más grandes fuesen a producir al Nivel 3 más eficiente representado por las inversiones más elevadas de EV3, entonces la producción total anual de la industria fluctuaría entre 400 y 500 millones de kilovatios hora. A pesar de que éstas son estimaciones bastante burdas, de hecho ayudan a ilustrar la gama de producción de energía que se podría esperar en términos realistas a partir de diferentes configuraciones de inversión, incluso sin la instalación de sistema nuevo alguno de caldera/turbogenerador de la clase presentada como hipótesis para el Nivel 4.

Combustibles supletorios

Por cuanto permiten la producción de electricidad durante un período más extenso después de finalizada la temporada de molienda, los combustibles supletorios son extremadamente importantes para el éxito financiero de muchas de las inversiones de energía a base de la caña. El costo de la producción de electricidad y el número de KWh producidos por tonelada de bagazo en cada nivel de inversión se muestran en las Ilustraciones 2.2 y 2.3 para El Viejo. Para que las inversiones más grandes sean financieramente atractivas, el ingenio debe producir energía a lo largo de todo el año. La producción el año entero mejora muchísimo la utilización de capital y permite la negociación de contratos con la entidad de servicios eléctricos reconociéndose y págandose los cargos por concepto de combustible evitado tanto como los cargos por concepto de capacidad al ingenio azucarero.²⁰ Pero la producción ininterrumpida el año entero exige de combustibles supletorios. Los combustibles examinados para este estudio desde el más barato hasta el más caro son: a) bagazo comprado; b) residuos de los cañaverales (también denominado hojarasca); c) madera de plantaciones (leña cultivada); d) aceite combustible; y e) carbón.

Por cuanto los ingenios costarricenses en la actualidad usan aceite combustible como combustible supletorio y por cuanto los demás combustibles propuestos son nuevos para estos ingenios o requieren varios años para su desarrollo, el análisis económico y financiero del "caso base o de referencia" supone que los ingenios usarán aceite combustible después de agotárseles el bagazo. Los análisis de sensibilidad en el Capítulo 3 ofrecen un repaso acerca de cuán atractivo es económica y financieramente el uso de aceite combustible a precios diferentes. Las Ilustraciones 2.4a y 2.4b muestran las cantidades de electricidad vendida a la entidad de servicio eléctrico que habrán de producirse a partir de cada tipo de combustible bajo los escenarios presentados en este informe.

Bagazo comprado

La proyección del Nivel 4 para Taboga incluye un análisis de comprar desechos de bagazo a ingenios cercanos para reponer el petróleo durante la operación fuera de temporada. El bagazo podría ser transportado y almacenado en forma húmeda o embalada con instalaciones para embalado y almacenamiento en uno o varios de los ingenios. El caso designado TB4 incluye costos de capital para el equipo de embalado de bagazo y las instalaciones de almacenamiento para el ingenio Taboga y algún otro ingenio en la zona de

²⁰ En el Apéndice C, véase una explicación acerca de la distinción entre estos dos cargos.

Ilustración 2.2
Costo de Producción de Electricidad
Ingenio El Viejo

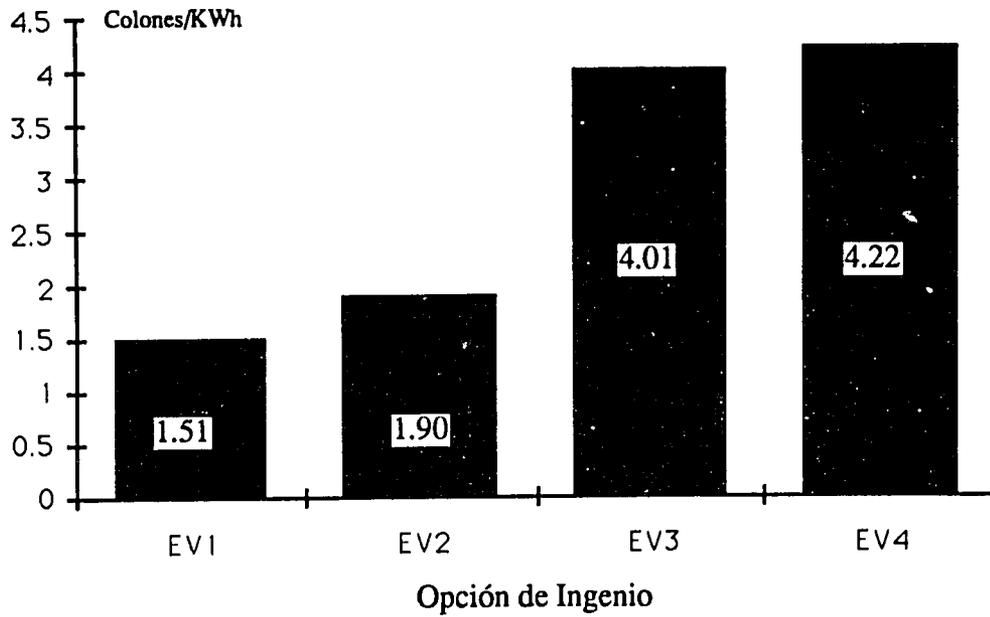


Ilustración 2.3
Kilovatios Hora por Tonelada de Bagazo
Ingenio El Viejo

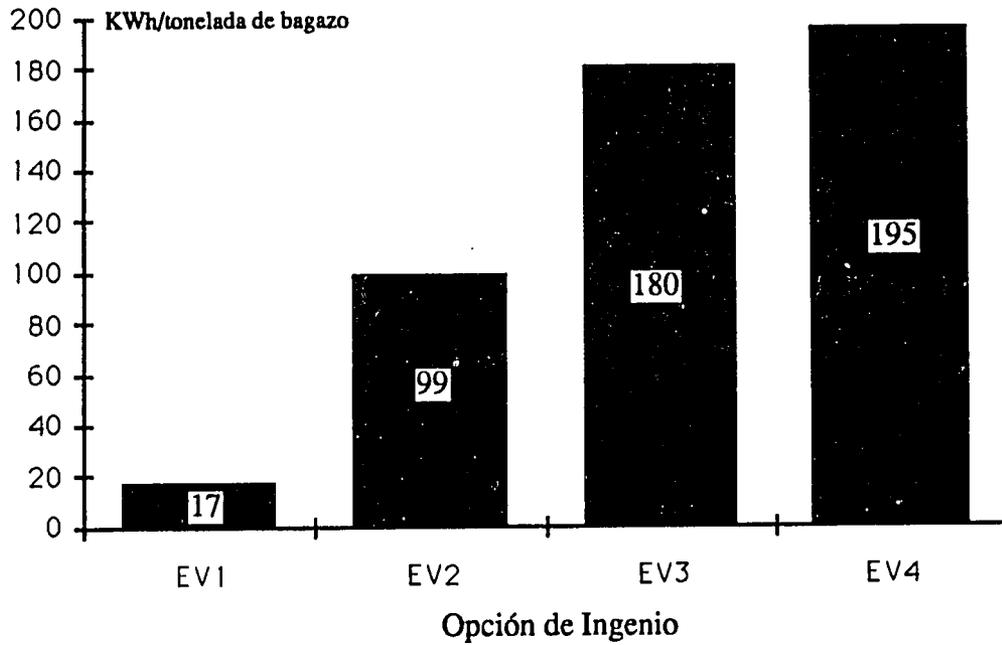
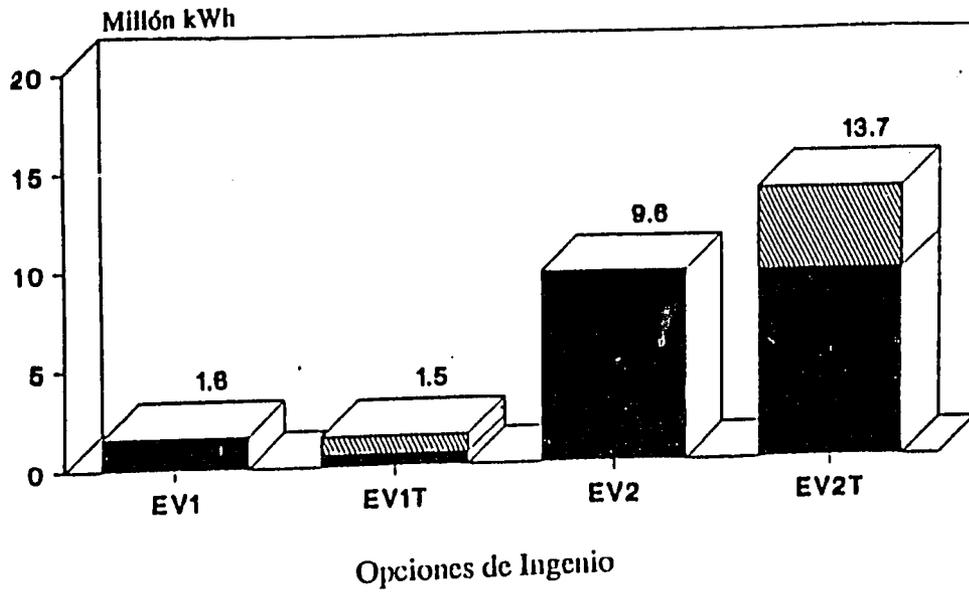
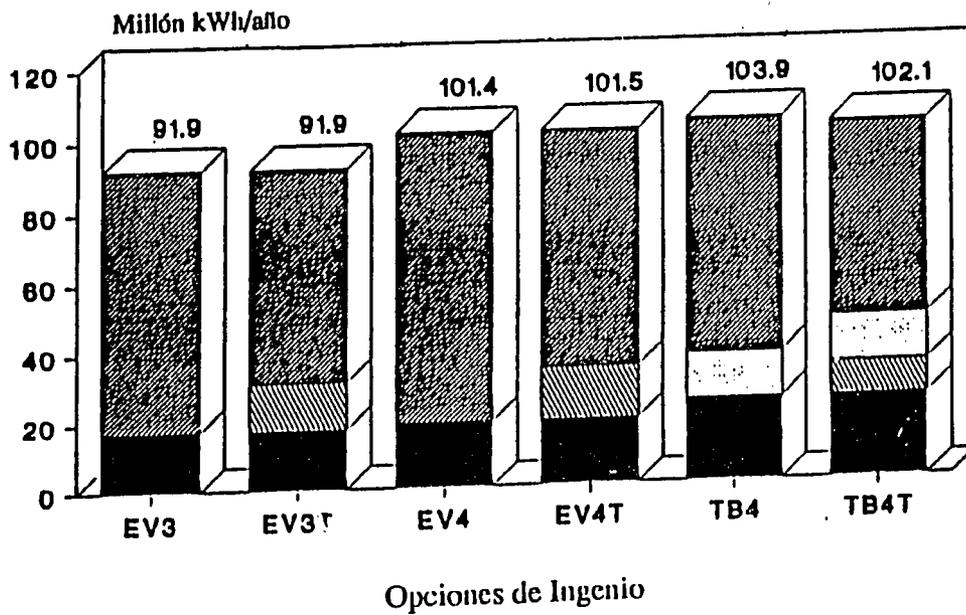


Ilustración 2.4a
Producción de electricidad por tipo de combustible



Bagazo Supervitaio
 Hojarasca
 Bagazo Comprado
 Aceite Combustible

Ilustración 2.4b
Producción de electricidad por tipo de combustible



Bagazo Supervitaio
 Hojarasca
 Bagazo Comprado
 Aceite Combustible

la Meseta Central. El costo estimado para una tonelada de bagazo comprado es 276 colones (US\$3.65) TM, lo que incluye 146 colones (US\$2) pagados al ingenio aportador del bagazo y un costo de transporte de 6 colones por kilómetro para una distancia promedio de 20 kilómetros.²¹

Residuos de caña (hojarasca)

Un cúmulo de evidencia práctica y experimental sugiere que la hojarasca de los cañaverales es un recurso importante pero a su vez desaprovechado por falta de atención, uno que pareciera ser material combustible de costo más bajo, después del bagazo del ingenio, en muchos sitios alrededor del mundo.²²

(a) Cantidades de hojarasca

La cantidad exacta de fibra disponible a partir de la hojarasca de caña diferirá según las variedades de caña, el clima y las condiciones de los suelos, los procedimientos en el cultivo y las prácticas de zafra. La evidencia disponible sugiere que donde se cosecha la caña a mano sin quemarla, la fibra en la hojarasca puede ser igual o mayor que aquella que llega hasta el ingenio como caña cultivada.²³

El examen más detallado acerca de esta cuestión, un estudio realizado en la República Dominicana por el Prof. Allan Phillips de la Universidad de Puerto Rico, concluyó que, como promedio, había 0.67 toneladas métricas de residuos de la cosecha abandonados en el campo (a 50% de humedad) por cada tonelada de tallos de caña cosechados.²⁴ La caña en este caso fue descoronada y cortada a machete, sin quemar. Actualmente, la AID está trabajando con la Hawaiian Sugar Planter's Association (Asociación de Azucareros del Hawaii) para recoger información técnica, económica y ambiental más detallada sobre las cantidades de hojarasca a fin de descubrir los medios más apropiados para la recolección de la hojarasca bajo condiciones diferentes.²⁵

21 En la práctica, se podría hacer renuncia del pago al ingenio que aporta el rastrojo, por cuanto desechar el exceso de bagazo es a menudo un problema por el cual un ingenio debe erogar fondos.

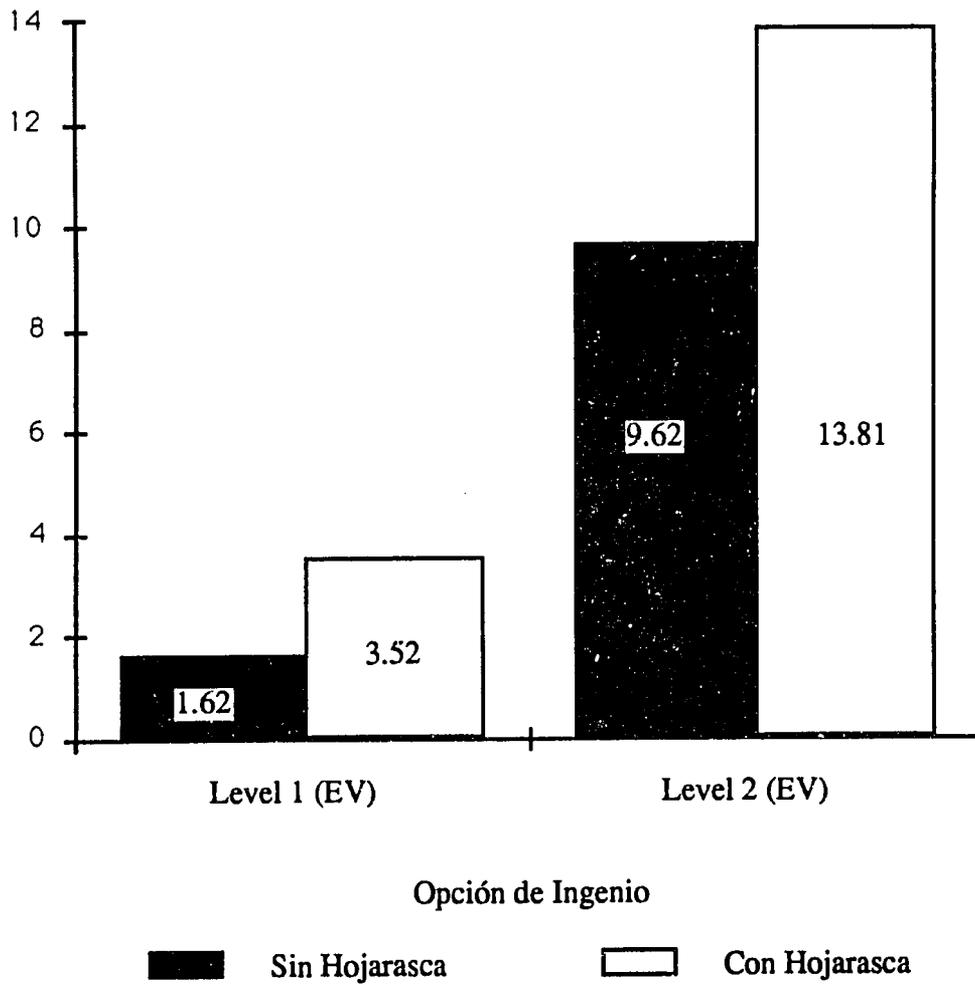
22 El ingenio La Romana en la República Dominicana actualmente cosecha hojarasca de caña para su uso como "feedstock" en la producción de "furfural" químico. La recolección comercial de los residuos para combustible de calderas es algo que se practica hoy día en el Ingenio Tarlac en las Filipinas. Una reciente reseña de esta evidencia se encuentra disponible en los resultados publicados (Memoria) del Simposio de Energía de la Caña de la AID celebrado en abril de 1987. Véase Marcia Gowen, et. al., Cane Energy Utilization Symposium: A Report from the 2nd Pacific Basin Biofuels Workshop, Vols. I and II (AID, Washington, D.C.)

23 Alex Alexander y sus asociados en la Universidad de Puerto Rico midieron el contenido de materia seca de la caña y los residuos cosechados a máquina llegándose a la conclusión que por cada 7.9 toneladas de caña se tenía asociado 6.7 toneladas de puntas de tallo y hojas. En el supuesto que alrededor del 15% del peso de la caña está compuesto por sacarosa y otros azúcares, esta información sugiere que las cantidades de fibra en los tallos y la hojarasca serían más o menos iguales. Ellos también indican que la remoción de la hojarasca es menos eficaz cuando se levanta la cosecha mecánicamente. Véase Alex Alexander, The Energy Cane Alternative (New York: Elsevier, 1985), 46.

24 El estudio fue patrocinado por la Empresa de Servicio Eléctrico de la República Dominicana. Para mayores detalles véase el resumen en Allan Phillips "Cane Crop Residue for Biomass Fuel", disponible en el Departamento de Ingeniería Agrícola, Universidad de Puerto Rico, Mayaguez, Puerto Rico.

25 Actualmente están en marcha experimentos patrocinados por la AID en Jamaica para ensayar un embalador de hojarasca de caña especialmente diseñado, y en Hawaii para ensayar el desempeño de embaladores de tipo redondo normalizado y cuadrado. Más adelante durante el año también se tiene planeado llevar a cabo pruebas de campo en el Ingenio Nong Yai en Tailandia.

Ilustración 2.5
Aumento en Producción de Electricidad
con Hojarasca en el Ingenio El Viejo



Salvo en los campos de semilleros, en la mayoría de las localidades en Costa Rica se quema la caña de azúcar antes de la cosecha. Por causa de esta práctica, la cantidad de residuos es mucho menor. Si la producción de electricidad se convierte en una actividad rentable--y la hojarasca de la caña un bien valioso--entonces los ingenios tal vez quieran experimentar con recolección de caña sin quema previa. El costo más alto de recolección de la caña bien puede resultar provechoso si las cantidades de hojarasca pueden ser más que duplicadas y reducido el costo de la recolecta.

El investigador Barney Eiland y otros en las instalaciones que tiene el Departamento de Agricultura de los Estados Unidos en la Florida han medido la hojarasca disponible en los campos que han sido sometidos a quema previa y luego cosechados mecánicamente. El ha llegado a la conclusión que, en general, se puede recuperar de 2 a 3 toneladas métricas de materia seca a partir de campos que rindieron 20 toneladas/acre en cosecha. La experiencia de Florida, por consiguiente, sugiere que se puede cosechar 2.7-4.0 toneladas de hojarasca (a 25% de humedad) de campos de caña quemada por cada veinte toneladas de tallos de caña cosechados.²⁶

En el caso de la hacienda El Viejo, donde la producción de caña ha sido estimada en 110 toneladas por hectárea (43.3 toneladas/acre), esto sugiere que se podría recoger hasta 16-22 toneladas de hojarasca por hectárea. Para una cosecha a nivel de hacienda de aproximadamente 195,000 toneladas de caña, se podría cosechar 28-39,000 toneladas de hojarasca. De los cañaverales de las fincas que suplen caña al ingenio, se podría recoger unas 15-21,000 toneladas adicionales para un total de 43-60,000 toneladas de combustible de alta calidad. La ventaja de agregar hojarasca radica en que esto permite a aquellos ingenios que solo producen electricidad durante la temporada de zafra (Ilustración 2.5) a que extiendan el periodo de generación.

Por causa de la naturaleza experimental de los métodos para cosechar hojarasca de caña y la falta de experiencia con este procedimiento agrícola en Costa Rica, el grupo encargado de este estudio ha dado por supuesto, para propósitos de análisis de sensibilidad, que el ingenio podría recoger aproximadamente 2/3 de estos materiales, siendo éstos únicamente provenientes de los campos propiedad de y controlados por el ingenio mismo—unas 11 toneladas por cada 110 toneladas de caña cosechada—o sea un total de 19,636 toneladas.²⁷

Con base en la evidencia experimental en Puerto Rico, la República Dominicana y Hawaii, este estudio supone que la hojarasca llegará hasta la caldera con un contenido de humedad de 25%. Nuevamente, esto está fundamentado en la experiencia que se ha tenido con caña sin quemar, y es posible que el material en Costa Rica tenga un contenido de humedad más bajo.²⁸ El valor calorífico bruto se ha fijado en 6053 Btu/lb.²⁹

(b) Costos de la hojarasca

En el Apéndice D se resume las estimaciones que el grupo de este estudio ha hecho de los costos de cosecha, transporte, almacenamiento y procesamiento de la hojarasca combustible. Aunque los métodos precisos usados variarán de un lugar a otro y de una

26 Véase B.R. Eiland y J.E. Clayton, "Unburned and Burned Sugarcane Harvesting in Florida", *Transaction of the ASAE* (Vol. 26, No. 5, 1983). Tal como subraya Eiland, naturalmente, el desafío está en recoger el material a un costo que hace sentido económico.

27 Esta cifra está fundamentada en el juicio emitido por miembros del grupo después de una inspección ocular de los campos post-cosecha en la hacienda El Viejo.

28 Si el contenido de humedad de la hojarasca es menor del 20%, tal vez sea necesario introducir modificaciones a las calderas para evitar problemas en la combustión.

29 El valor calorífico bruto del bagazo a un 50% de humedad, se ha fijado en 4007 Btu/lb.

Cuadro 2.2
Estimaciones de los Costos Financieros para
Combustibles Supletorios en Costa Rica
(Estimaciones para el Ingenio El Viejo)

Tipo de Combustible	Bagazo Comprado	Hojarasca	Madera (leña)	Aceite Combustible	Carbón Importado***	Carbón Nacional****
VCB (Btu/lb.)*	4,007	6,053	4,007	18,230	12,825	7,200
Eficiencia de Caldera	75%	75%	75%	87%	85%	85%
VCN a Vapor (Btu/lb.)**	3,005	4,540	3,005	15,842	10,850	6,120
Costo Bajo (US\$/ton. o bb.)	\$1.99	\$10.00	\$17.59	\$14.00	\$68.00	\$54.00
Costo en Línea de Base (US\$/ton. o bb.)	\$3.65	\$11.80	\$19.85	\$18.00	\$73.00	\$57.00
Costo Alto (US\$/ton. o bb.)	\$7.70	\$15.00	\$22.12	\$22.00	\$78.00	\$60.00
Costo Bajo/Millones BTU	\$0.30	\$1.00	\$2.65	\$2.58	\$2.84	\$4.00
Costo en Línea de Base/Millones BTU	\$0.55	\$1.18	\$3.00	\$3.32	\$3.05	\$4.22
Costo Alto/Millones BTU	\$1.16	\$1.50	\$3.64	\$4.05	\$3.26	\$4.45

* Valor Calorífico Bruto

** Valor Calorífico Neto después de pérdida de caldera.

*** Todos los costos son para combustibles entregados en el Ingenio El Viejo. Los costos del carbón importado incluyen US \$3.00 arbitrariamente para costos de conversión portuaria.

**** Cifras para carbón de Uatsí, el carbón nacional de menor costo disponible para El Viejo. Véase Cuadro E.7 en el Apéndice E.

Conversiones: 1 bb. aceite combustible = 42 gals.

1 gal. aceite combustible = 8.155 lbs.

Tarifa exp. US \$1.00 = 73.2 colones

Tonelada Métrica = 2205 lbs.

finca a otra, el grupo de este estudio supuso que los residuos en Costa Rica serán cosechados usándose un rastrillo con impulsión PTO tirado por un tractor (para amontonar el material en camellones) y un embalador rectangular de la clase que se usa actualmente para embalar heno, y será transportado al ingenio por los mismos métodos usados para transportar la caña cosechada.³⁰

La hojarasca será almacenada en sitios dispersos y acarreada al ingenio según se le necesite después de la cosecha. En el ingenio, la hojarasca será preparada para su combustión en un triturador de "cubeta". Los costos para estas operaciones han sido basados en los costos corrientes incurridos por el ingenio para actividades similares. Los costos para el equipo de recolección, entregados en Costa Rica, están basados en cotizaciones hechas por la Ford-New Holland Corporation. Los hallazgos, reportados en el Apéndice D y en el Cuadro 2.2, sugieren un precio promedio, entregado en la caldera de 867 colones (US\$ 11.80) por tonelada métrica.³¹

Madera cultivada (de plantación en gran escala)

El análisis de la generación de energía ajena a la empresa eléctrica en Costa Rica preparado para la AID por Hagler, Bailly (AID diciembre de 1987) incluye un repaso de la investigación reciente sobre las perspectivas de madera para combustible (leña) a partir de cultivos de árboles maderables (en plantaciones) en Costa Rica. Se llegó a la conclusión que la base del recurso es suficiente como para sustentar grandes cantidades de producción de manera sostenida--más de 16 millones de toneladas de madera comercial. La reseña también llega a la conclusión que el costo entregado de una tonelada de madera para combustible secada al horno fluctuaría desde 1,287.9-1,619.7 colones (US\$ 17.59-22.12) para un costo promedio de 1,453 colones (US\$ 19.85) por tonelada entregada en la planta.³² Para este estudio, el grupo dio por supuesto que la madera tiene el mismo valor calorífico y características de combustión de la hojarasca proveniente del campo (a 25% de humedad).

Tal como lo sugiere esta información (véase Cuadro 2.2), si las estimaciones provenientes de estudios anteriores son correctas, la madera (leña) sería mas onerosa que los residuos del campo (hojarasca) pero podría ser más atractiva que los combustibles fósiles alternos para complementar el bagazo en los ingenios azucareros.³³ Tal como lo es el caso con la hojarasca está claro que aquellos inversionistas quienes deben depender de combustibles fósiles para la producción de electricidad fuera de la temporada de la zafra deben explorar el uso de combustibles de madera para "salirse" del aceite combustible o del carbón. Por cuanto los beneficios económicos para el país habrían de ser mucho más grandes, dados los ahorros en moneda extranjera y el mayor empleo creado cuando se compara con otras fuentes energéticas, el gobierno de Costa Rica bien podría considerar políticas para fomentar el desarrollo y uso de madera cultivada en plantaciones.

30 Por cuanto el ingenio El Viejo actualmente emplea trabajadores para recoger los residuos haciendo camellones para su quema, los costos asociados con este procedimiento son tratados como ahorros.

31 La experiencia a la fecha en otras localidades sugiere una amplia gama de costos para la recolecta, el almacenamiento, transporte y la preparación de hojarasca de caña para combustible. Los costos más bajos son aquellos del ingenio La Romana en la República Dominicana, donde ha sido posible entregar combustible a US\$7.10 por tonelada métrica.

32 Véase AID diciembre, 1987. "Non-utility Power Generation in Costa Rica: Potential, Impediments, and Policy Issues," Washington, D.C.: diciembre, 1987, pp.2.38-2.47.

33 Por cuanto la madera actualmente no está siendo producida en escala comercial — y se necesita un tiempo de antelación de 5 a 6 años para una producción en gran escala — el análisis económico y financiero del Capítulo 3 no da por supuesto que habrá disponibilidad de combustibles de leña.

Aceite Combustible

Los ingenios azucareros en Costa Rica actualmente quemar aceite combustible como combustible supletorio. Este estudio supone, para propósitos de las proyecciones técnicas y los análisis financieros y económicos, que los ingenios acudirían al petróleo como combustible supletorio primario cuando se les agota el bagazo después de finalizada la temporada de zafra. Si encontrasen que es posible abastecerse para llenar sus necesidades de combustible con residuos del campo, madera u otros combustibles de biomasa con costos más bajos, el grupo espera que así lo harán.

El mercado petrolero mundial es volátil, haciendo difícil estimar los precios para el aceite combustible con alguna exactitud. El presente estudio usa un costo de base de US\$18 por barril como cifra conservadora para el corto plazo (Cuadro 2.2).³⁴ Un análisis de sensibilidad en el Capítulo 3 muestra las implicaciones cuando los precios son más bajos o más altos que esta cifra base. Por cuanto muchos expertos en política energética anticipan un mercado petrolero mundial más apretado para la segunda mitad y las postrimerías de la década de los años 90, la posibilidad de aumentos en los precios para el aceite combustible representa un área vital de riesgo para los inversionistas en sistemas de energía a base de la caña de azúcar (véase el Cuadro 2.3). En la medida que ellos no puedan utilizar la hojarasca de la caña como combustible, así las inversiones en los escenarios "alta inversión, alta producción"—Niveles 3 y 4—son altamente sensibles a estos cambios en los precios.

Carbón

El carbón no es un combustible cimentado en Costa Rica, y existe una considerable incertidumbre acerca del costo del carbón como combustible supletorio para la generación de energía en los ingenios azucareros. Esta incertidumbre vale para el carbón local, el cual está apenas en el umbral de su desarrollo en Costa Rica, tanto como para el carbón importado desde Colombia, Chile o cualquier otro lugar. El carbón varía en su calidad (valor energético al igual que el contenido de ceniza, azufre y agua) y es oneroso transportarlo. El Apéndice E muestra una apreciación de los costos de diversos carbones entregados en los ingenios El Viejo y Taboga.

Tal como lo indica el Cuadro 2.2, el carbón importado bien puede resultar menos oneroso que el aceite combustible como fuente de energía para la producción de electricidad en algunos ingenios costarricenses. Obsérvese, sin embargo, que el costo del carbón en el Cuadro 2.2 no incluye el costo de capital de manejar, almacenar y procesar el carbón para su combustión en el ingenio. Para ilustrar los resultados financieros y económicos de usar carbón importado en vez de petróleo en la temporada después de la zafra, el Capítulo 3 incluye un análisis de sensibilidad de esta opción para los ingenios El Viejo y Taboga.

Tal como lo revela el Apéndice E, el carbón local en Costa Rica es más oneroso que el carbón importado partiendo de la base de energía entregada, y es poco probable que los ingenios examinados en este estudio vayan a usarlo salvo que aumenten los precios del carbón importado o que hallan políticas gubernamentales proporcionando incentivos para fomentar la producción de carbón proveniente de minas locales.

³⁴ Estos precios pueden ser más bajos para algunos periodos en Costa Rica debido a desbalances de refinación.

Cuadro 2.3

Pronósticos de los Precios y Productos Internacionales

Productos	Precio (1988 US\$/bb.)	
	1990	1995
LPG	15.80	20.54
Gasolina sin Plomo "Premium"	26.95	33.20
Gasolina sin Plomo Regular	25.00	31.00
Gasolina con Plomo "Premium"	26.70	32.70
Gasolina con Plomo Regular	24.50	30.50
Nafta	18.50	26.35
Queroseno	25.10	31.10
Combustible Propulsor	25.50	31.50
Diesel de Alta Velocidad	24.50	30.50
Diesel de Baja Velocidad	24.10	30.10
Aceite Combustible Bajo en Azufre	19.50	24.50
Aceite Combustible Alto en Azufre	18.50	23.50

Fuente: Proyecto Petrolero, Resource Systems Institute, East-West Center, junio 1988.

Capítulo 3

Valoración financiera y económica de los sistemas energéticos cañeros

Este estudio llega a la conclusión que la producción de energía para su venta a la red en Costa Rica hace sentido financiero y ciertamente, económico para los ingenios y el país en su conjunto. La alternativa menos riesgosa es sencillamente apretar el paso en las operaciones de los ingenios y vender pequeñas cantidades de energía sobrante a la red durante la temporada de la zafra. Esto no conllevaría inversiones y contribuiría, si es que todos los ingenios fuesen a efectuarlo, unos 17-19 millones de kilovatios hora de energía por año. Con inversiones moderadas muchos ingenios pueden aumentar la producción de energía y los beneficios netos totales. La producción de energía por la vía de la caña traería beneficios al país como un todo aprovechando las destrezas financieras y gerenciales del sector privado, creando puestos de trabajo adicionales en las zonas rurales, diversificando la industria azucarera hacia un atractivo mercado nuevo de sub-producto, y reponiendo combustible importado con existencias locales menos onerosas.

Modelos financieros y económicos de la inversión en producción de energía eléctrica

Para determinar cuan atractivo es producir energía a base de la caña e identificar factores clave que influyen en el éxito comercial de los sistemas, el grupo aplicó un modelo de inversión desarrollado para inversiones en energía de ingenios azucareros (CANEPRO Version 1) a fin de generar escenarios para los ingenios en miras con base en los diversos supuestos de inversión de capital y producción de energía (véase Anexo B). El grupo de trabajo llevó a cabo análisis financieros tanto como económicos para mostrar los incentivos a favor del sector privado y del sector público. Las variables clave en los escenarios han sido sometidas a análisis de sensibilidad--precio de compra de la electricidad, tasas de interés, costos de los combustibles y tasas de carga de la energía--a fin de determinar el riesgo asociado con cada uno de estos factores.

Los cuatro niveles de inversión desarrollados para los ingenios, con base en las opciones técnicas del Capítulo 2, incluyen:

- o Nivel 1: ninguna inversión y baja producción de energía (usándose el desperdicio de bagazo proveniente de las operaciones del ingenio para generar excedentes de electricidad para su venta durante la época de cosecha);
- o Nivel 2: inversión baja y moderada producción de energía (haciendo pequeñas inversiones de capital para aumentar y en alguna medida extender la producción de electricidad);
- o Nivel 3: inversiones moderadas y altas, producción de energía el año entero (manteniendo las calderas existentes de los ingenios pero haciendo inversiones de capital más altas en nuevos turbogeneradores para ensanchar la producción de energía el año entero);
- o Nivel 4: inversiones altas y alta producción de energía el año entero (invirtiendo en nuevas calderas de alta presión y pasando a producción de energía el año entero).

El Cuadro 3.1 categoriza los diversos escenarios para los ingenios en estos diferentes niveles. Para cada ingenio se ha desarrollado un caso de base, usando los supuestos de

beneficio y costo más probable. El caso de base usa precios financieros, precios corrientes de mercado, para todas las variables (véase Apéndice C). La única excepción está dada para las tasas de interés, tal como se explica posteriormente.

Beneficios del sistema energético

Los ingenios reciben beneficios directos provenientes de venta de electricidad a la red (ingresos por concepto de electricidad) y ahorros indirectos mediante el desplazamiento de energía anteriormente utilizada, en este caso electricidad y petróleo. Los ahorros por concepto de combustible desplazado han recibido valores a las tarifas industriales para electricidad y al precio de mercado vigente en Costa Rica para aceite combustible residual. Los beneficios directos son objeto de mención más adelante. La Ilustración 3.1 y el Cuadro 3.2 muestran la magnitud y la composición de los beneficios para cada uno de los ingenios en el estudio.

El precio que paga el ICE a los ingenios por la electricidad es la clave hacia la rentabilidad para los sistemas de energía de la caña. Por causa de la necesidad inmediata de contar con capacidad generadora adicional en el futuro inmediato, los funcionarios en el ICE indicaron durante las visitas del grupo de trabajo que el ICE podría pagar un precio superior para los años 1-5 y luego disminuir el precio después del año 5 hasta su costo evitado. El precio superior sugerido fue 5 colones por KWh (6.8 UScentavos/KWh), dejándose para futura negociación el precio más allá del año 5.

Se ha usado la metodología del costo evitado para calcular los costos económicos o marginales de la electricidad en Costa Rica (Apéndice C). Un análisis reciente del sector energía (AID diciembre, 1987) estimó una gama de costos evitados en base a diferentes fuentes energéticas (Cuadro 3.3). Térmico, geotérmico y turbinas a gas son las fuentes de energía para cargas máximas actuales (térmicas) y en ciernes (geotérmicas y turbinas a gas) para el ICE; así pues, sus costos representan costos marginales para la red y se ha usado promedios ponderados para fijar los precios de compra.

Permanecen dos áreas de gran incertidumbre: los costos reales de producción cuando estas plantas generadoras entren a funcionar y las fechas de su incorporación. Los costos reales de generación de electricidad tienen notoriedad en el mundo entero por exceder con creces las estimaciones originales. Las fechas de producción real son particularmente problemáticas para la energía geotérmica. La turbinas a gas, aunque onerosas en su operación, puede esperarse que entren a funcionar relativamente pronto. Las fechas de arranque geotérmico son mucho más inciertas si es que se tropieza con serias demoras en la construcción y el financiamiento.

Para dar cuenta de estas incertidumbres, se ha usado escenarios de precios bajos y altos de la electricidad en los análisis de sensibilidad. Si los planes del ICE avanzan con normalidad, entonces se podría esperar la vigencia del escenario de precio bajo. El escenario de precio alto usa costos que serían proyectados si surgen problemas serios en los planes de expansión de energía. Los datos supuestos usados en los escenarios son:

o	Precios de compra de electricidad bajos:		
	Años 1-5	5 CRc/KWh	6.8 US centavos/KWh
	Años 6-20	3 CRc/KWh	4.1 US centavos/KWh

Se espera que los planes actuales para ensanchar la base generadora del ICE hacia generación geotérmica se cumplan a cabalidad, dentro de los próximos 5 años. En el futuro inmediato, el precio de compra de electricidad para los años 1-5 se espera que sea 5 colones costarricenses (6.8 UScentavos/KWh) basado en estimaciones proporcionadas por

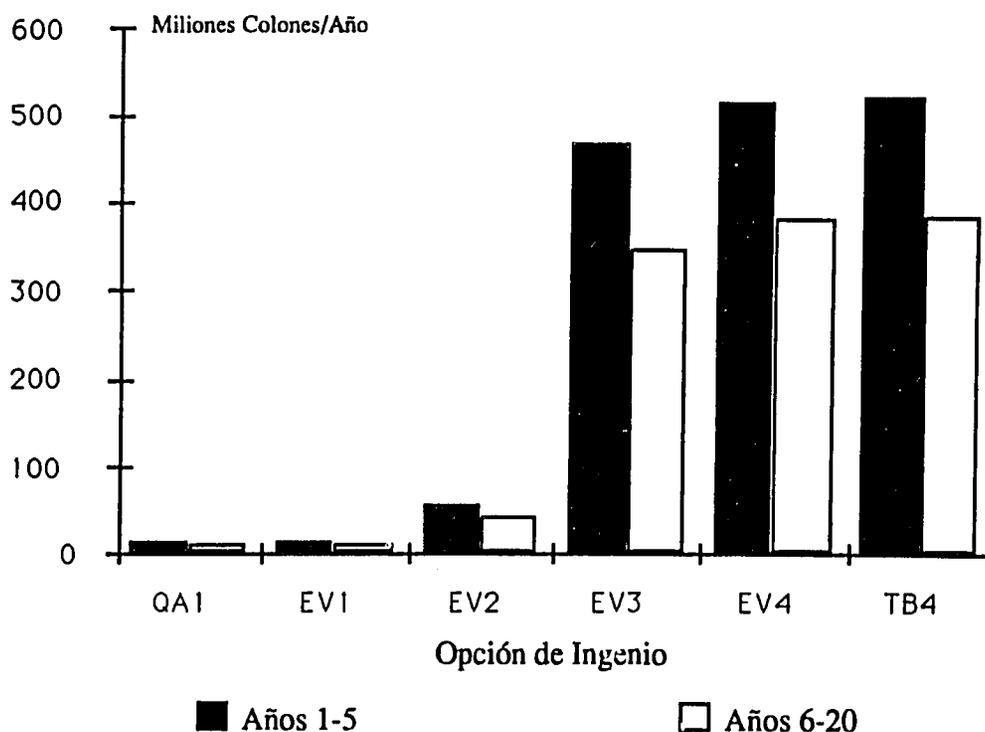
Cuadro 3.1

Niveles de Inversión y Características Fabriles de los Modelos

Nivel/Ingenio	Inversión de Capital	Energía Producida	Equipo	Combustible
Nivel 1				
Quebrada Azul (QA)	Ninguna	Baja	Ninguna	Bagazo
El Viejo 1 (EV1)	Ninguna	Baja	Modificación Ninguna Modificación	Bagazo Hojarasca*
Nivel 2				
El Viejo 2 (EV2)	Baja	Baja	Turbina Superpuesta	Bagazo Hojarasca*
Nivel 3				
El Viejo 3 (EV3)	Mediana	Alta	Turbinas : 1 Superpuesta, 3 de condensación	Bagazo, Aceite, Hojarasca, Carbón*
Nivel 4				
El Viejo 4 (EV4)	Alta	Alta	Caldera Nueva, Turbina de Doble Extracción y Condensación	Bagazo, Aceite, Hojarasca, Carbón*
Taboga 4 (TB4)	Alta	Alta	Caldera Nueva, Turbina de Doble Extracción y Condensación	Bagazo, Aceite, Hojarasca, Carbón*

* En los análisis de sensibilidad para combustible se agrega hojarasca o carbón o se les sustituye por aceite en EV1, EV2, EV3, EV4, y TB4.

Ilustración 3.1
Beneficios Anuales Promedio de Energía
de la Caña



Cuadro 3.2
Beneficios Anuales Promedio de la Energía a Base de la Caña
(Millones Colones/año)

Beneficios	Ingenios					
	QA1	EV1	EV2	EV3	EV4	TB4
Años 1-5						
Elec. Rev.	12.6	8.1	48.1	459.7	507.8	520.0
Combustible Desplazado						
Elec.	0.0	1.6	1.6	1.6	1.6	0.0
Aceite	0.0	4.6	4.6	4.6	4.6	0.0
Total	12.6	14.3	54.3	466.9	514.1	520.0
Años 6-20						
Elec. Rev.	9.3	6.0	35.6	340.2	375.8	384.8
Combustible Desplazado						
Elec.	0.0	1.6	1.6	1.6	1.6	0.0
Aceite	0.0	4.6	4.6	4.6	4.6	0.0
Total	9.3	12.2	41.8	346.4	382.0	384.8

Cuadro 3.3

Estimaciones de los Costos Plenos Evitados para Electricidad en Costa Rica (1987)

Periodo	Sistema	Costos Evitados del ICE			
		Máxima (US ¢/KWh) (CRc/KWh)		Fuera de Máxima (US ¢/KWh) (CRc/KWh)	
Hasta 1989**	Unidades Térmicas Existentes	8.5-10.5	6.2-7.7	*	*
Después de 1989***	Geotérmicas	5.1	3.7	3.1	2.2
	Turbina a Gas Honduras	7.3 --	5.4 --	* 3.0	* 2.2

* Los costos evitados en baja demanda (fuera de máxima) son para energía comprada a Honduras.

** Incluye únicamente componente de costo de energía evitada, sin cargo por capacidad dado el uso de unidades térmicas existentes.

*** Incluye costos plenos evitados, un cargo por energía y capacidad evitadas desde la construcción de nuevas plantas generadoras para satisfacer demanda en expansión.

Fuente: A.I.D. diciembre 1987. Apéndice D.

funcionarios del ICE, pero que habrá de disminuir hasta alcanzar un promedio ponderado de los costos geotérmicos de máxima y los costos evitados fuera de máxima para los años 6-20, promedio ponderado el cual es 3 colones costarricenses/KWh (4.1 US centavos/KWh).

- o Precios medios de compra de electricidad (caso base)

Años 1-5	5.0 CRc/KWh	6.8 US centavos/KWh
Años 6-20	3.7 CRc/KWh	5.1 US centavos/KWh

Al igual que el escenario para el precio bajo, los precios de compra de electricidad en el futuro cercano se mantendrán en 5 CRc/KWh pero después del año 5 estos caerán a 3.7 CRc/KWh. Este precio refleja los costos evitados para la energía geotérmica e incluye una huelga por demoras de construcción u otras eventualidades imprevistas en los planes actuales de expansión.

- o Precios altos de compra de electricidad:

Años 1-5	5.8 CRc/KWh	7.9 UScentavos/KWh
Años 6-20	4.2 CRc/KWh	5.7 UScentavos/KWh

En este escenario se ha proyectado costos de generación más altos para reflejar el atraso de la incorporación de la generación geotérmica conforme a los planes actuales obligando al ICE a depender a corto plazo de las unidades térmicas y turbinas a gas existentes, y a más largo plazo, de las turbinas a gas y generación geotérmica de precio más alto. El precio de compra en los años 1-5 (5.8 CRc/KWh) representa un promedio de la energía térmica (6.2 CRc/KWh) y de gas (5.4 CRc/KWh) en sus máximas de precios evitados; el precio alto de largo plazo en los años 6-20 representa un promedio del promedio ponderado geotérmico (3.02 CRc/KWh) y del precio de máxima en generación con turbina a gas (5.4 CRc/KWh).

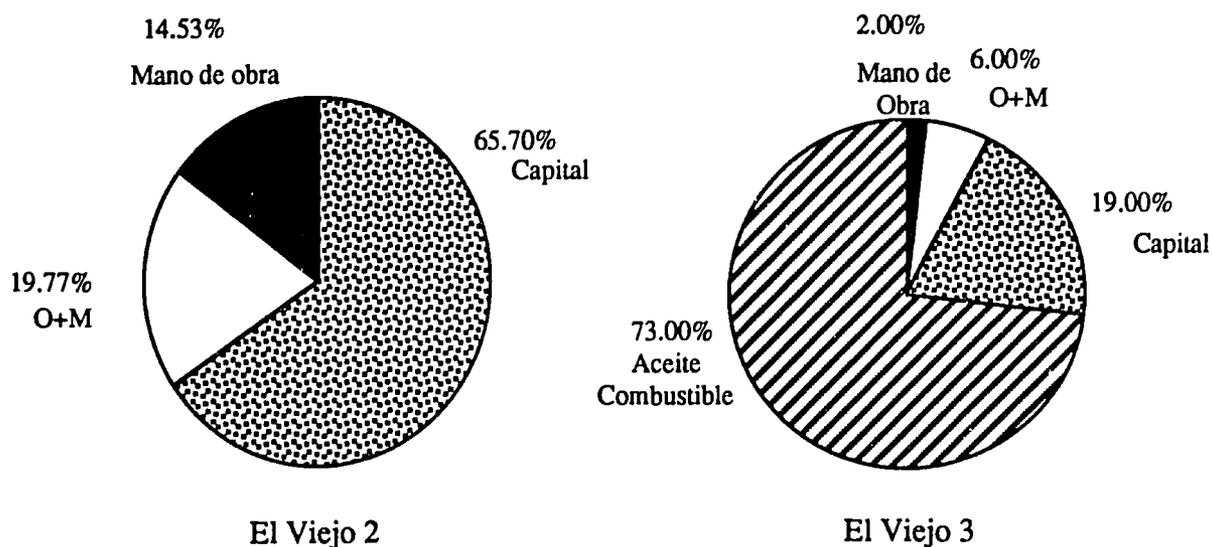
Modificaciones de los ingenios y los costos de capital

Los ingenios tienen ante sí cuatro posibles opciones de financiamiento, las cuales alteran grandemente los costos totales de capital y la factibilidad de la inversión. Los ingenios pueden usar únicamente fondos propios, una posibilidad en el Nivel 2, o un arreglo de deuda/fondos propios que se puede basar en tasas de interés privilegiadas, nacionales o privadas. Sin acceso a las tasas de interés privilegiadas (7-11%), los ingenios encaran cargos financieros extremadamente altos, 26% en los bancos nacionales y 31% en los bancos privados en términos nominales. Dadas las actuales restricciones en cuanto a periodo de los préstamos y los costos prohibitivos de los bancos privados, los ingenios probablemente preferirían acudir a los bancos nacionales en pro de inversiones grandes de no ser que consigan acceso a préstamos preferenciales blandos.

Por cuanto una buena parte de la expansión eléctrica del ICE ha sido financiada mediante tratamiento preferencial en Costa Rica, se puede esgrimir el argumento de permitir a los ingenios acceso a tasas preferenciales para inversiones en electricidad, siempre y cuando vendan su producto a la red nacional. Hasta un 60% de los préstamos para proyectos del ICE es financiado por parte del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Dado que los bancos privados y la industria azucarera tienen una buena trayectoria en cuanto a cobros y pagos, respectivamente, el país podría beneficiarse de permitir que una porción de los préstamos para inversión de capital asociados con los sistemas energéticos de la caña sean financiados de condiciones preferenciales con pagos a través del sector bancario privado.

Para propósitos de sencillez, en cada tiraje del modelo se ha usado únicamente una institución prestamista y tasa de interés para cada inversión, una tasa preferencial nacional o

Ilustración 3.2 Costos Anuales de Energía de la Caña



Cuadro 3.4 Costos Promedio Anuales de Energía de Caña (Millones Colones/año)

Costos	QA1	EV1	EV2	EV3	EV4	TB4
Año 1						
Capital*	0.0	0.0	33.8	211.0	380.7	434.8
Oerac/Manten.	0.0	0.0	3.4	21.1	38.0	43.4
Combustible						
Bagazo compr.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4
Rastrojo Caña	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Aceite	0.0	0.0	0.0	267.3	244.3	195.9
Trabajo	2.9	2.5	2.5	6.8	6.8	6.8
Total	2.9	2.5	39.7	506.2	669.8	685.3
Años 2-20						
Capital	0.0	0.0	11.3	70.5	127.3	145.3
Oerac/Manten.	0.0	0.0	3.4	21.1	38.0	43.4
Combustible						
Bagazo compr.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4
Hojarasca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Aceite	0.0	0.0	0.0	267.3	244.3	195.9
Mano de obra	2.9	2.5	2.5	6.8	6.8	6.8
Total	2.9	2.5	17.2	365.7	416.1	395.8

* Incluye capital aportado en costos de capital del año uno.

privada. El caso que sirve de base usa una tasa preferencial moderada, 11%, en el supuesto que las inversiones en electricidad para la venta de energía a la red nacional deben recibir la misma estructura de tasa financiera a que hace frente la empresa de servicio eléctrico nacional. Los análisis de sensibilidad en las tasas de interés muestran el efecto de diferentes arreglos financieros sobre la viabilidad de los proyectos.

Generación de empleos y costos de mano de obra

Generar energía a partir del bagazo aumenta la demanda de mano de obra en el sitio de la central generadora y, si se recoge hojarasca, en el campo. En relación a otros costos (Cuadro 3.4), el aporte de la mano de obra fluctúa desde 2% en el caso de los sistemas de energía grandes (EV3, EV4, y TB4) hasta casi ciento por ciento para la opción de energía excedente sin inversión alguna (QA1, EV1). El total de días de trabajo generados por las centrales de energía varía desde 3,652 hasta 10,050 días por año, dependiendo de la opción de que se trate (Cuadro 3.5). La recolección de hojarasca agrega otros 200 días de trabajo por cada mil toneladas de combustible usadas por año. En términos de valor, los puestos de trabajo de las plantas de energía pueden contribuir 2.5 a 6.8 millones de colones por año por fábrica (ingenios) a la economía rural, lo cual equivale a \$33,000 a \$90,000.

Costos de combustible

Los precios para los diversos combustibles--bagazo, hojarasca, aceite combustible y carbón--aparecen en el Apéndice D y se resumen en el Capítulo 2. Tal como se puede ver en el Cuadro 3.4 y en la Ilustración 3.2, los costos de combustible son significativos en los Niveles 3 y 4 por causa del uso de aceite combustible. Tal como se mencionará más adelante, el ahorro significativo en costos realizado de substituir aceite por hojarasca o carbón es suficiente como para merecer una seria atención por parte de los ingenios y del gobierno.

Valor presente neto e impacto económico de los sistemas de energía de la caña

Los análisis del valor actual de los ingenios muestran que la producción de energía a base de la caña es atractiva en una variedad de niveles de inversión (Ilustración 3.3a y 3.3b). Desde una perspectiva financiera, los ingenios estarían recibiendo desde US\$1 a 3 millones en réditos netos antes de impuestos. Tan solo una opción, la EV4, pierde dinero. Al aplicarse la tasa impositiva comercial de Costa Rica, el valor presente neto cae en un 50%.

En términos económicos, a precios medios de la electricidad, todas las inversiones a niveles bajos de energía son atractivas para el país, pero los escenarios de alta producción de energía muestran VANs negativos por causa de su dependencia del aceite combustible importado. Los réditos económicos más altos se realizan con una producción extendida de electricidad a baja generación de energía, inversión al Nivel 2.

Más allá de los réditos de la inversión, los ingenios y el país deberán comparar los requisitos de capital y de moneda extranjera así como la cantidad de energía exportada para las diversas opciones (Ilustraciones 3.4a, 3.4b y el Cuadro 3.6). Los Niveles 1 y 2 requieren poco o ningún capital, y similarmente tienen 0 o bajas necesidades de moneda extranjera. En contraste con ello, los Niveles 3 y 4 a menudo tienen VANs cercanos al Nivel 2, pero requieren US\$10 a 20 M de capital, y pueden restar desde US\$6.7 a 8.7 M en moneda extranjera para ventas de energía entre 11 y 13 MW. Cuando se compara las opciones, los escenarios de baja inversión/baja energía y moderada inversión/alta energía (opciones EV2 y EV3) pueden mostrarse como los mejores globalmente en términos de los

Cuadro 3.5
Generación Anual de Empleo e Ingresos de la Mano de Obra
Proveniente de las Plantas de Energía a Base de Caña
en Costa Rica (1988)

Ingenio*	Empleo**		Ingreso de Jornales (M US\$/año)
	(días/año)	(MCRc/año)	
QA1	4,260	2.86	0.039
EV1	3,652	2.45	0.033
EV1T	5,871	3.95	0.054
EV2	3,652	2.45	0.033
EV2T	5,871	3.95	0.054
EV3, 3T	10,050	6.75	0.092
EV4, 4T	10,050	6.75	0.092
TB4T	10,050	6.75	0.092

* Opciones de ingenio seguidas por una "T" son las que usan hojarasca como combustible.

** Refleja empleo únicamente en la planta generadora. La recolección de hojarasca crea puestos de trabajo adicionales en los cañaverales.

Fuente: Estimaciones del Equipo Consultor. Supone día laboral de 8 horas.

VANs financieros, requisitos de moneda extranjera y de capital una vez comparados con la energía generada.

Análisis de sensibilidad

Escenarios del mejor de los casos, el caso base y el peor de los casos

La generación de energía eléctrica a partir de los ingenios es una alternativa nueva para Costa Rica. Los propietarios de los ingenios y los ejecutivos del servicio eléctrico no tienen experiencia que les oriente en estimar los costos y la confiabilidad del sistema. Existe una incertidumbre alta en variables centrales tal como los precios de compra de la electricidad, las tasas de interés y los precios futuros de los combustibles. Para despejar los riesgos envueltos, se ha hecho comparaciones de escenarios del mejor y del peor caso con respecto al caso base para todas las opciones (en el Apéndice C se dan los supuestos de precio). Está claro que, como en el mejor de los casos, si la empresa de servicio eléctrico paga altos precios por la electricidad y altos precios por el combustible, y si las tasas de interés permanecen bajas, estos sistemas podrían aumentar sus réditos netos hasta 10 veces (Ilustración 3.5 y B.2). A la inversa, si se realiza el peor de los casos entonces todos los sistemas salvo aquellos al Nivel 1 podrían sufrir pérdidas cuantiosas.

Existe una gran variabilidad en los réditos entre el mejor y el peor de los casos, teniendo el mayor riesgo los escenarios de alta generación de energía. Esto sugiere que si se escoge opciones de generación alta, entonces los ingenios deben llegar a acuerdos en firme respecto a todas las variables negociables, particularmente los precios de la electricidad y

las tasas de interés para reducir el riesgo de la inversión en todo lo posible. Un aspecto primordial donde se puede disminuir el riesgo financiero es sustituyendo el aceite combustible por hojarasca de caña o carbón fuera de la temporada cañera, tal como se dice más adelante.

Efectos de cambios en los precios de la electricidad

Una variable clave para los ingenios es el precio de compra de la electricidad, el cual ellos negociarán con el ICE. Dada la ausencia de precedentes, esta tasa es incierta en el presente. Los funcionarios del ICE han sugerido que ellos podrán estar dispuestos a pagar a corto plazo (1-5 años) un premio o monto superior a los costos evitados de largo plazo del ICE por causa de la necesidad inmediata en pro de capacidad adicional y la posibilidad en potencia que tienen los ingenios para actuar rápidamente a contribuir hacia la demanda estacional del ICE.

De un análisis de sensibilidad de los precios de electricidad (Ilustración 3.6 y Cuadro B.3) está claramente establecido que estas tasas son de importancia extrema para la rentabilidad de los sistemas energéticos. Todas las estructuras tarifarias asumidas (5/3.0, 5/3.7 y 5.8/4.2 CRC/KWh para los años 1-5/6-20) muestran VANs financieros positivos con la excepción de EV3, EV4 y TB4 a precios bajos. El grado de variabilidad entre los escenarios bajo y alto aumenta exponencialmente a medida que sube la energía generada de las opciones. En los Niveles 1 y 2, los VANs suben desde 16 a 40% al ir de los escenarios de precio bajo a precio alto. Esta amplitud de banda aumenta por factores de 3 a 12 veces en los escenarios de precio bajo a los niveles 3 y 4 cuando se exporta 11 a 13 MW.

Los resultados subrayan la importancia, para los ingenios tanto como para el ICE, de contar con acuerdos de precio de compra cuidadosamente elaborados. Tal como lo han aprendido la industria azucarera y las empresas de servicio eléctrico del Hawaii, estos arreglos necesitan beneficiar a todas las partes, incluso al consumidor. Se hace necesario dar consideración a un número de asuntos a fin de proteger a la empresa de servicio público, a los operadores de ingenios y a los consumidores contra problemas causados por acontecimientos inesperados. La industria azucarera hawaiana usa una gama de métodos para protegerse contra tal tipo de incertidumbre, por ejemplo, fijando índices a los precios de la electricidad, fijando precios mínimos e incluyendo escalonamientos.

Efectos de los cambios en el precio del aceite y ahorros de petróleo

La volatilidad en los precios de combustible, particularmente los precios de los hidrocarburos, en las últimas dos décadas ha significado que las industrias deben planear para reducir su vulnerabilidad a los cambiantes costos de los combustibles. En este estudio, tres precios de combustibles afectan los réditos de la energía cañera, a saber, los precios para el aceite, la hojarasca y el carbón. Conforme a la evidencia en la Ilustración 3.7a y 3.7b, los costos del aceite son de suma importancia con alta generación de energía (Niveles 3 y 4).

Para dar cuenta de una posible escalada o caída en los costos del aceite, se aplicó a todos los casos base un análisis de sensibilidad de factores de inflación variantes y dos precios bases (\$14/bbl y \$18/bbl). Los resultados que aparecen en la Ilustración 3.7a, sugieren que si los precios del aceite aumentan constantemente a una razón de 2% por año entonces todas las inversiones de caso base a Niveles 1 y 2 todavía son rentables pero los Niveles 3 y 4 pierden dinero. Tal como se ve más adelante, sustituir el aceite por hojarasca mitiga este efecto en algún grado. Por cuanto no se espera que los precios del aceite suban a 2% por año hasta la mitad de la década de los 90, un escenario de inflación variable usando precios de aceite bajos (US\$14/bbl y de caso base USD\$18/bbl) muestra que los escenarios

Ilustración 3.3a
Análisis del Valor Actual Neto
Financiero - Caso Base

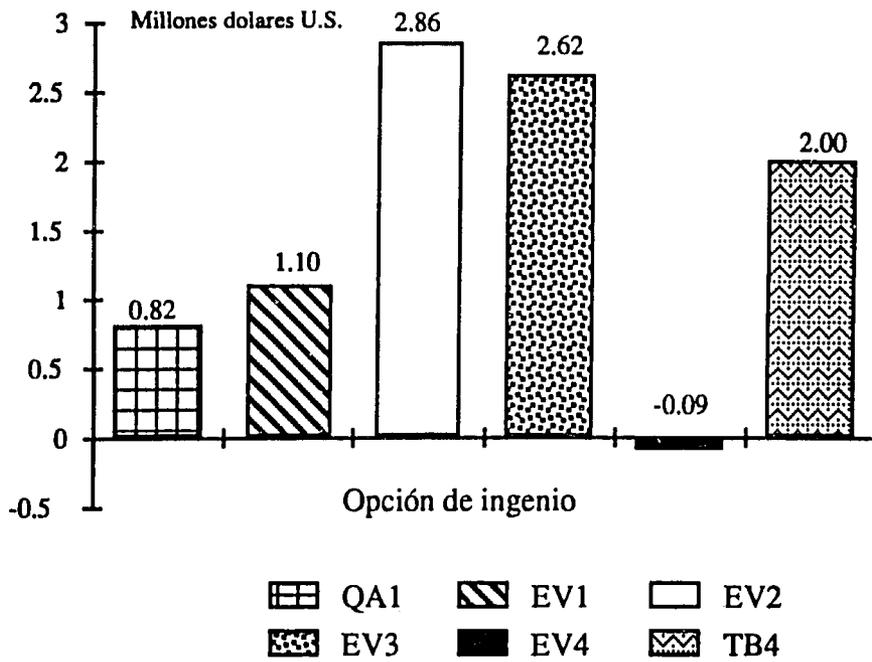


Ilustración 3.3b
Análisis del Valor Actual Neto Económico Caso Base

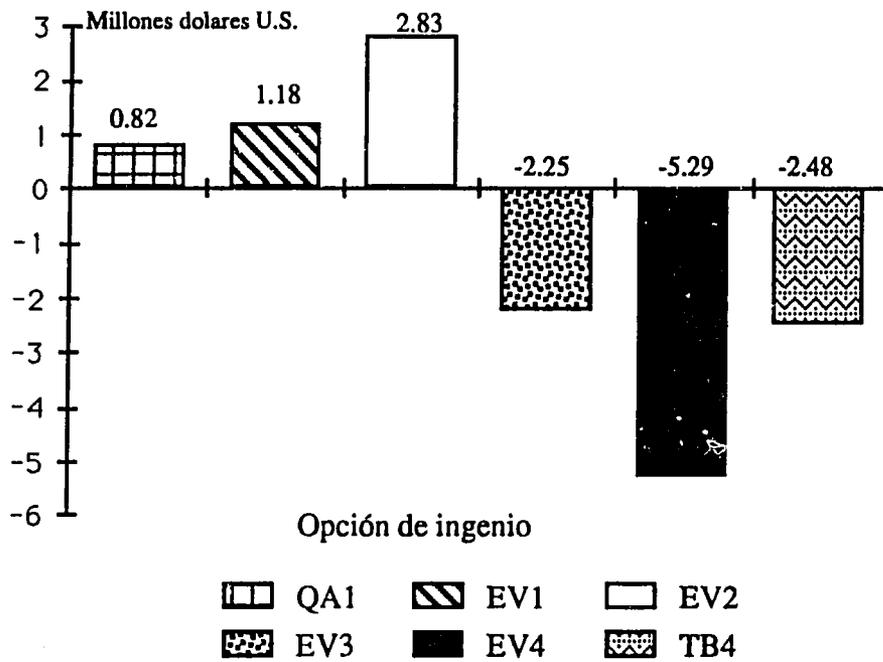
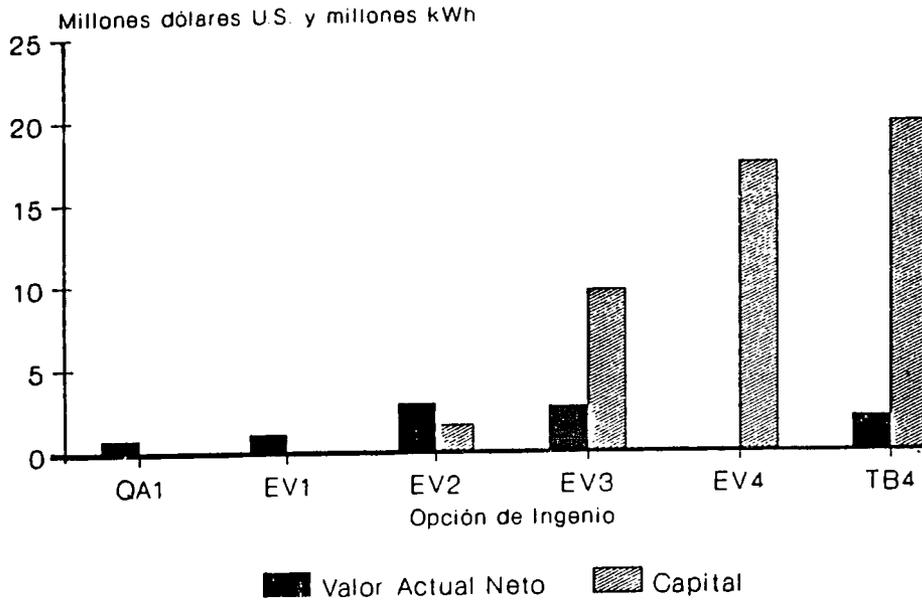
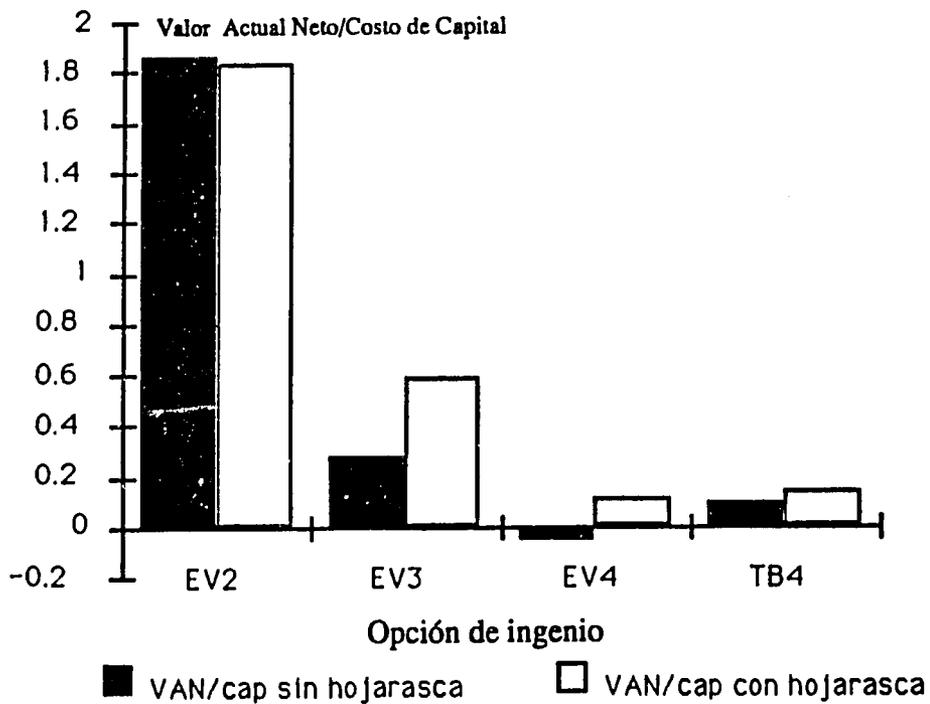


Ilustración 3.4a
EL VAN Financiero y las Necesidades
de Capital



Valor Actual Neto es antes de impuestos.

Ilustración 3.4b
Razón del Valor Actual Neto Financiero a
Capital con y sin Rastrojo



Valor Actual Neto es antes de impuestos.

Cuadro 3.6
Beneficios Financieros y Características de los Sistemas de Energía a
Base de Caña
(1988)

Ingenio	VAN* (M US\$)	Capital (M US\$)	Divisas Extranjeras (M US\$)**	Exportación de Energía Electr. (M KW/año)
Nivel 1				
QA1	0.82	0.00	0.00	2.5
EV1	1.10	0.00	0.08	1.6
Nivel 2				
EV2	2.86	1.54	-0.33	9.6
Nivel 3				
EV3	2.62	9.59	-6.70	91.9
Nivel 4				
EV4	-0.09	17.31	-8.71	101.6
TB4	2.00	19.77	-8.23	104.0

* VAN Financiero sin impuestos.

** Las divisas extranjeras representan las necesidades directas totales de moneda extranjera (sin precios sombra) de la opción de inversión, o sea, el total de moneda extranjera ahorrado del petróleo desplazado en un ingenio menos las necesidades de moneda extranjera para erogaciones de capital y de operación. Los valores negativos indican salidas netas para el país emanadas de una opción de inversión. Sin embargo, obsérvese que este valor no incluye los ahorros indirectos de divisas extranjeras para el país provenientes de la sustitución de electricidad generada a base de diesel por electricidad de la caña. En el Cuadro 3.7 véase incluidos tales beneficios.

3.5 Analisis de los VAN financieros en el mejor de los casos, el caso base y el peor de los casos

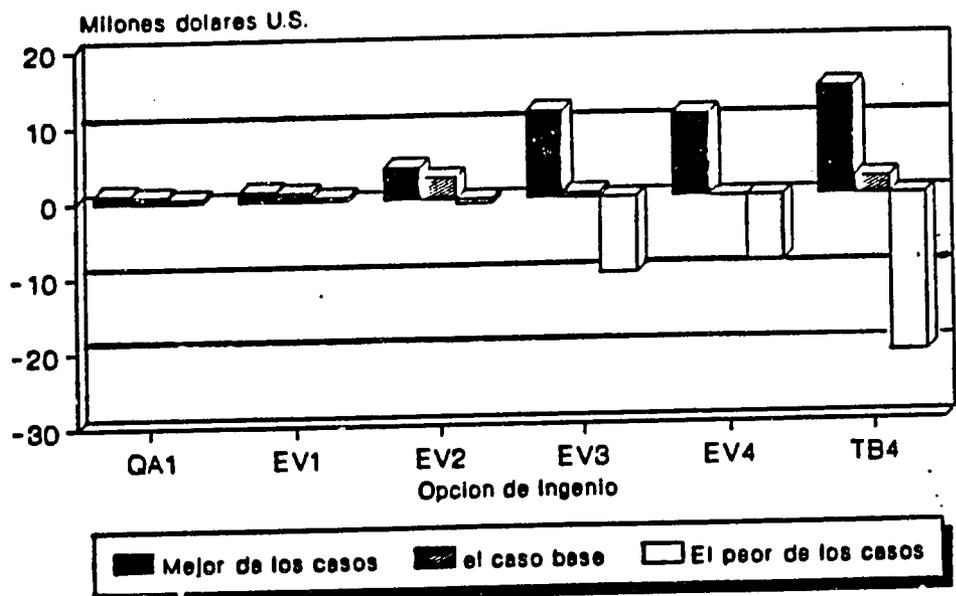
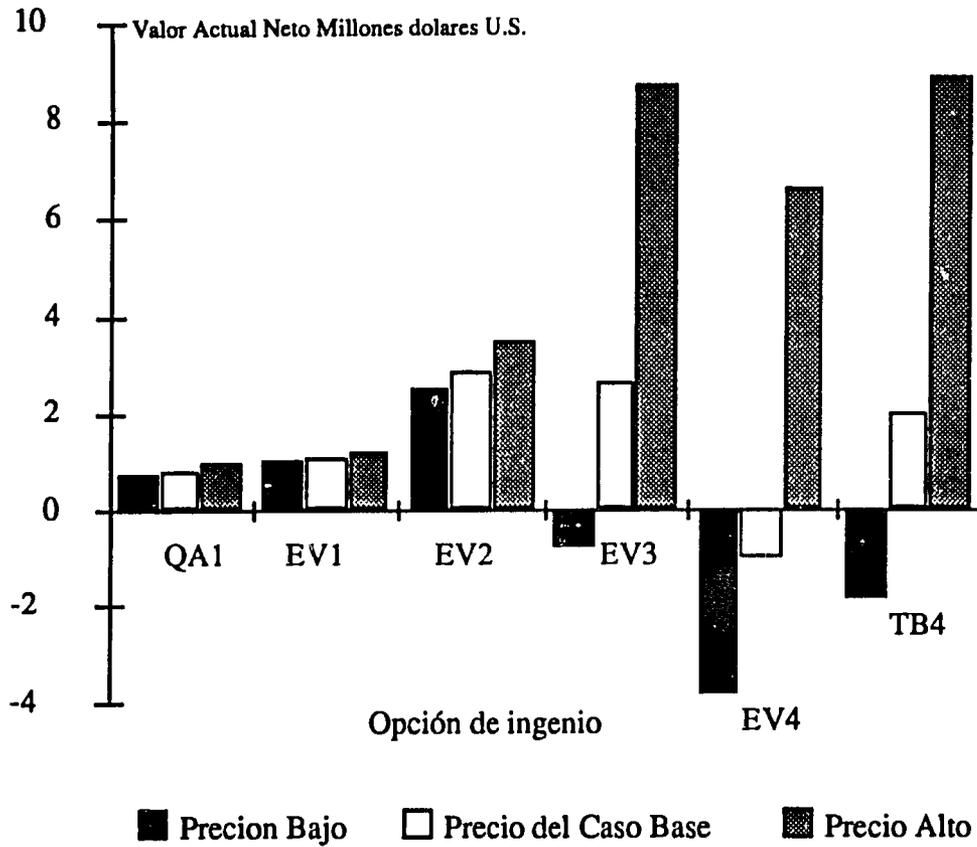


Ilustración 3.6 Análisis Financiero de Sensibilidad del Precio de la Electricidad



de alta generación de energía son más elásticos a cambios en el precio del aceite. Como lo han hecho recientemente, los precios residuales del aceite combustible podrían bajar. Para dar cuenta de esto, un escenario de precio bajo (US\$14/bbl) demuestra que una caída de éstas, si se mantiene con una inflación anual del 2% en términos reales después del año 5, podría levantar significativamente los VANs financieros de los sistemas de energía cañera (Ilustración 3.7b y Cuadro B.4).

Además de los beneficios para cada uno de los ingenios en particular, el país obtiene importantes ahorros de moneda extranjera a través del desplazamiento del petróleo por la producción de energía con caña. Se obtienen beneficios provenientes de (1) el desplazamiento de usos anteriores de electricidad y petróleo directamente en el ingenio y (2) el desplazamiento de uso de aceite diesel en estación central por la porción de energía cañera exportada y que se generó con bagazo. Los ahorros anuales netos para los ingenios en este estudio van desde \$123,000 a \$2.2 millones por año, lo cual sobre una vida de 20 años asciende a significativos ahorros de moneda extranjera para Costa Rica (Ilustración 3.7c). Si se generaliza a partir de estos hallazgos hacia la posibilidad potencial más amplia para la producción de energía cañera en el país, se tendría ahorros anuales en importación de petróleo de hasta \$7 millones por año (Cuadro 3.7).

Efectos de sustituir aceite por hojarasca de caña

La recolección de hojarasca de caña es una opción experimental pero con posibilidades emocionantes mediante la cual los ingenios pueden complementar su abastecimiento de biomasa y desplazar el uso de aceite fuera de temporada. Los experimentos con hojarasca de caña por parte de compañías azucareras en la República Dominicana y en Filipinas (Gowen, ed. 1987) al igual que ensayos en progreso en Tailandia y Jamaica bajo el Proyecto de Sistemas de Bioenergía y Tecnología de la Oficina de Energía de la AID están demostrando la factibilidad técnica de la recolección de hojarasca. Por cuanto la recolección de hojarasca en Costa Rica no es cosa probada comercialmente, los costos de la hojarasca usados en los modelos todavía son hipotéticos. Un análisis de sensibilidad de los precios de hojarasca muestra que los VANs caen a medida que aumentan los precios (Ilustración 3.8). Sin embargo, los VANs son relativamente inelásticos a los aumentos en los precios de la hojarasca, por cuanto los costos de la hojarasca son una porción pequeña de los costos totales. Un aumento del 50% en los costos de la hojarasca de \$10/tonelada a \$15/tonelada, redujo los VANs tan solo 30% en las opciones EV2, EV3, EV4 y TB4. Sustituir el petróleo por hojarasca durante unos 42 días al año en las opciones EV1-4 y TB4 aumenta los réditos netos en 4% a 18% (Ilustración 3.9 y Cuadro 3.8). En EV1, los réditos netos disminuyen cuando se agrega la hojarasca por cuanto la hojarasca no es sustitutivo del aceite tal como en las demás opciones. En todos los demás casos, se realiza tres beneficios importantes. Primero, los ingenios devengan más dinero si usan hojarasca. Segundo, el país esta ahorrando moneda extranjera mediante el uso de hojarasca en vez de petróleo y tercero, se está empleando más trabajadores rurales. El impacto más dramático de hojarasca como combustible se encuentra en la opción del Nivel 3, la cual se vuelve la más atractiva de todas y por mucho la menos vulnerable a cambios en los precios del aceite.

Ilustración 3.7a Análisis Financiero de la Sensibilidad del Precio del Crudo

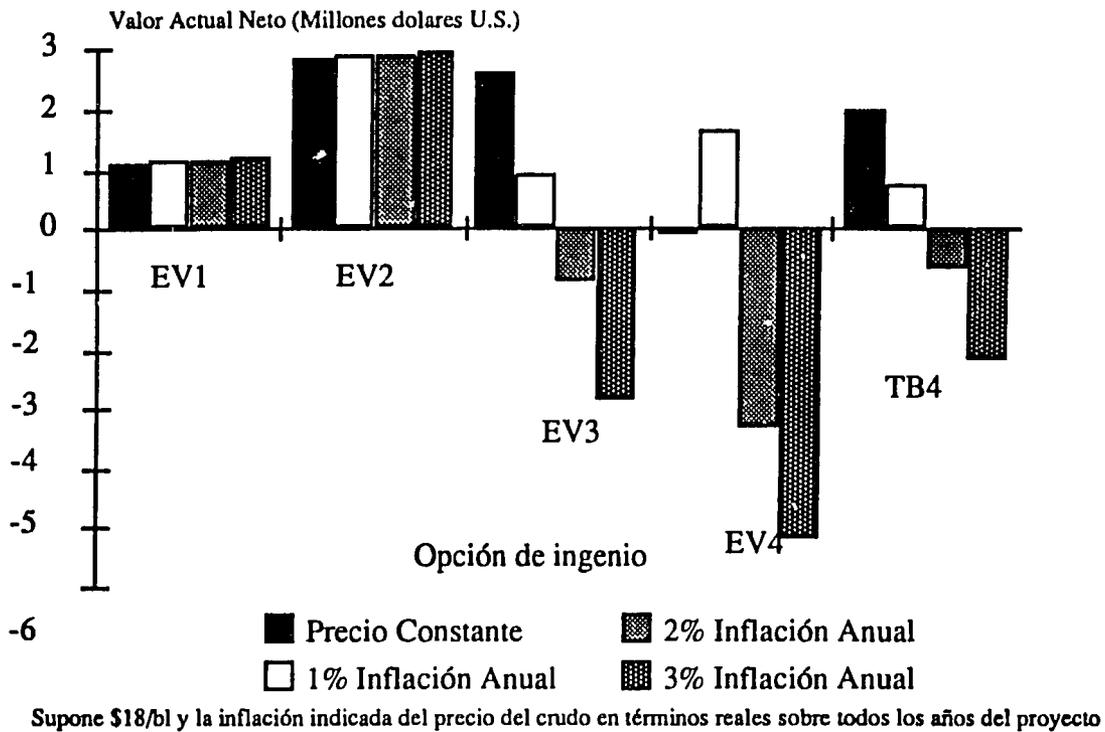
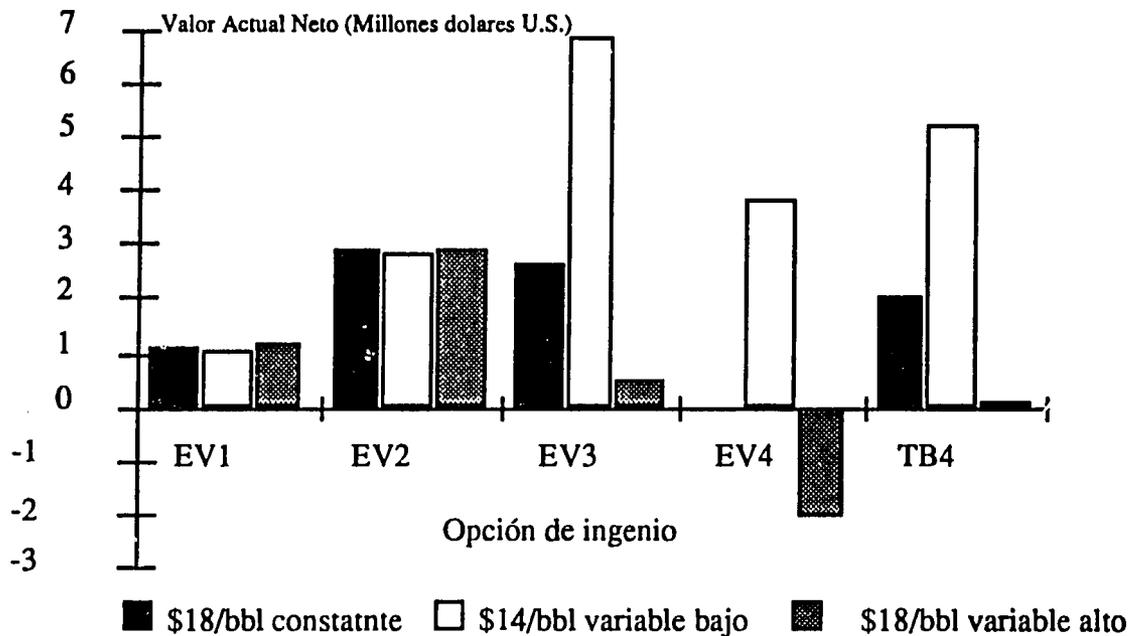
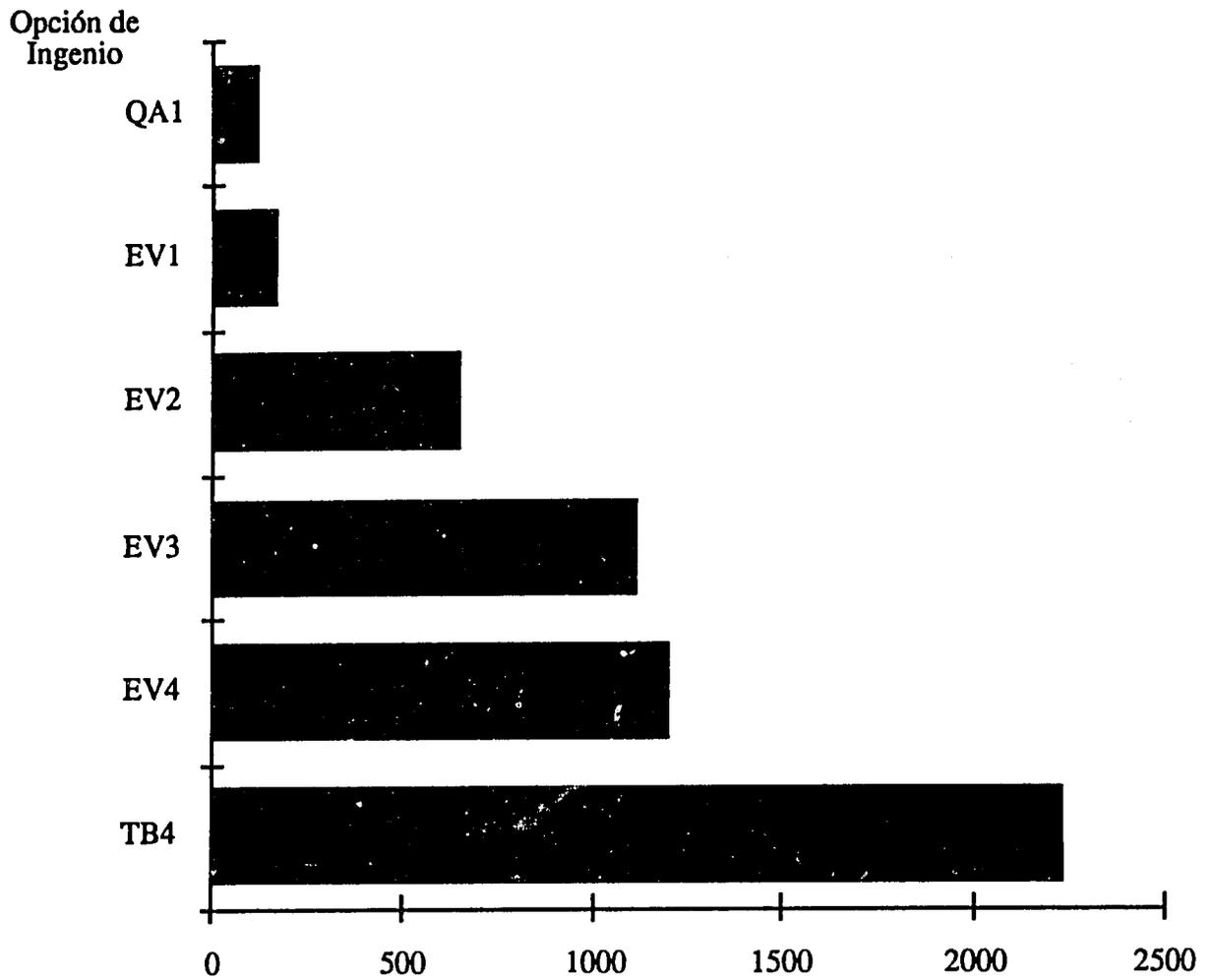


Ilustración 3.7b Análisis Financiero de la Sensibilidad del Precio del Crudo - Precio Variables



El escenario variable supone una inflación anual de 2% en el precio del crudo después del año 5; el escenario constante no tiene inflación en términos reales a lo largo del proyecto.

Ilustración 3.7c
Ahorros Anuales de Petróleo por Ingenio
(Miles de Dólares U.S. por Año)



Supone \$18/bl.

Cuadro 3.7
Ahorros Presuntos de Petróleo Provenientes
de la Energía de Caña en Costa Rica

Producción de Energía Eléctrica	Ingenios (Núm.)	Ahorros Netos de petróleo (M US\$/año)
Excedente	15	1.88
Todo el año	5	5.00

Supone 5 ingenios grandes a \$1 Millón de ahorros por ingenio produciendo energía eléctrica todo el año y 15 ingenios tienen \$125,000 de ahorros por ingenio para excedentes en producción de energía eléctrica.

Efectos de sustituir aceite por carbón mineral

Los ingenios costarricenses no están familiarizados con el uso de carbón como combustible complementario y el análisis del "Caso Base" supone que tales ingenios recurrirán al aceite combustible como su primer combustible complementario cuando se les agote el bagazo. Sin embargo, el castigo que se paga por usar aceite combustible es alto y los réditos pobres en las inversiones mayores (Niveles 3 y 4) reflejan este hecho. Un repaso de los recursos de carbón que podrían ser usados revela que el carbón importado es significativamente menos costoso que el carbón local en base a BTU entregados (véase Apéndice E), y podrá ser incluso menos costoso que el aceite importado en el caso base escogido (US\$18/bb).

Un análisis de sensibilidad con el uso del carbón de precio más bajo disponible para el ingenio El Viejo (carbón de 12,825 BTU procedente de Chile) revela que este combustible menos costoso aumentaría significativamente los réditos para inversiones del Nivel 4—en el caso de TB4 de US\$2 millones a US\$3.62 millones (Ilustración 3.10). Estos hallazgos, sumados a aquellos respecto a la sensibilidad de la hojarasca, sugieren que los ingenios en condición de conseguir un suministro de residuos del campo tanto como carbón de bajo costo estarían bien servidos en considerar la reposición de sus sistemas de calderas por completo. Sin embargo, continuarían vulnerables a los cambios en el precio de estos combustibles.

Ilustración 3.8 Análisis Financiero de la Sensibilidad del precio de la hojarasca

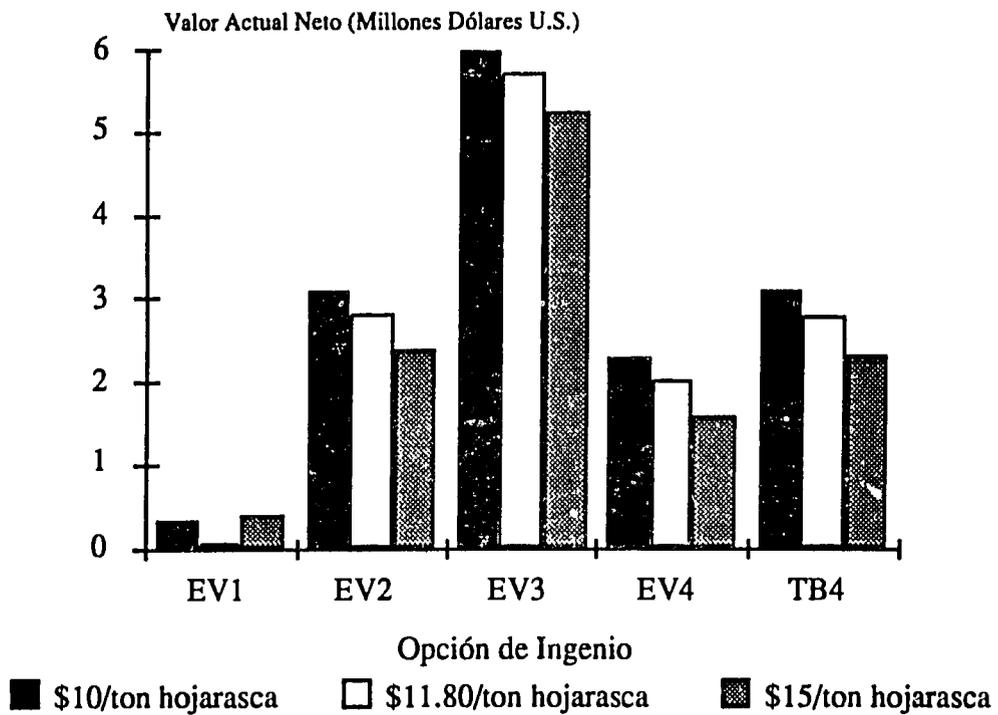
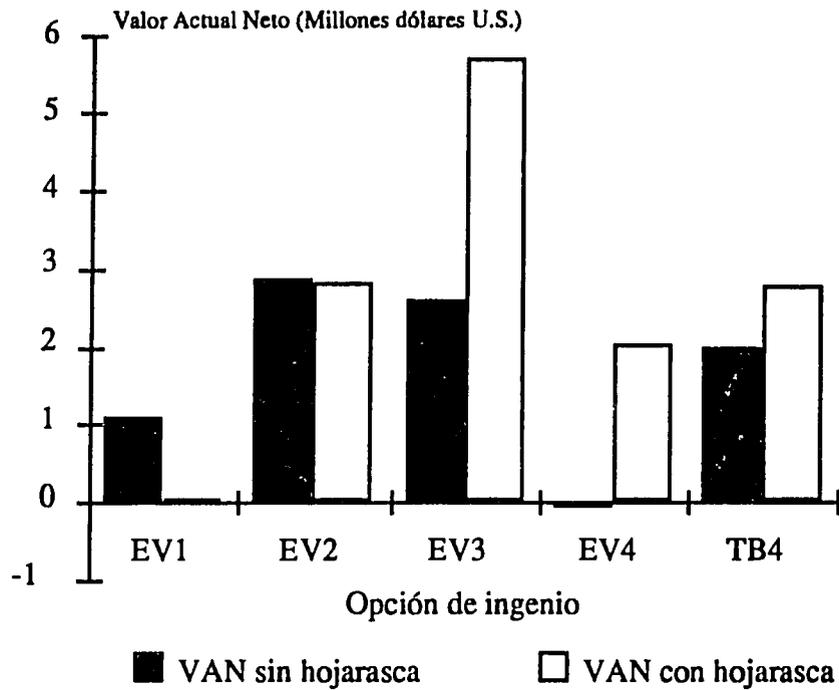


Ilustración 3.9 VAN con y sin Hojarasca



Cuadro 3.8

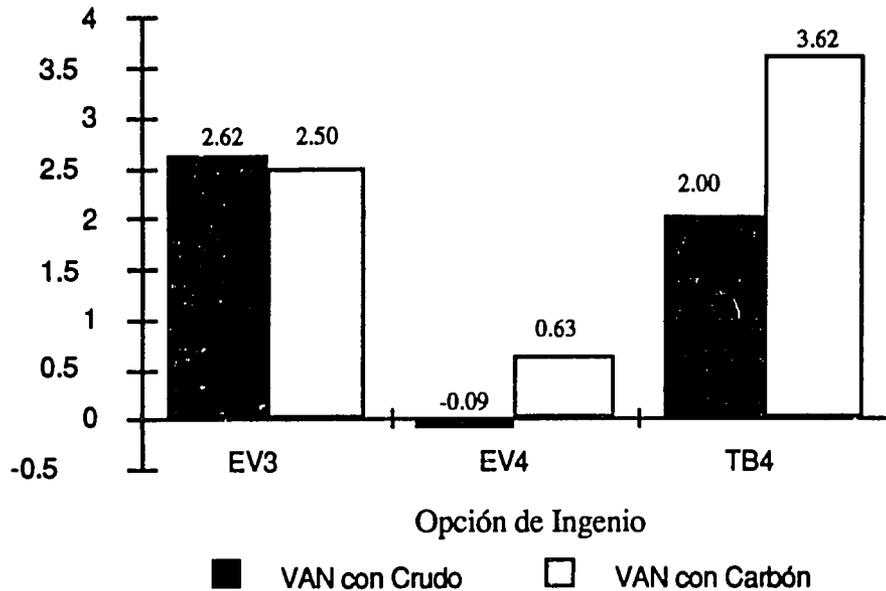
Beneficios Financieros y Características de los Sistemas de Energía de Caña con Hojarasca (1988)

Ingenio*	VAN (M US\$)	Capital (M US\$)	Divisas Extranjeras (M US\$)**	Exportación de Energía Electr. (M KW/año)
Nivel 1				
QA1	0.82	0.00	0.00	2.5
EV1	1.10	0.00	0.08	1.6
EVIT	0.05	0.00	0.08	3.5
Nivel 2				
EV2	2.86	1.54	-0.33	9.6
EV2T	2.82	1.54	-0.33	13.8
Nivel 3				
EV3	2.62	9.59	-6.70	91.9
EV3T	5.70	9.73	-5.94	91.9
Nivel 4				
EV4	-0.09	17.31	-8.71	101.6
EV4T	0.02	18.04	-8.17	101.6
TB4	2.00	19.77	-8.23	104.0
TB 4T	3.00	19.77	-7.68	102.0

* Las opciones de ingenio seguidas por una "T" usan hojarasca como combustible.

** Las divisas representan las necesidades directas totales de moneda extranjera (sin precios sombra) de la opción de inversión, v.g., el total de moneda extranjera ahorrado del petróleo desplazado en un ingenio menos las necesidades de moneda extranjera para erogaciones de capital y de operación. Los valores negativos indican flujos netos para el país emanados de una opción de inversión. Sin embargo, obsérvese que este valor no incluye los ahorros indirectos de divisas para el país provenientes de la sustitución de electricidad generada a base de diesel por electricidad de la caña. En el Cuadro 3.7 véase incluidos tales beneficios.

Ilustración 3.10
Análisis Financiero de Sensibilidad
de la sustitución de Aceite vs. Carbón



Electricidad con caña de azúcar vs. otras opciones para la empresa de servicio eléctrico

La empresa de servicio eléctrico de Costa Rica tiene serias cuestiones económicas y de cronología que considerar al desarrollar su plan de expansión de la generación de electricidad. El ICE necesita escoger una estrategia de expansión de menor costo que habrá de mantener bajas sus tarifas. Sin embargo, las opciones más atractivas de menor costo, tales como la geotérmica o hidro, tienen tiempos de antelación muy prolongados y el ICE está bajo presión de invertir inmediatamente en capacidad adicional de carga fundamental. La empresa de servicio eléctrico está pagando muy caro por su dependencia en generación de energía a base de turbinas a gas y aceite diesel, mientras el país está expuesto a perder su ventaja competitiva para atraer nuevas industrias de exportación por cuanto la empresa eléctrica no puede ofrecer con seguridad a las compañías locales y extranjeras electricidad confiable y suficiente.

Implícito en los análisis de sensibilidad que precedieron para el precio del combustible en los sistemas de energía a base de la caña se tiene una comparación con las opciones de menor costo planeadas por el ICE. En la actualidad, el ICE debe depender de unidades de diesel o turbinas a gas a lo largo de la estación seca (el verano) para satisfacer su demanda de carga máxima y en horas de menos carga; y en la estación lluviosa debe depender de diesel para horas de carga máxima pero de una mezcla de hidro y aceite combustible para horas de menos carga. Los únicos sistemas que puede desarrollar el ICE a corto plazo son sistemas con diesel y con turbinas a gas. El ICE paga 7 US centavos/KWh con base en sus sistemas existentes de diesel/gas. Obsérvese que este es un costo promedio, no es el costo de las unidades a diesel nuevas o rehabilitadas, v.g., no es el costo evitado (marginal) de corto plazo. Los costos evitados plenos para unidades térmicas a diesel aparecen dados en el Cuadro 3.3.

Los costos marginales de más largo plazo reflejan la integración de unidades geotérmicas en la red. Los planes de largo plazo del ICE contemplan incorporar suficiente energía geotérmica, y posiblemente de carbón, para sustituir una buena parte de su uso de diesel/turbinas a gas. Por causa de demoras bastante recientes en los planes geotérmicos del ICE no se espera que tales opciones vayan a ser incorporadas sino hasta mediados de la década de 1990 y no al principio. Por causa de estas demoras, el escenario de precio alto de la electricidad presentado en la Ilustración 3.6 parece representar la estimación más realista de réditos sobre inversión en energía a base de la caña de azúcar. El Apéndice C presenta la información y los supuestos en los cuales se ha basado el análisis.

En el corto plazo, las inversiones en energía a base de la caña de azúcar en todos los niveles propuestos son la opción de menor costo para el país. Es más, a diferencia de otras opciones, éstas parecen ser las únicas alternativas realistas de combustible autóctono disponible para Costa Rica en el corto plazo. Cuando se les combina con los resultados presentados en la Figura 3.7c que muestra los ahorros anuales en petróleo para cada ingenio, la energía proveniente de los residuos de la caña de azúcar se vuelve incluso más atractiva para el país como una opción seria de generación de electricidad.

Efectos de cambios en las tasas activas de los préstamos

Los ingenios reconocen que la tasa que se cobra para préstamos es decisiva en la habilidad de éstos para invertir en la producción de electricidad para la venta a la red. Los casos base suponen la disponibilidad de préstamos blandos al 11% en términos nominales, condiciones atadas a tomar en préstamo y cancelar en moneda extranjera. Un análisis de tasas de interés nominales diferentes para préstamos en colones (Ilustración 3.11 y Cuadro B.5) demuestra que el Nivel 2 tiene la flexibilidad más grande en términos de tasas aceptables (obsérvese que el Nivel 1 supone cero costos de capital). Aunque todavía positivos, incluso los réditos para el Nivel 2 caen en 30% si se hace necesaria una tasa de la banca privada. Las inversiones moderadas comienzan a perder dinero a las tasas "nacionales", a no ser que, tal como se muestra más adelante, que el aceite combustible pueda ser sustituido por hojarasca. Las inversiones altas dan un rendimiento negativo una vez que se cobra tasas de la banca nacional o privada.

Estos resultados indican que las inversiones de capital moderadas y altas, las cuales producen la mayor energía, son extremadamente vulnerables a las tasas de interés altas. De ser importante para Costa Rica generar el máximo de energía a partir de los ingenios en el corto plazo, tales ingenios podrán requerir acceso a las clases de tasas preferenciales disponibles hoy día al ICE.

Efectos del factor de despacho de la empresa de servicio eléctrico

Tal como se observa en la Ilustración 3.12, los valores actuales de los sistemas de energía cañera dependen en alto grado de vender toda su energía exportable a la red, v.g., logrando altos factores de despacho y entrega. Los factores de despacho bajos (menos de 75%) resultan en una subutilización del capital en planta eléctrica. Obsérvese que los ingenios que esperan tener un factor de despacho significativamente menor que 90-100% pueden encontrar configuraciones técnicas alternas más eficientes para aumentar la flexibilidad en generación.

Ilustración 3.11
Análisis Financiero de la Sensibilidad en la Tasa para Préstamos

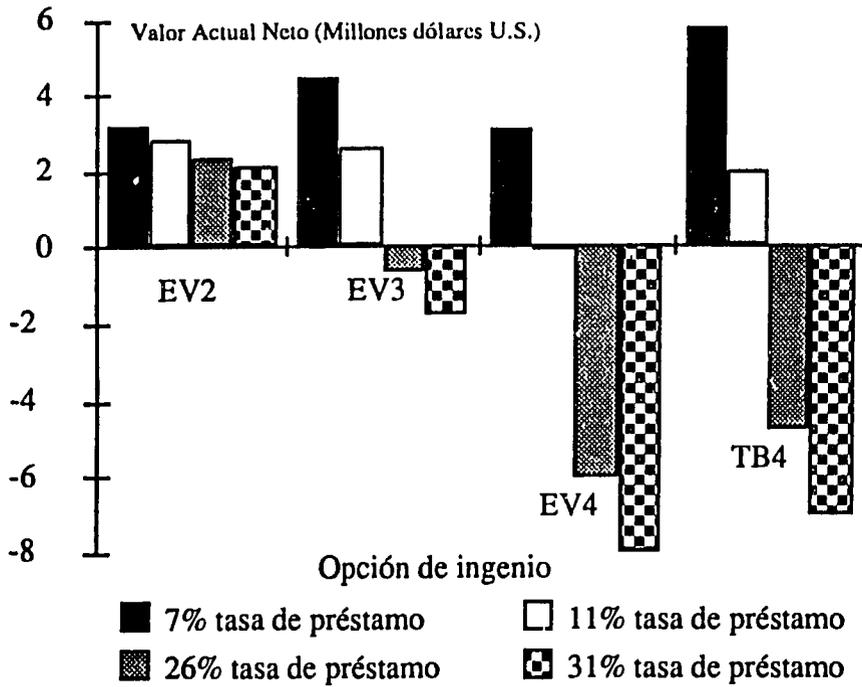
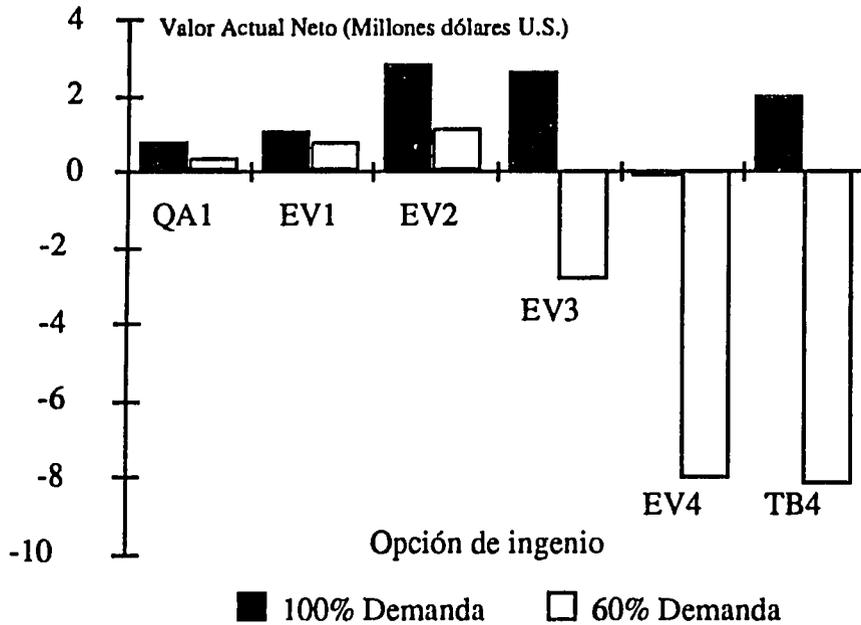


Ilustración 3.12
Análisis Financiero de Sensibilidad para el Factor de Aprovechamiento de la Instalación



El factor se refiere a la entrega diaria de energía eléctrica al servicio eléctrico por parte del ingenio como porcentaje de la energía disponible.

Efectos de cambios en las tasas de descuento

Las tasas de descuento parecen tener menos importancia para los réditos netos que otros factores en el análisis. Se ha usado varias tasas en el análisis, una tasa económica baja (10%), la tasa vigente empleada por parte de organismos nacionales e internacionales (12%) y dos tasas más elevadas (15% y 25%) que van más acorde con las tasas de interés nominal que rigen en el país.

Así como se muestra en el Cuadro 3.9, las tasas menores aumentan los valores actuales netos, salvo en el caso para EV4. Sin embargo, a una tasa de descuento de 25%, los VANs todavía continúan positivos, indicando que incluso si los negocios o el país asignan un costo de oportunidad alto al valor del dinero, las inversiones en sistemas de energía cañera lucen atractivas.

Beneficios presuntos, riesgos y necesidades normativas

Los sistemas de energía cañera hacen sentido económico para la industria azucarera y el país bajo una diversidad de condiciones. Los escenarios de excedentes medianos de energía con moderados cambios de capital y técnicos en el ingenio producen los réditos netos totales más altos salvo que se tenga disponibilidad de hojarasca del campo, en cuya ocasión es la opción de producción de energía durante el año entero al Nivel 3 la que se torna la más atractiva. Un planteamiento conservador sería hacer que los ingenios comiencen a suplir al ICE con energía excedente en épocas de zafra, lo cual no requiere inversión de capital y siempre asegura réditos positivos. Una vez establecida la habilidad de los ingenios para proporcionar energía de manera firme, los ingenios entonces podrían agregar equipo (e.g. turbinas superpuestas) para impulsar las ventas. Finalmente, si resulta un éxito la recolección de hojarasca, entonces inversiones ulteriores disminuirían la dependencia que tiene el país de las importaciones de aceite o carbón.

La producción de electricidad a partir de los ingenios para la mayoría de las opciones también ofrece beneficios esenciales al país. Se estará creando nuevas actividades económicas y puestos de trabajo en las zonas rurales, zonas las cuales tienen pocas alternativas económicas. Los escenarios de energía baja que no conllevan compromisos de capital son los menos riesgosos y ofrecen réditos atractivos. Estos solamente ponen a la disposición pequeñas cantidades de electricidad para la red. En cambio, los escenarios más altos en energía proporcionan más electricidad a la empresa de servicio eléctrico pero tienen implicaciones de capital y de moneda extranjera diferentes. El país dispone de electricidad adicional en los escenarios altos en energía sin incurrir en deuda del sector público más bien recurriéndose a la habilidad del sector privado para producir un producto nuevo eficientemente a costos más bajos de largo plazo. La moneda extranjera se hace necesaria pero probablemente menos por unidad de energía entregada a partir de los sistemas energéticos cañeros que bajo los planes de expansión de corto plazo del ICE.

En términos de electricidad total abastecida a la red, los escenarios altos en energía son los más atractivos para Costa Rica. Riesgos importantes los hay asociados con dichas opciones pero ciertamente son controlables. En orden descendente, los riesgos más grandes en magnitud de proyecto identificados por este estudio circundan los precios de compra de electricidad y de otros combustibles, tasas de interés de los préstamos y la programación diaria de energía.

Cuadro 3.9
VAN para Sensibilidades en la Tasa de Descuento
(Millones US\$)

Ingenio	Tasas de Descuento (%)			
	7%	11%	26%	31%
Nivel 1				
QA1	0.92	0.82	0.70	0.47
El Viejo				
EV1	1.25	1.10	0.93	0.61
EVT	0.04	0.05	0.06	0.08
Nivel 2				
EV2	3.24	2.86	2.42	1.55
EV2T	3.17	2.82	2.41	1.59
Nivel 3				
EV3	2.67	2.62	2.50	2.03
EV3T	6.19	5.70	5.08	3.66
Nivel 4				
EV4	-0.03	-0.09	-0.10	0.23
EV4T	2.12	2.02	1.85	1.30
Taboga				
TB4	2.12	2.00	1.18	1.21
TB4T	3.04	2.79	2.46	1.60

Apéndice A

Producción eficiente de vapor y su uso para la generación de electricidad en ingenios azucareros costarricenses

Introducción

La industria azucarera costarricense puede producir más energía en la actualidad de lo que se necesita para las operaciones fabriles durante la temporada de molienda o zafra; sin embargo, la industria podría extender su capacidad para producir excedentes de energía sin una inversión mayor de capital mediante el mejoramiento de la eficiencia en la producción de vapor y su uso en el ingenio. Específicamente, los ingenios podrían:

- a. Maximizar la cantidad de vapor producida por tonelada de bagazo mejorando el equipo o el manejo. Al nivel más sencillo, el costo para aumentar la eficiencia no puede exceder los ingresos adicionales producidos por la venta de excedentes de electricidad generada con el vapor adicional.
- b. Adoptar métodos prácticos y eficaces en relación con el costo para almacenar y manejar el bagazo de manera que permita la operación del equipo generador de energía después de que el ingenio haya dejado de moler.
- c. Reducir el vapor usado para la producción de azúcar mediante el cambio de las prácticas de manejo y haciendo mejoras o reponiendo equipo de procesamiento.

La industria azucarera costarricense podría producir electricidad el año entero si se llegase a encontrar un combustible suficientemente barato para ser usado en las calderas de los ingenios después que se agote el bagazo. El monto que pueda llegar a pagar la industria del azúcar por concepto de combustible naturalmente depende del precio que reciban por la electricidad y la eficiencia con la cual su equipo existente puede convertir el combustible en electricidad. La mayoría de los ingenios necesitará instalar equipo más eficiente de combustión y generación a fin de generar electricidad rentablemente después que se agote el bagazo dado el costo de otros combustibles disponibles y dado el precio probable para la electricidad.

Para ingenios pequeños, es probable que la mejora potencial en eficiencia de conversión no será suficientemente grande como para justificar inversiones en equipo nuevo. Si están ubicados relativamente cerca de los ingenios grandes, entonces los ingenios pequeños podrán encontrar más rentable vender cualquier excedente de bagazo que puedan producir a los ingenios más grandes y más eficientes en vez de producir ellos mismos (los ingenios pequeños) los excedentes de electricidad.

Este Apéndice se ocupa de un número de factores que afectan la eficiencia en la producción de vapor y su uso en los ingenios azucareros. Por lo general, se puede diseñar un ingenio azucarero moderno para que funcione con insumos de vapor bastante reducidos por tonelada de caña. Para ingenios de azúcar crudo, la demanda de vapor para procesamiento puede variar desde 24.0% en caña, donde el objetivo lo constituye el ingreso por concepto de subproducto mediante una máxima producción de energía, hasta 50% en caña donde el objetivo es minimizar la producción de excedentes de bagazo. Los ingenios de azúcar blanca de plantación mediante sulfitación usarán 5% a 10% más vapor que los ingenios de azúcar cruda, variando el porcentaje según el tipo de sistema de ebullición de azúcar en tachos usado y la eficiencia en el uso del agua en los tachos y la aplicación y separación de sirope de lavado en las centrífugas.

Factores que afectan la producción eficiente de vapor

Producción de bagazo de bajo contenido de humedad

Como es bien conocido, el bagazo con un más bajo contenido de humedad tiene un valor calorífico mayor y mejores características de quemado en los hornos. Una buena preparación de la caña seguido de un buen control de la molienda y distribución de la maceración puede proporcionar de una manera consistente bagazo en la gama de humedad de 46.0% a 50.0%. La emisión neta de calor en BTU por libra de bagazo seco habrá de variar desde 6,510 a un contenido de humedad del bagazo de 50% hasta 6,680 con un 46 por ciento de humedad. La Ilustración A.1 muestra como las humedades más bajas en el bagazo afectan el desempeño en caldera; a medida que disminuye la humedad en el bagazo (1) la energía consumida por los abanicos disminuye, (2) disminuye también el aire de combustión necesario, (3) el valor calorífico del bagazo aumenta, y (4) aumenta la eficiencia de la caldera.

Las temperaturas de combustión en hornos aumenta cuando se quema bagazo con un contenido menor de humedad. Por ejemplo, con un contenido de humedad del 50% la temperatura en horno será 1,800-1,900 grados F; a 35% la temperatura será 2,100-2,200 grados F y a un 20% la gama está en 2,600-2,800 grados F. Se ha visto que las altas temperaturas de combustión causan escorificación de horno y problemas de refractación.

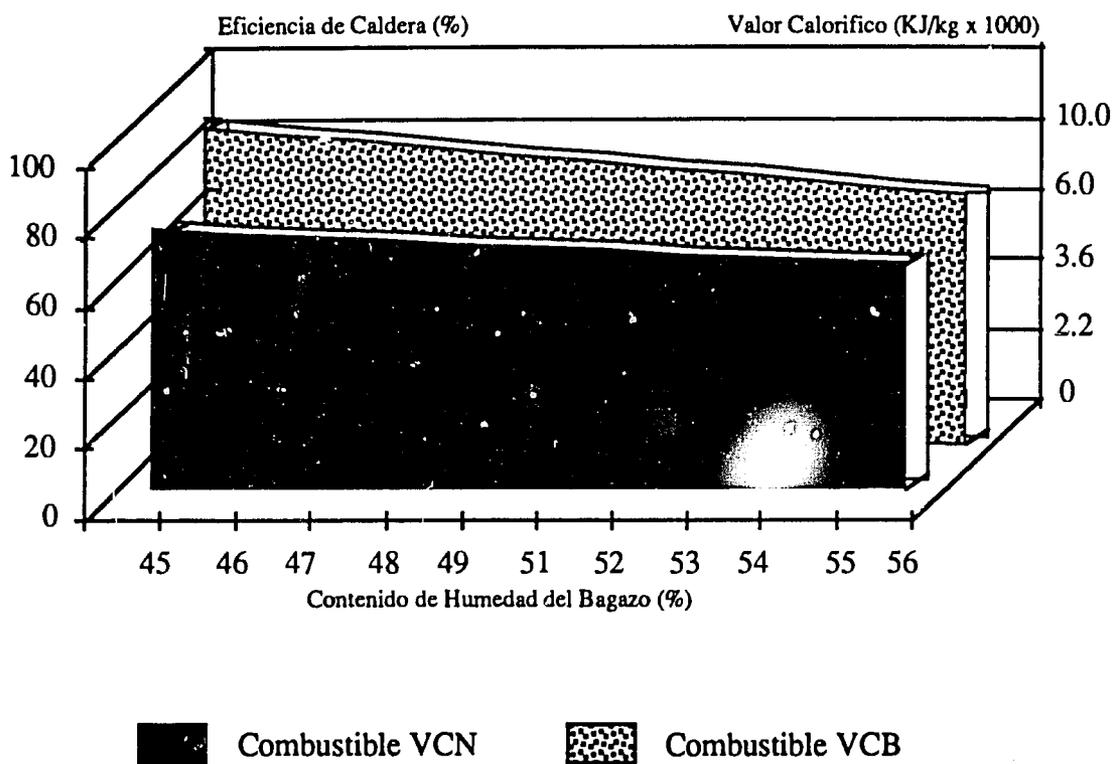
El desplazamiento y la fuga de aire hacia el interior de la caldera, la coraza de la caldera y los conductos de los gases de combustión deberá mantenerse a un mínimo. El exceso de aire de combustión apenas deberá ser suficiente para proporcionar una mezcla apropiada en el horno y proporcionar suficiente aire de combustión. El aislamiento debe ser adecuado.

Equipo de recuperación de calor

Los calentadores de aire que funcionan a base de los gases de combustión de la caldera son hoy día de uso común en los ingenios azucareros costarricenses; no se conoce si están calentando suficientemente el aire de combustión. El calor contenido en los gases de combustión de la caldera que normalmente se perdería por la chimenea se usa para precalentar el aire de combustión. Calentar aire de combustión antes que ingrese a la caldera mejora la combustión del bagazo y la eficiencia de la caldera. Se sugiere una temperatura de 410 grados F hasta 500 grados F como límite superior para el aire de combustión que va al fondo con un límite real dependiendo del diseño del horno mismo. También, para evitar la corrosión, las temperaturas mínimas en metal a 80% de carga MCR de la caldera no debiera ser menor a 260 grados F cuando están quemando bagazo únicamente. Al quemar combustibles más altos en azufre la temperatura del metal deberá ser más alta; por ejemplo, 3% de azufre en el combustible exigiría una temperatura de metal superior a 290 grados F.

Economizadores, al igual que precalentadores de aire proporcionan beneficios por partida doble. Aparte de recuperar calor de los gases de combustión que de lo contrario se desperdiciaría, éstos también calientan el agua que alimenta las calderas a una temperatura que se acerca a la del agua en el tambor de alimentación de la caldera. Sin embargo, el agua calentada mediante economizador no debe acercarse dentro de 50 grados F de la temperatura del agua en el tambor de alimentación de la caldera para evitar golpes de ariete en el economizador. A menudo se usa calentadores del agua de alimentación de caldera para levantar la temperatura del agua de alimentación de calderas. A veces aumentar la

Ilustración A.1
Cambios en Eficiencia de Caldera como
Respuesta a Contenido de Humedad del Bagazo



VCN — Valor Calorifico Neto
 VCB — Valor Calorifico Bruto

51

temperatura del agua de alimentación reduce la carga de transferencia de calor en la caldera haciéndola más eficiente.

Para maximizar la recuperación del calor de los gases de combustión que de lo contrario se perderían, es necesario usar un economizador seguido de un calentador de aire. Normalmente, esto habrá de reducir la temperatura del gas de combustión desde cerca de 300 grados F a 600 grados F. Un número de ingenios hawaianos han instalado secadores de tambor rotatorios de gas de combustión de dos vías tipo Rader para secar su bagazo desde un contenido de humedad de 45% reduciéndolo hasta 35 a 40 por ciento. Se instala estas unidades después del economizador y calentador de aire. Si la temperatura del gas de combustión de salida desciende por debajo del punto de condensación o saturación, entonces ocurren problemas de corrosión en los componentes de acero dulce.

Purga de la caldera

La purga deberá mantenerse en la gama de 3.0% a 5.0% preferiblemente a base de purga continua. La instalación de tanques de centelleo o sea tanques de conversión instantánea en el sistema de purga recuperará 60% a 70% del calor de purga para su uso como vapor de descarga. El condensado a partir del tanque de conversión instantánea puede ser recuperado para su uso como agua de reemplazo o de complemento en la alimentación de agua a la caldera.

Calentador del aereador del agua de alimentación de caldera

Los calentadores desaeradores de agua de alimentación de caldera son usados para barrer y expulsar oxígeno del agua de alimentación de caldera y calentar el agua de alimentación de caldera hasta 250 grados F con vapor de conversión instantánea de purga o con vapor de descarga. Aumentar la temperatura del agua de alimentación reduce la carga de transferencia de calor en la caldera.

Efecto de la capacidad del bagazo en pérdidas de calor de caldera

El cuadro siguiente muestra el efecto adverso de un combustible de bagazo de baja calidad en términos del contenido de humedad y alto contenido de ceniza. Si se quema un combustible alto en ceniza, entonces como medida para contrarrestar esto el contenido de humedad deberá ser bajo, preferiblemente inferior a 35%. De este modo se mejora la característica de ignición y así llamada "capacidad de quemado"; también el carbón no quemado en la ceniza del horno se ve reducido considerablemente a medida que se quema más bagazo en suspensión.

Efecto de la calidad del bagazo y de los residuos del campo en las pérdidas de calor de caldera

Durante operaciones normales en los ingenios azucareros, la ceniza y el contenido de humedad del bagazo pueden variar significativamente dependiendo de las condiciones del tiempo durante la zafra y sobre cuán frecuentemente se detiene la molienda por causa de descomposiciones o falta de caña. Las fluctuaciones en la calidad del bagazo son relativamente de poca importancia para las calderas de baja presión y no afectan seriamente las operaciones azucareras. Aunque disminuirá la eficiencia de caldera, la mayoría de los ingenios tienen bastante bagazo sobrante.

A medida que aumentan las temperaturas y presiones de caldera, aumenta también el impacto de las fluctuaciones en la calidad del combustible sobre el desempeño de calderas. Los cambios en las características de encendido y de "capacidad de quemado" del bagazo

por causa de cargas inesperadas de bagazo húmedo o bagazo alto en contenido de ceniza habrán de aumentar la cantidad de carbón no quemado en el horno y en la ceniza muy fina disminuyendo así la eficiencia de la caldera. Las exigencias de excedentes de aire fluctuarán haciendo difícil mantener condiciones de caldera estables.

Cambiar de un bagazo a otro o mezclar bagazo, puntas y hojas de caña, aceite, carbón y otros residuos de biomasa, complicarán más aún la operación de caldera. Para operar a un máximo de eficiencia, cada uno de estos combustibles o mezclas de combustibles requerirá diferentes puestas o ajustes de máquina.

Factores que afectan el eficiente uso del vapor

Por cuanto ellos están primordialmente interesados en producir azúcar, los ingenios azucareros más convencionales tratan de equilibrar la producción de vapor de descarga desde todos los movilizadores primarios y turbogeneradores de retropresión con el consumo de vapor de descarga en el ingenio.

Las fuerzas impulsoras detrás de las operaciones de fábrica son la demanda en pro de vapor para procesar azúcar y el deseo de minimizar los problemas para deshacerse de bagazo.

Cuando se puede vender electricidad, los ingenios usan turbogeneradores de extracción y condensación y tratan de pasar tanto vapor como sea posible a través de los turbogeneradores para maximizar la producción de electricidad mientras continúan satisfaciendo la demanda de la fábrica en pro de vapor para procesar azúcar. Ahorrar vapor en la fábrica significa más ventas de electricidad. Durante períodos cuando no hay demanda en pro de vapor para procesar azúcar, todo el vapor será enviado a los condensadores y usado para producir electricidad.

Dado el potencial para generar ingresos provenientes de la venta de electricidad, la mayoría de los ingenios podrá reducir significativamente el consumo de vapor en las operaciones propias de la fabricación de azúcar con un mínimo de inversiones.

Tasa de molienda

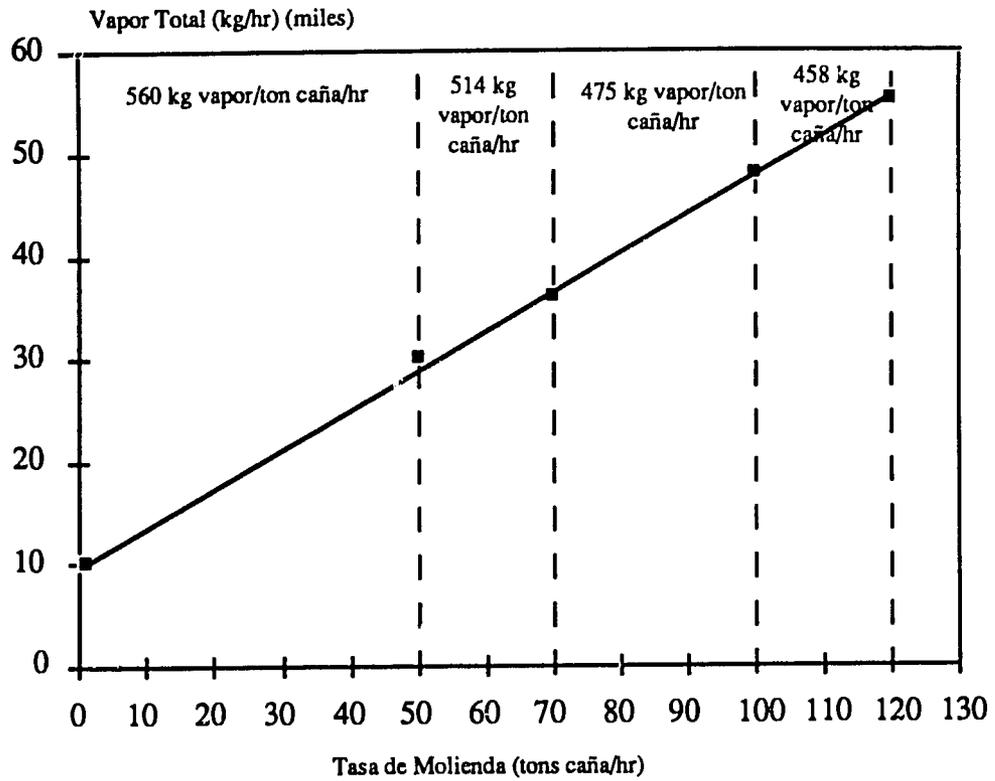
La tasa de molienda afecta directamente la eficiencia en el uso de vapor. La Ilustración A.2 muestra la variación en el uso de vapor por hora de tonelada de caña (HTC) en un ingenio diseñado para moler 100 HTC. Si se supone que todos los demás factores permanecen inalterados, un incremento en la tasa de molienda disminuye el consumo de vapor por unidad y una disminución de éstas hace que aumente el consumo de vapor por unidad. Para maximizar la eficiencia del uso de vapor en la molienda, la curva indica que es mejor paralizar las operaciones de molienda y procesamiento del ingenio por períodos cuando el abastecimiento de caña es insuficiente en vez de moler a media velocidad o tres cuartos de velocidad.

Obsérvese que operar los molinos requiere cerca de 10,000 kilogramos de vapor por hora incluso si no se está moliendo caña. La radiación desde la tubería y el equipo y un pequeño porcentaje por causa del así llamado consumo de energía "sin carga" constituyen la proporción más grande de consumo base de vapor. El aislamiento en tubería y equipos mantiene el consumo base de vapor a un mínimo.

Operaciones de configuración de piso evaporador-tachos

En zonas donde ha sido un problema deshacerse del excedente de bagazo, no se ha dirigido

Ilustración A.2 Consumo Proporcional y No-Proporcional de Vapor



la atención hacia la economía de vapor en la casa de calderas. Sin embargo, para ingenios que usan presiones de vapor que sobrepasan los 400 psig y turbogeneradores de condensación, cada 10 a 16 libras de vapor ahorradas en los molinos o en el procesamiento puede significar un kilovatio hora adicional que se puede vender.

La mayoría de los ingenios costarricenses usan los vapores de evaporador para calentar jugo y/o calentamiento de tacho al vacío. La estación de evaporador ofrece la mejor oportunidad para ahorro de vapor en el ingenio azucarero, particularmente cuando se desangra los vapores para los tachos al vacío y los calentadores de jugo. Los Cuadros A.1, A.2 y A.3 indican las ventajas de economías de vapor mediante el uso más extenso de calentamiento por vapor para evaporadores de efecto cuádruple tanto como quíntuple. El Cuadro A.1 muestra un ahorro de vapor de 1.9%, mediante más calentamiento de vapor, entre los Rubros A y B.

Una comparación del Cuadro A.2, Rubros C y D con el Cuadro A.3, Rubros E y F indica la ventaja que se obtiene de economías de vapor provenientes de los efectos quíntuples sobre los efectos cuádruples; teniéndose reducciones en el uso de vapor en el orden de 11.1% (Rubros C versus E) y 17.5% (Rubros D versus F). La demanda de vapor oscila desde 34.8% hasta 42.6% en caña con la instalación de vapor de descarga de presión más alta requiriendo una superficie de calentamiento considerablemente menor. La extracción de vapor de descarga de presión más alta naturalmente reducirá la cantidad de energía generada por libra de vapor que fluye hacia la válvula de estrangulación del turbogenerador.

Los tachos al vacío en los Cuadros A.1 a A.3 indican un uso de vapor de 13.9% en caña. Esto es bajo y se atribuye a las altas densidades del sirope, buen vacío de tacho y control de la supersaturación, buena uniformidad de grano y un uso mínimo de agua en los tachos al vacío, y alimentación de melaza a los tachos así como en las centrífugas. Muchos ingenios, incluso algunos ingenios de sulfitación, operan en la gama de 15% a 20%. La reducción en el uso de vapor entre estos dos porcentajes es de 10.7%, manteniéndose igual todo lo demás.

Trampas de vapor y uso del condensado

Las prácticas en la industria azucarera de Hawaii sugieren que todo el condensado celular primario a partir del vapor de descarga debe ser retornado al sistema de alimentación de agua de la caldera. La composición del agua de alimentación para la caldera deberá ser tomada a partir de la tercera y cuarta celda de evaporador. Se usa el condensado caliente para la maceración; sin embargo, la temperatura no deberá ser mayor de 160 grados F para prevenir o minimizar resbalamiento o desprendimiento en la alimentación del ingenio. El condensado a partir de las trampas de vapor deberá ser devuelto al sistema de alimentación de agua para la caldera y todas las fugas de vapor deberán ser eliminadas. Los ensayos para detectar azúcar en los condensados deberán ser práctica de laboratorio normal y rutinaria. La estación del evaporador deberá tener recipientes de conversión inmediata de condensado para llevar el condensado inmediatamente a la celda siguiente.

Impulsores mecánicos de turbina a vapor

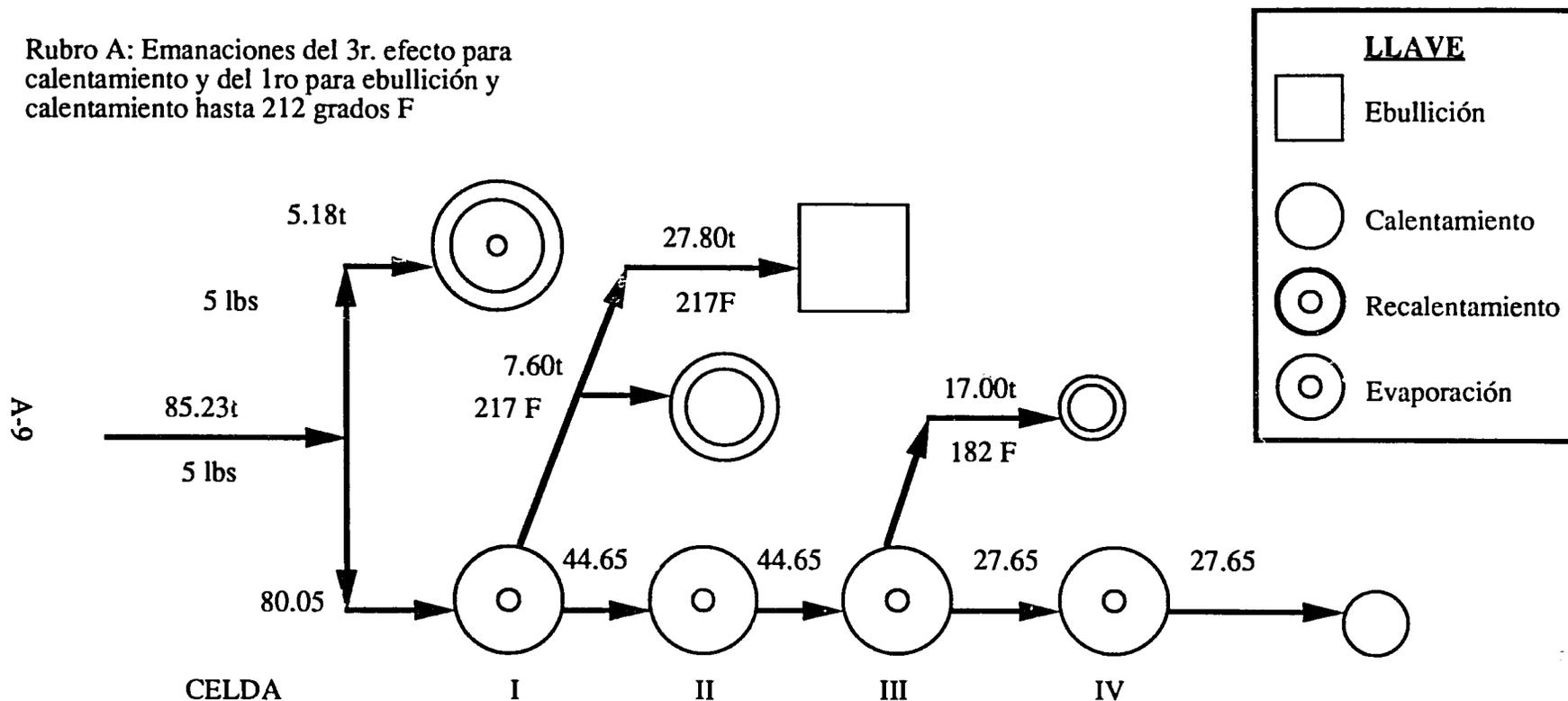
Las turbinas a vapor han llegado a ser los impulsores normales para molienda y para muchos impulsores de cuchilla y triturador. Muchas de las turbinas anteriores tenían pobres tasas de vapor, generalmente en la gama de 30.0 hasta 40.0 lbs por hp.-hr. Las turbinas nuevas de múltiples etapas operan a 160 hasta 200 psig y descargan a 15 psig teniendo tasas de vapor en la gama de 23.0 a 28.0 lbs. por hp.-hr. Una diferencia de 5.0 lbs. en una turbina de 800 hp constituye 4,000 libras por hora de vapor a 160 ó 200 psig. La cantidad de vapor ahorrado puede ser extraída, de ser necesario, para satisfacer los

requerimientos de vapor de descarga a 15 psig en el ingenio o puede pasar a través de la turbina y ser condensado, en cada caso generando más kilovatios hora.

Si el equipo de procesamiento cuenta con suficiente superficie de calentamiento en el equipo de intercambio de calor, entonces es mejor tener operando turbinas impulsoras mecánicas a 160 psig. En el caso de una turbina de doble extracción y condensación de 15,000 KW 850 psig, a 825 grados FTT la diferencia entre una extracción a 160 y 200 psig, manteniendo igual todas las demás condiciones, es cerca de 2,000 KW cuando se extrae 138,000 lbs. por hora de vapor con 160/200 psig.

Cuadro A.1a Rendimiento de Evaporador con Base en Efecto Cuádruple a 200 TCH

Rubro A: Emanaciones del 3r. efecto para calentamiento y del 1ro para ebullición y calentamiento hasta 212 grados F

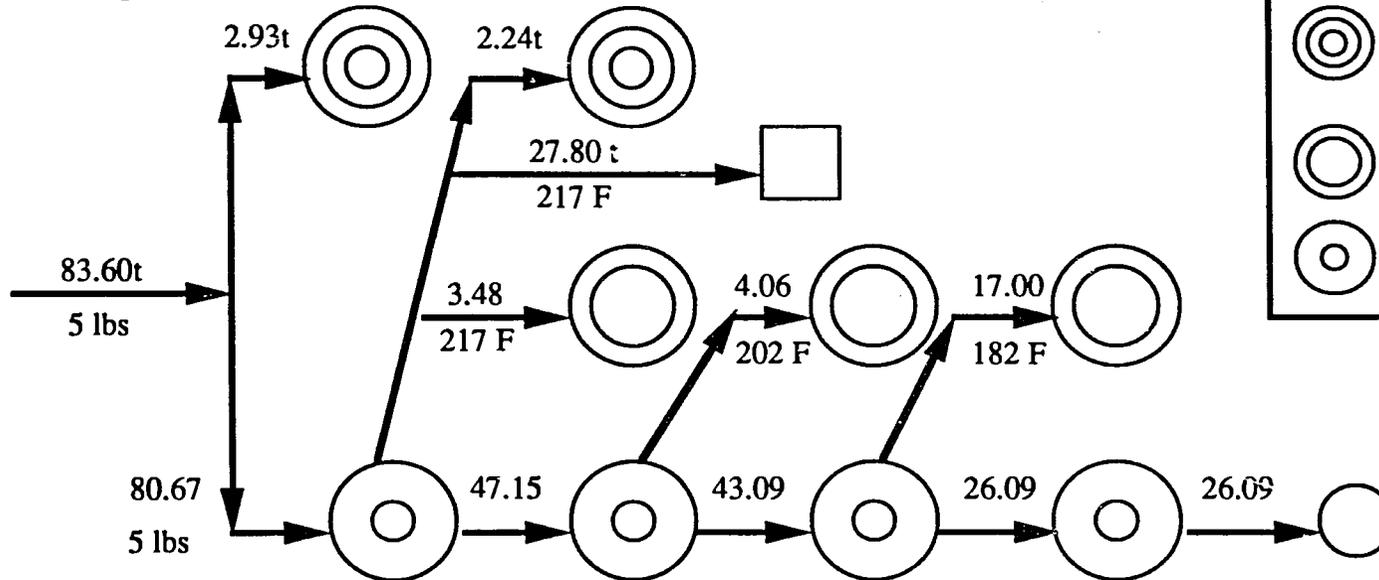
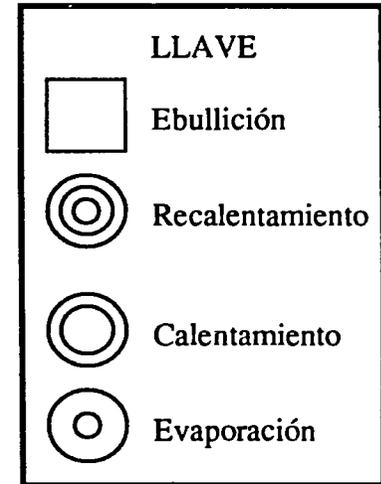


Evaporación, tons/hr.	80.05	44.65	44.65	27.65
Permisible, lbs./pie cuadr.	8.50	8.50	8.50	8.50
Pies cuadrados necesarios	18,850.00	10,500.00	10,500.00	6,500.00

Calentamiento (1ra. etapa): $198 \times (175-90)/988$	= 17.00T emanación del 3r. efecto
Calentamiento (2nda. etapa): $198 \times (212-175)/967$	= 7.60T emanación del 1r. efecto
Ebullición:	= 27.80T emanación del 1r. efecto
Recalentamiento:	= 5.18T vapor a efecto de 5 lbs.
Evaporación: $[197-3(17.00)-7.60-27.80]/4$	= 27.65T vapor a manómetro de 5 lbs.
Total:	= 85.23T vapor a manómetro de 5 lbs.

Cuadro A.1b Rendimiento de Evaporador con Base en Efecto Cuádruple a 200 TCH

Rubro B: Emanaciones de 1a. y 3a. celdas para calentamiento a 212 grados F del 1er efecto para ebullición y recalentamiento a 212 grados F



CELDA	I	II	III	IV
Evaporación, tons/hr.	80.67	47.15	43.09	26.09
Permisible, lbs./pie cuadr.	8.50	8.50	8.50	8.50
Pies cuadrados necesarios	19,000	11,100	10,150	6,150

Calentamiento (1ra. etapa): $198 \times (175-90)/988$
 Calentamiento (2da. etapa): $198 \times (195-175)/976$
 Calentamiento (3ra etapa): $198 \times (212-195)/967$
 Recalentamiento (1ra. etapa): $216 \times (212-202)/967$
 Ebullición:
 Recalentamiento (2da. etapa): $216 \times (225-212)/960$
 Evaporación: $[197-3(17.00)-2(4.06-3.48-2.23-27.80)]/4$

= 17.00T emanación del 3r. efecto
 = 4.06T emanación del 2ndo efecto
 = 3.48T emanación del 1er efecto
 = 2.24T emanación del 1er efecto
 = 27.80T emanación del 1er. efecto
 = 2.93T vapor a manómetro de 5 lbs
 = 27.65T vapor a manómetro de 5 lbs
 = 26.09T vapor a manómetro de 5 lbs
 = 83.60T vapor a manómetro de 5 lbs.

Total:

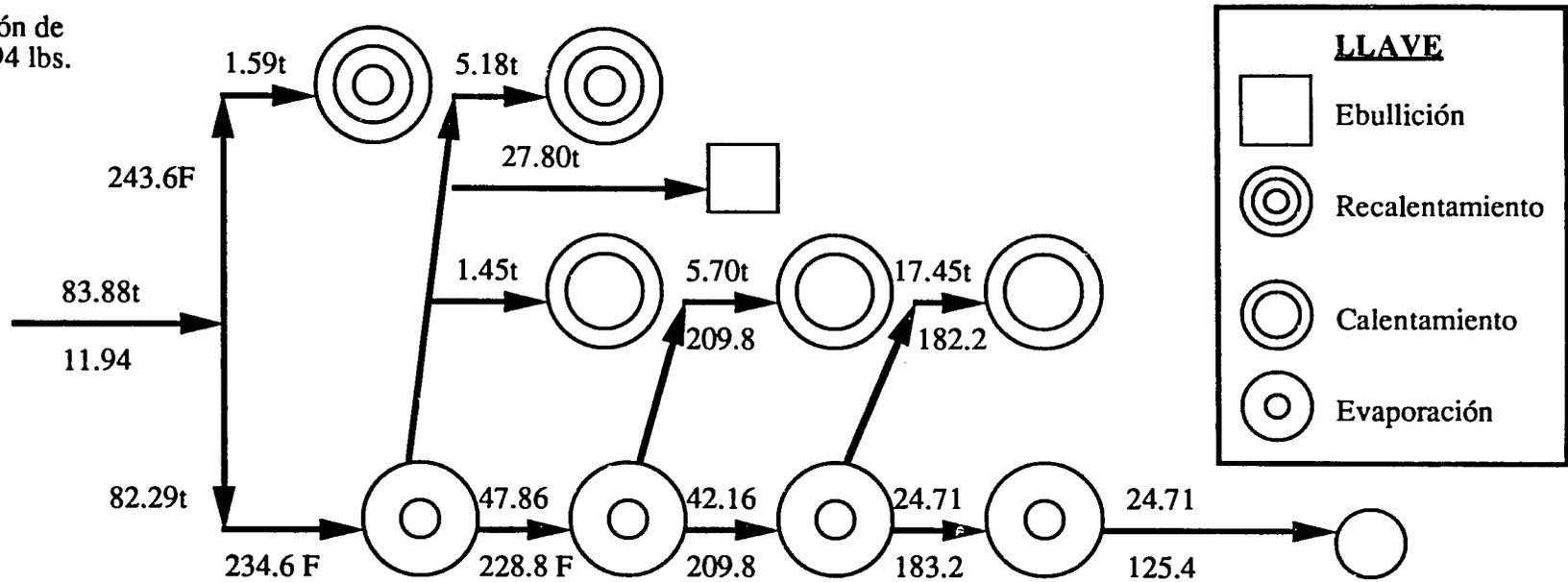
A-10

68

Cuadro A.2a
Rendimiento de Evaporador con Base en Efecto Cuádruple a 200 TCH Presiones Variantes en Calandria de Primer Efecto Vacío de 26" HG. en Espacio de Emanación del Ultimo Efecto

Rubro C: Presión de Calandria -11.94 lbs. en manómetro

A-11



CELDA	I	II	III	IV
Evaporación, tons/hr.	82.29	47.86	42.16	24.71
Permisible, lbs./pie cuadr.	12.85	12.85	12.85	8.50
Pies cuadrados necesarios	12,800	7,440	6,560	5,820

Calentamiento (1ra. etapa):	$198 \times (177-90)/988$	= 17.45T emanación del 3r. efecto
Calentamiento (2nda. etapa):	$198 \times (205-177)/972$	= 5.70T emanación del 2ndo efecto
Calentamiento (3ra etapa):	$198 \times (212-205)/960$	= 1.45T emanación del 1er efecto
Ebullición:		= 27.80T emanación del 1er. efecto
Recalentamiento (1er etapa):	$216 \times (225-202)/960$	= 5.18T emanación del 1er efecto
Recalentamiento (2nda. etapa):	$216 \times (232-225)/950$	= 1.59T vapor a manómetro de 11.94 lbs
Evaporación:	$[197-3(17.45)-2(5.70)-1.45-27.80-5.18]/4$	= 24.71T vapor a manómetro de 11.94 lbs
Total:		= 83.88T vapor a manómetro de 11.94 lbs.

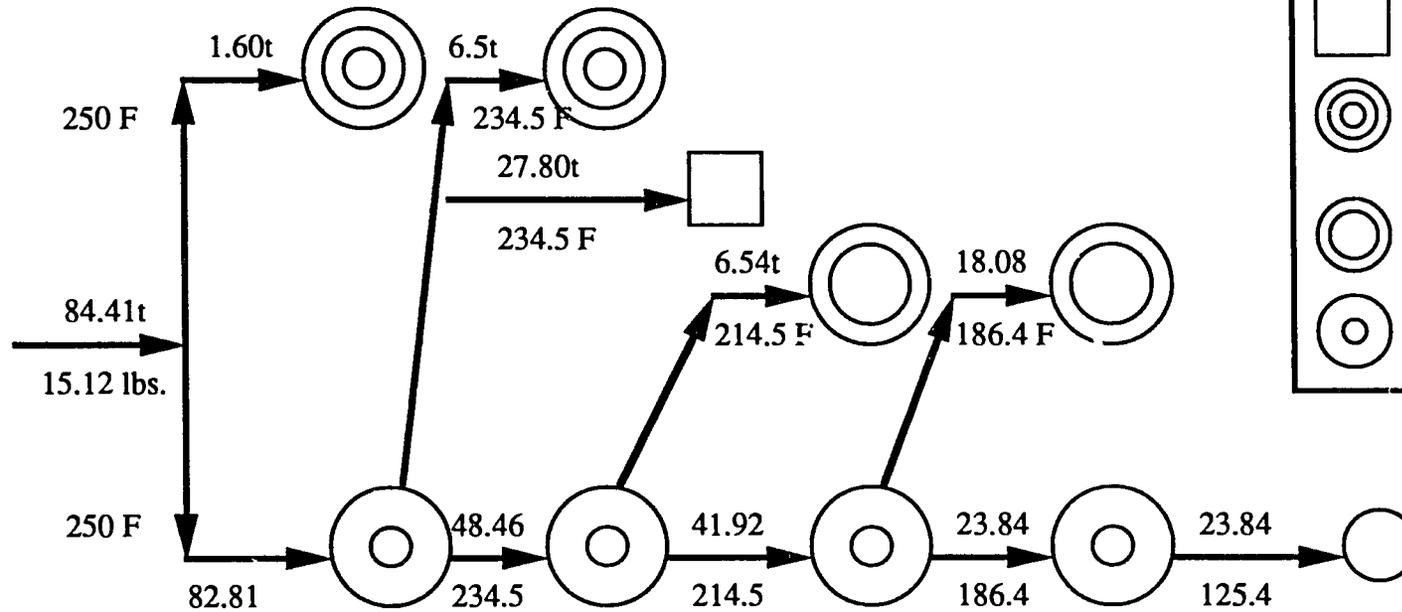
105

Cuadro A.2b
Rendimiento de Evaporador con Base en Efecto Cuádruple a 200 TCH Presiones Variantes en Calandria de Primer Efecto Vacío de 26" HG. en Especio de Emanación del Ultimo Efecto

Rubro D: Presión de Calandria -15.12 lbs. en manómetro



A-12



CELDA	I	II	III	IV
Evaporación, tons/hr.	82.81	48.46	41.92	23.84
Permissible, lbs./pie cuadr.	15	15	15	8.5
Pies cuadrados necesarios	11,030	6,460	5,590	5,610

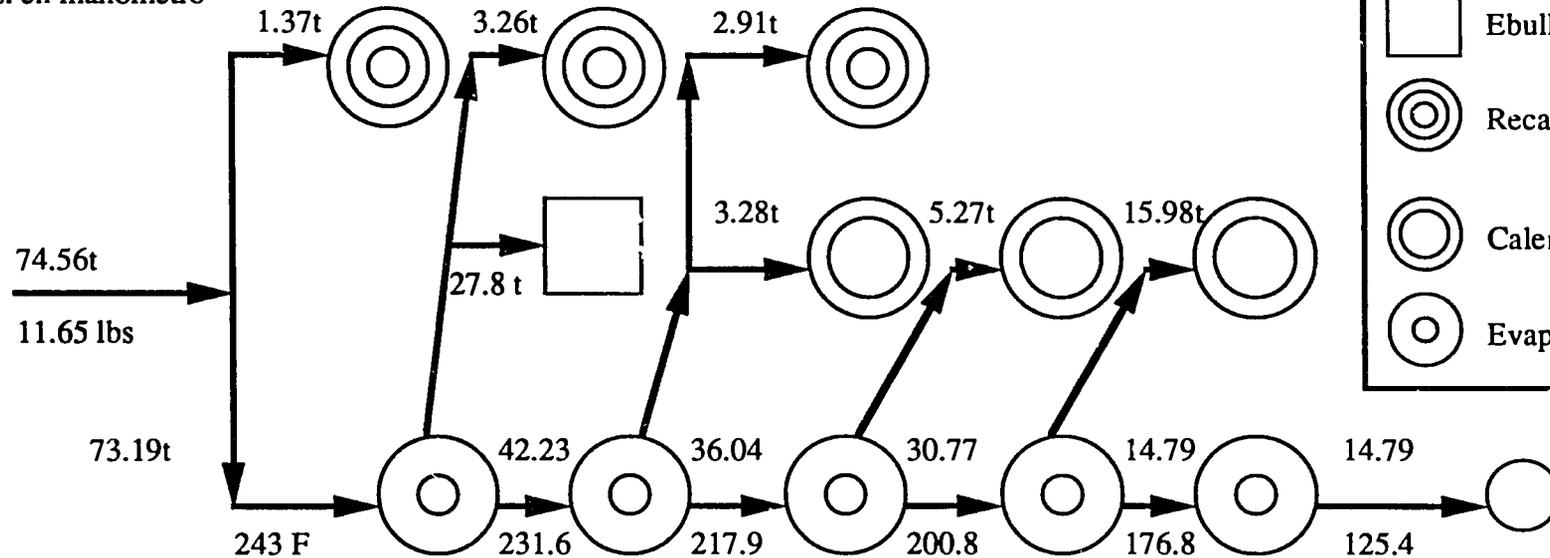
Calentamiento (1ra. etapa): $198 \times (180-90)/986$
 Calentamiento (2nda. etapa): $198 \times (212-180)/969$
 Ebullición:
 Recalentamiento (1ra etapa): $216 \times (231-202)/956$
 Recalentamiento (2nda. etapa): $216 \times (238-231)/945$
 Evaporación: $[197-3(18.08)-2(6.54)-27.80-6.55]/4$
 Total:

= 18.08T emanación del 3r. efecto
 = 6.54T emanación del 2ndo efecto
 = 27.80T emanación del 1er efecto
 = 6.55T emanación del 1er efecto
 = 1.60T vapor a 15.12 lbs en manómetro
 = 23.84T vapor a 15.12 lbs en manómetro
 = 84.41T vapor a 15.12 lbs. en manómetro

Cuadro A.3a
Rendimiento de Evaporador con Base en Efecto Quintuple a 200 TCH Presiones Variantes en Calandria de Primer Efecto Vacío de 26" HG. en Espacio de Emanación del Ultimo Efecto Efecto Cuádruple

Rubro E: Presión de Calandria
 -11.65 lbs. en manómetro

A-13



LLAVE

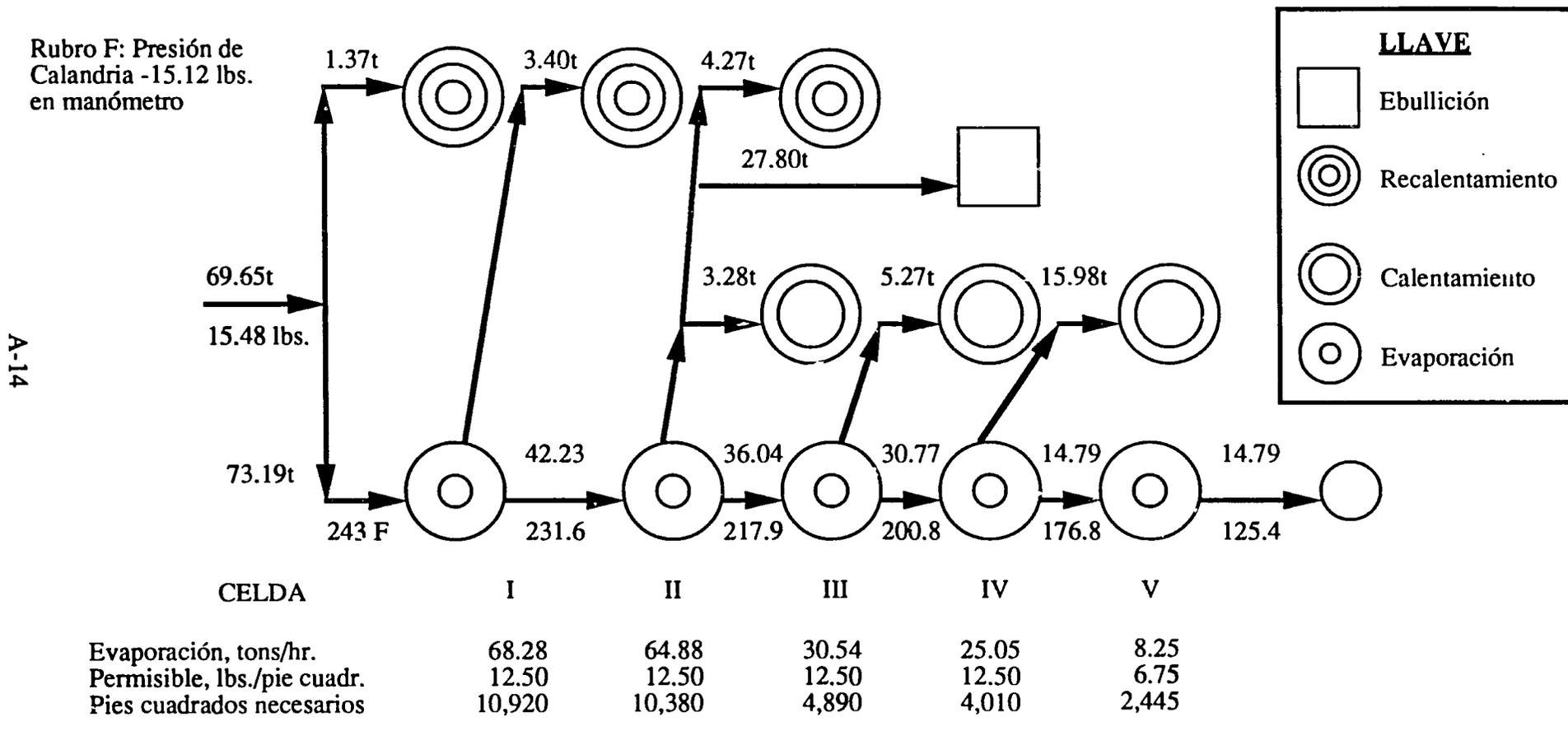
- Ebullición
- Recalentamiento
- Calentamiento
- Evaporación

CELDA	I	II	III	IV	V
Evaporación, tons/hr.	73.19	42.23	36.04	30.77	14.79
Permisible, lbs./pie cuadr.	10.40	10.40	10.40	10.40	6.75
Pies cuadrados necesarios	14,070	8,130	6,935	5,915	4,380

Calentamiento (1ra. etapa):	$198 \times (170-90)/992$	= 15.98T emanación del 4to efecto
Calentamiento (2nda. etapa):	$198 \times (196-170)/977$	= 5.27T emanación del 3ra efect
Calentamiento (3a etapa):	$198 \times (212-196)/967$	= 3.28T emanación del 2ndo efecto
Recalentamiento (1ra etapa):	$216 \times (215-202)/967$	= 2.91T emanación del 2ndo efecto
Recalentamiento (2nda. etapa):	$216 \times (229-215)/958$	= 3.16T emanación del 1er efecto
Ebullición:		= 27.80T emanación del 1er efecto
Recalentamiento (3ra etapa):	$216 \times (235-229)/950$	= 1.37T vapor a 11.65 lbs en manómetro
Evaporación:	$-(197-4(15.98))-3(5.27)-2(3.28)-2(2.91)-3/16-27.80/5$	= 14.79T vapor a 11.65 lbs en manómetro
Total:		= 74.56T vapor a 11.65 lbs en manómetro

161

Cuadro A.3b
Rendimiento de Evaporador con Base en Efecto Quintuple a 200 TCH Presiones Variantes en Calandria de Primer Efecto Vacío de 26" HG. en Espacio de Emanación del Ultimo Efecto Efecto Cuádruple



Calentamiento (1ra. etapa):	$198 \times (174-90)/990$	= 16.80T emanación del 4to efecto
Calentamiento (2nda. etapa):	$198 \times (201-174)/974$	= 5.49T emanación del 3er efecto
Calentamiento (3ra etapa):	$198 \times (212-201)/962$	= 2.27T emanación del 2ndo efecto
Ebullición:		= 27.80T emanación del 2ndo efecto
Recalentamiento (1ra etapa):	$216 \times (221-202)/962$	= 4.27T emanación del 2ndo efecto
Recalentamiento (2nda. etapa):	$216 \times (236-221)/953$	= 3.40T emanación del 2ndo efecto
Recalentamiento (3ra etapa):	$216 \times (242-236)/945$	= 1.37T emanación del 1er efecto
Evaporación:	$-[197-4(16.08)-3(5.49)-2(2.27)-2(27.80)-2(4.27)-3.40]/5$	= 8.25T vapor a 11.65 lbs en manómetro
Total:		= 69.65T vapor a 11.65 lbs en manómetro

58

APÉNDICE B

Modelos y resultados financieros y economicos

Cuadro B.1

Análisis Financiero y Económico de la Producción de Electricidad Proveniente de Ingenios Azucareros en Costa Rica Modelo ProCaña Versión 1

Ingenio: El Viejo Opción: 3 Base

Revisado: 2-7-

Resumen de Resultados			
Proyecto:	El Viejo 3 BASE		Fecha 2-7-88
Temporada:	Producción de Electricidad Todo el Año, Bagazo y Aceite		
Sistema:	Nueva Turbina Sobrepuesta y tres Turbinas de Condensación		
Total KWh Product./año	99,669,553	VAN, financiero (M CRc)	191.45
Total KWh Export/año	91,942,949	(M US\$)	2.62
Export Energía (MW)	11.4	VAN después de impuestos (M CRc)	95.73
Tot invers. (M CRc)	702	(M US\$)	1.31
(M US\$)	9.59	VAN, económico (M CRc)	(164.61)
Costo Prom. Elect. (CRc/KWh)	4.01	(M US\$)	(2.25)
(US\$/KWh)	0.05	Divisas Netas Descontadas Forex (M US\$)	(5.68)
Costo Prom. Supletorio (CRc/KWh)	- hojarasca ND	Divisas Netas descontadas Forex -- SER (M US\$)	(6.70)
Combustible (US\$/KWh)	- aceite 0.05	TIR	ND
	- carbón ND	Porcentaje financiamiento aportación	20%
Empleo neto de energía (días/año)	10,050	Tasa interés sobre préstamo	11%

Suposiciones Técnicas

Ingenio Azucarero y Características de Combustible

Total caña molida (TM/a)	300,000	Combustibles de Caldera	
Tamaño ingenio (TM/d)	2,941	Bagazo Usado Durante Cosecha	78,977
Bagazo a Caldera (TM/a)	97,020	Combustibles Supletorios	
Humedad de Bagazo (%mcwb)	50.0%	Bagazo Excedente en Ingenio - 50% mcwb (TM/a)	18,043
Hojarasca - 25% mcwb GCV (BTU/lb)	6,053	Bagazo comprado - 50% mcwb (TM/a)	0
Bag. GCV (BTU/lb)	4,007	Hojarasca de Caña - 25% mcwb (TM/a)	0
Aceite Combustible GCV (BTU/lb)	18,230	Carbón (TM/a)	0
Carbón GCV (BTU/TM)	11,200	Petroleo (gal/a)	8,393,191
Exportación KWh/TM Bagazo	180	Leña (TM/a)	0
Exportación KWh/TM hojarasca de Caña	0	Combustible desplazado	
Exportación KWh/TM Carbón	0	Electricidad (KWh/a)	341,496
Exportación KWh/TM Aceite Combustible	9	Petróleo (gal/a)	147,000

Características de Planta Eléctrica

Configuración de Caldera			
Lb/hr (x1000)	200		
psig, deg	455, 660 FFT		
Tot. Capac. Generator	3 Cond. Turba. @ 3,750;		
	1 BP @ 3,750;		
	1 BP @ 1,500		

Distribución Anual de Energía Eléctrica

			Total
Total Energía Durante Cosecha (KWh)	13,397,464	Total Fuerza Energía Cosecha (KWh)	86,272,089
Ingenio Azucarero (KWh)	2,399,904	Ingenio Azucarero (KWh)	2,055,688
Planta Eléctrica (KWh)	199,932	Planta Eléctrica (KWh)	659,046
Carga Externa (KWh)	599,976	Carga Externa (KWh)	1,812,058
Exportable (KWh)	10,197,652	Exportable (KWh)	81,745,297
Factor de carga diaria	100%	Factor de Carga Diaria	100%
Días de Export (d/a)	83	Días de Export (d/a)	252
Exportado (KWh)	10,197,652	Exportado (KWh)	81,745,297
Total Export. Anual (KWh)	91,942,949	Exportado (MW)	11.44

Suposiciones Financieras y Económicas

Vida del Proyecto (Años)	20		
Tasas			
Tasa de Descuento	12%	Tasa de Interés Marginal	50%
Tasa de Interés Banco Privado	31%	Equivalencia Monetaria (CRc=1 US\$)	73.20
Tasa de Interés Banco Nacional	26%	Factor de Cambio Sombra	16%
Tasa de Interés Concesionaria	11%	Tasa de Cambio Sombre	61.49
		Factor Sombra de Jornales (si no hay cambio anote 1)	1.00
Derechos de Importación	0%		
Opciones de Inversión de Capital (0=no, 1=si)		Precios de Combustibles	
Aportación plena	0	Bagazo Excedente - 50% mcwb (CRc/TM)	0
Deuda/Aportación		35% mcwb (CRc/TM)	ND
Banco Privado	0	Bagazo comprado (CRc/TM)	143
Banco Nacional	0	Hojarasca de Caña - 35% mcwb (CRc/TM)	867
Subvención	1	25% mcwb (CRc/TM)	867
Porcentaje de Aportación	20%	Carbón Importado	4,392
		(US\$/TM) \$60 inflación (%/a)	0%
		Aceite (M US\$/gal.) \$18 Inflación (%/a)	0%
		Leña (CRc/TM)	0
Inversión de Cap. para Sistemas de Energía Mejorados/Nuevos		Precio Compra Electricidad	
Equipo Importado (M CRc)	505.67	Financiero - Interino - En Cosecha (años 1-5)	5.0
Financ. Divisas (M US\$)	6.91	Fuera de Cosecha (años 1-5)	5.0
Divisas - SER (M US\$)	8.01	Negociado en Cosecha (años 6-20)	3.7
Costos Equipo Local (M CRc)	196.54	Fuera de Cosecha (años 6-20)	3.7
(M US\$)	2.69	Económico Evitado - En Cosecha (años 1-5)	5.0
Instalación (% capex)	0%	Fuera de Cosecha (años 1-5)	5.0
		En Cosecha (años 6-20)	3.7
		Fuera de Cosecha (años 6-20)	3.7
Costos Instal. (15% capex)	0.00	Tarifa Eléctrica (combustible desplazado)	4.7
Divisas - Fin. (M US\$)	0.00	Factor Inflación Energía (%/a)	0%
Divisas - SER (M US\$)	0.00	Mano de Obra en Cosecha	Jornales (CRc/hr) 84
		Trabajadores/Día	10
		Horas/Día	24
Tot. Invers. Cap. (M CRc)	702.21	Mano de Obra Fuera de Cosecha	Jornales (CRc/hr) 84
Tot. Invers. Cap. (M US\$)	9.59	Trabajadores/Día	84
		Horas/Día	10
Porcentaje Extranjero/ Tot. cap.	72%	Mano de Obra Hojarasca	24
Mantenimiento (% Invers. Cap.)	3%		
% Divisas	25%		

Análisis de Costos y Beneficios: Análisis Financiero y Económico
(Colones x 1000)

Años del Proyecto:	1	2	3	4
Beneficios:				
Ingresos por Electricidad (Total)	459,715	459,715	459,715	459,715
Precio Interino (Años 1-5)				
En Cosecha 5.0 CRc/KWh	50,988	50,988	50,988	50,988
Fuera de Cosecha 5.0 CRc/KWh	408,726	408,726	408,726	408,726
Precio Negociado (Años 6-20)				
En Cosecha 5.0 CRc/KWh	0	0	0	0
Fuera de Cosecha 5.0 CRc/KWh	0	0	0	0
Costos de Combustible Despazado (Total)	6,217	6,217	6,217	6,217
Electricidad 4.7 CRc/KWh	1,605	1,605	1,605	1,605
Petroleo 31 CRc/gal	4,612	4,612	4,612	4,612
Divisas - Fin (M US\$)	0.06	0.06	0.06	0.06
Divisas - SER (M US\$)	0.08	0.08	0.08	0.08
Total Beneficios	465,931	465,931	465,931	465,931
Por KWh - (No descontado) CRc/KWh	5.07	5.07	5.07	5.07
Por KWh - (No descontado) USc/KWh	6.92	6.92	6.92	6.92
Divisas - Fin (M US\$)	0.06	0.06	0.06	0.06
Divisas - SER (M US\$)	0.08	0.08	0.08	0.08
Costos				
Inversión de Capital				
Aportación Plena	0	0	0	0
Deuda/Aportación				
Banco Privado	0	0	0	0
Banco Nacional	0	0	0	0
Subvención	1	210,986	70,544	70,544
Total Inversión de Capital	210,986	70,544	70,544	70,544
Tot. Divisas - Fin (M US\$)	2.08	0.69	0.69	0.69
Tot. Divisas - SER (M US\$)	2.41	0.81	0.81	0.81
Operaciones y Mantenimiento	21,066	21,066	21,066	21,066
Divisas - Fin (M US\$)	0.07	0.07	0.07	0.07
Divisas - SER (M US\$)	0.09	0.09	0.09	0.09
Mano de Obra				
En Cosecha	1,680	1,680	1,680	1,680
Fuera de Cosecha	5,074	5,074	5,074	5,074
Total Mano de Obra	6,754	6,754	6,754	6,754

Combustible

Bagazo Excedente	0 CRc/TM 50% mcwb	0	0	0	0
Bagazo Comprado	143 CRc/TM 50% mcwb	0	0	0	0
Hojasca de Caña	867 CRc/TM 35% mcwb	0	0	0	0
	867 CRc/TM 25% mcwb	0	0	0	0
Carbón (Importado)	4,392 CRc/TM	0	0	0	0
	Divisas - Fin. (M US\$)	0.00	0.00	0.00	0.00
	Divisas - SER (M US\$)	0.00	0.00	0.00	0.00
Petróleo	31 CRc/gal.	263,306	263,306	263,306	263,306
	Divisas - Fin. (M US\$)	3.60	3.60	3.60	3.60
	Divisas - SER (M US\$)	4.28	4.28	4.28	4.28
Leña	0 CRc/TM ____ % mcwb	0	0	0	0
Total Combustible		263,306	263,306	263,306	263,306
Total Costos		502,112	361,670	361,670	361,670
Promedio por KWh - (No Descontado) CRc/KWh		4.0			
Promedio por KWh - (no Descontado) US\$/KWh		\$0.05			
Divisas - Fin. (M US\$)		5.74	4.36	4.36	4.36
Divisas - SER (M US\$)		6.78	5.17	5.17	5.17

Beneficios Netos Anuales	(36,180)	104,261	104,261	104,261
(Ganancias Netas antes de impuestos				
Divisas Netas Anuales - Fin	(5.68)	(4.30)	(4.30)	(4.30)
Divisas Netas Anuales - SER	(6.70)	(5.10)	(5.10)	(5.10)

Resultados del Análisis Financiero

VAN (Financiero)	191,450.02
(M US\$)	2.62
TIR	-5%
(Guess %)	0%

Resultados del Análisis Económico

VAN (Económico)	(164,608.34)			
(M US\$)	(2.25)			
Desplazamiento Anual de Aceite Importado (M US\$)	(4.21)	(4.21)	(4.21)	(4.21)
VAN Divisas (M US\$)	(33.35)			
VAN Divisas - SER (M US\$)	(17.59)			
Desplazamiento Inversión de Capital Público	9.59			
Empleo Neto (Días/Año)	10,050.00			

Cuadro B.2
Valores Actuales Netos Financieros para el Mejor de los Casos,
el Caso Base y el Peor de los Casos
(Millones US\$)

Ingenio	Mejor	Base	Peor
Nivel 1			
QA1	1.11	0.82	0.44
EV1	1.37	1.10	0.45
Nivel 2	4.28	2.86	-0.62
EV2			
Nivel 3			
EV3	11.48	2.62	-9.99
Nivel 4			
EV4	10.86	-0.09	-8.62
TB4	14.22	2.21	-20.92

Cuadro B.3
Valores Actuales Netos para Análisis de
Sensibilidad de los Precios de la Electricidad
(Millones US\$)

Ingenio	VAN Financiero			VAN Económico		
	Bajo	Mediano	Alto	Bajo	Mediano	Alto
Nivel 1						
QA1	0.73	0.82	0.99	0.73	0.82	0.99
EV1	1.04	1.10	1.21	1.12	1.18	1.29
Nivel 2						
EV2	2.51	2.86	3.49	2.48	2.83	3.47
Nivel 3						
EV3	-0.78	2.62	8.66	-5.65	-2.25	3.80
Nivel 4						
EV4	-3.85	-0.09	6.59	-9.04	-5.29	1.39
TB4	-1.85	2.00	8.84	-6.33	-2.48	4.36

Cuadro B.4
Valores Actuales Netos para Sensibilidades
en los Precios del Crudo
(Millones US\$)

Ingenio	Inflación Constante*				Variable**	
	0%	1%	2%	3%	2%	2%
					\$14/bbl	\$18/bbl
Nivel 1						
QA1	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EV1	1.10	1.13	1.17	1.20	1.03	1.14
Nivel 2						
EV2	2.86	2.89	2.92	2.96	2.79	2.90
Nivel 3						
EV3	2.62	0.95	-0.88	-2.90	6.84	0.50
Nivel 4						
EV4	-0.09	-1.64	-3.33	-5.20	3.82	-2.05
TB4	2.21				5.19	0.14

* Tasas aplicadas del año 1 a 20.

** Tasas aplicadas del año 5 a 20.

Cuadro B.5
Valores Actuales Netos para sensibilidades en las
Tasas Activas de los Préstamos
(Millones US\$)

Ingenio	Tasas de Préstamos (%)			
	7%	11%	26%	31%
Nivel 2*				
EV2	3.15	2.86	2.33	2.16
EV2T	3.11	2.82	2.29	2.12
Nivel 3				
EV3	4.40	2.62	-0.68	-1.76
EV3T	7.51	5.70	2.35	1.26
Nivel 4				
EV4	3.13	-0.09	-6.05	-7.99
EV4T	5.38	2.02	-4.19	-6.12
Taboga				
TB4	5.78	2.00	-4.80	-7.02
TB4T	6.48	2.79	-4.01	-6.23

* No se hace inversiones de capital en QA, EV1 y EV1T.

- 11

Cuadro B.6
Valores Actuales Netos para Sensibilidades en el
Factor de Carga Diaria
(Millones US\$)

Ingenio	Factores de Carga Diaria	
	100%	60%
Nivel 1		
QA1	0.82	0.38
EV1	1.10	0.82
EVT	0.05	-0.57
Nivel 2		
EV2	2.86	1.16
EV2T	2.82	0.38
Nivel 3		
EV3	2.62	-2.88
EV3T	5.70	-1.09
Nivel 4		
EV4	-0.09	-8.06
EV4T	2.02	-7.13
TB4	2.00	-8.19
TB 4T	2.79	-7.72

16

Cuadro B.7
Estimaciones de Costos de Capital para Instalaciones Completas
en Distintas Opciones de Ingenios
(M US\$)

	Nivel 2 El Viejo EV-2	Nivel 3 El Viejo EV-3	El Viejo EV-4	Nivel 4 Taboga TB-4
Tipo de Equipo	Turbina de Retropresión (superpuesta) de 3,750 KW con presiones de 455 psig en entrada y 200 psig en salida	Turbina de Retropresión EV-2 (Superpuesta) más 3 Turbinas de condensación 3,750 KW c/u, con presión de entrada de 200 psig y condensación a 3" Hb Abs. También Mejoras al Balance de Vapor de la Central	Caldera de 850 psig a 850°F TT y Turbogenerador de 15,625 KW con doble Extracción y Condensación También Mejoras al Balance de Vapor de la Central.	
			Caldera 215,000 lbs. Vapor/hr quemando Bagazo y Aceite Combustible	Caldera 250,000 lbs. Vapor/hr. Quemando Bagazo, Aceite Combustible y Carbón
1. Mejoras a la Central				
(a) Celda evaporadora de 5° efecto, equipo de recuperación de condensado de intercambio rapido, tanques para ensayo de condensado y almacenamiento.		0.48	0.65	0.71
(b) Calentadores de jugo y tuberías.		0.36	0.36	0.39
(c) Tuberías y recubrimientos aislantes para vapor y vaho.		0.24	0.44	0.51
(d) Empacador de bagazo, abridor de pacas, transportadores y almacenamiento.		0.16	0.46	0.80
2. Caldera y/o Mejoras a la Caldera				
(a) Caldera y accesorios				
(b) Tuberías y recubrimientos aislantes	0.13	0.29	6.74	7.05
(c) Equipo para quemar aceite combustible y/o carbón.		0.36	0.77	0.80
		0.15	0.42	0.98
3. Turbogenerador y Equipo Eléctrico			0.15	0.18
(a) Fundaciones para turbogenerador, modificaciones a edificios	0.87*	4.32*	4.17**	4.81**
(b) Condensadores y bombas.		0.44	0.60	0.63
(c) Aparejos de conmutación (Interruptores), instrumentos y medidores, transformadores y equipo para mejorar fuerza motriz en fábrica.	0.57	2.80	2.01	2.06
COSTO TOTAL ESTIMADO	1.54	9.60	17.31	19.77

* 4,160 VAC a 13,800 VAC

** 13,800 VAC a 4,160 y 69,000 VAC

Los costos totales incluyen costos de instalación y de ingeniería.

B-10

19

Apéndice C

Métodos y supuestos de análisis económico

El análisis económico supone la perspectiva nacional al justipreciar cuan atractiva es una inversión. En contraposición con el análisis financiero, el cual determina los incentivos del mercado privado, la justipreciación económica muestra el aporte o la sustracción de un proyecto al bienestar nacional. Los beneficios y costos claves son valorados a precios sombra donde las intervenciones en el mercado --tales como impuestos, externalidades, subsidios, moneda subvaluada, etc.-- distorsionan los precios de mercado.* Además de dar valor de sombra a beneficios o costos en particular, todas las transferencias dentro de la economía tales como impuestos, derechos de importación y cobros de intereses han sido excluidas en un análisis económico.

Las variables críticas que son significativas para los flujos de los beneficios netos de los sistemas de energía de la caña considerados para Costa Rica, cuyos precios financieros no reflejan su valor social, incluyen lo siguiente:

- o precios de compra de electricidad, los cuales deberán basarse en los costos evitados para el ICE de desplazar sus combustibles en máximas o crestas;
- o toda la moneda extranjera usada en la compra de combustible (aceite o carbón importado), capital y costos operativos recurrentes; y
- o tasas de descuento que están basadas en tasas sociales versus tasas de mercado corrientes.

El establecimiento de precios de compra que dan cuenta de los costos marginales de generación de electricidad en Costa Rica a largo plazo está basado en una metodología de costo evitado, descrita en detalle más adelante. Se necesita moneda extranjera para capital, una porción de las operaciones y mantenimiento al igual que en los gastos de combustible importado. Según economistas de la Misión de la AID, la tasa de cambio sombra apropiada es 1.16 por cuanto el colón actualmente está sobrevaluado. Se ha usado varias tasas de descuento en los análisis para justipreciar el efecto sobre los réditos netos por variaciones del valor temporal del dinero.

Los jornales no han sido objeto de precios sombra en los análisis por cuanto según se ha informado existe una carestía estacional de mano de obra calificada y no calificada alrededor de los ingenios, pagando algunos de los ingenios los costos de transporte de los

* La fijación de precios sombra para flujos individuales de beneficios o costos plantea algunos problemas de orden teórico y práctico. Los argumentos contra la valoración de sombra han sido elocuentemente esgrimidos por Lipsey y Lancaster (1957) en su "segunda mejor" teoría. De conformidad con esa teoría, los cambios en precios específicos afectarán los ajustes relativos de precio dentro de una economía. Así pues, la fijación de precios sombra no puede ser justificada en un proyecto y en donde existe una alta interdependencia en las variables del proyecto con la economía. En términos prácticos, se puede hacer dos argumentos en sentido opuesto. Primero, muchos precios financieros ya se encuentran distorsionados por serias intervenciones en el mercado -- impuestos, subsidios, cuotas y acuerdos comerciales; en consecuencia, no se puede justificar completamente la primacía de los precios de mercado, aunque está claro que pueden ocurrir ajustes de los precios. En segundo lugar, los análisis de sensibilidad mediante el uso de precios sombra para factores clave dicen lo que habría de ocurrir si prevalecen estas relaciones de precio, más bien que implicar que únicamente habrán de ser aceptables estos valores sombra.

trabajadores o proporcionándoles transporte hasta los ingenios. Al presente, no se hace intento alguno por dar precios sombra a los precios de la hojarasca por concepto de incluir costos ambientales (remoción de nutrientes) o beneficios para el dueño del campo (reduciéndose sus costos de deshacerse de la hojarasca). Los experimentos continuos en recolección del residuo de la caña (hojarasca) y sus impactos por parte de la Oficina de Energía de la AID proporcionarán mejor información sobre los costos o beneficios reales. Las variables anteriores reciben precios sombra en los análisis económicos, mejor versus peor de los casos, y en los análisis de sensibilidad. Las cifras usadas en estos análisis aparecen en los Cuadros C.1, C.2, y C.3.

Un método sugerido para computar costos evitados*

A fin de entregar energía "en firme" a la red del ICE, un ingenio azucarero necesitará producir con un alto grado de confiabilidad. Esta confiabilidad, a su vez afectará el precio que el ICE está dispuesto a pagar por la energía producida.

Los dos tipos de costos que un ingenio azucarero puede ahorrar a favor de la empresa de servicio eléctrico son los costos de la energía y los costos de la capacidad. Costos de Energía Evitados (CEE) son aquellos costos variables que ahorra una empresa de servicio eléctrico al comprar energía a un ingenio azucarero. Típicamente, estos costos incluyen combustible, operación variable y costos de mantenimiento.

Los Costos de Capacidad Evitados (CCE) son aquellos cargos de capital que la empresa de servicio eléctrico puede evitar al no comprar un incremento dado a su capacidad propia. Para determinar el CCE, es necesario primero calcular la confiabilidad de la energía abastecida por parte del ingenio azucarero. Dicha confiabilidad es un concepto de sistema. Es decir, la confiabilidad no puede ser determinada meramente por la operación de una instalación generadora. Más bien, necesita relacionarse con las características de carga de la empresa de servicio eléctrico, el tamaño y las tasas de agotamiento de las unidades propias de las empresas de servicio eléctrico, y la secuencia en la cual se tiene operando las unidades. Desde el punto de vista del ICE, la pregunta importante no es la confiabilidad de las unidades de los ingenios azucareros únicamente. Más bien, ellos deberán saber cuál será la confiabilidad de su sistema si compran energía a un ingenio azucarero o un grupo de ingenios.

Mediante el uso de la Probabilidad de Pérdida de Carga (PPC), de aceptación general, como la principal medida de la confiabilidad del sistema, se puede calcular una Razón de Confiabilidad (RC) para la instalación generadora propuesta. A fin de computar la RC, se debe primero determinar la Capacidad de Conducción de Carga Efectiva (CCCE) de la instalación generadora propuesta; v.g. cuánto puede aumentar la cresta o máxima del sistema con la nueva instalación generadora. La computación de la CCCE requiere que la empresa de servicio eléctrico sostenga la PPC constante o a un nivel aceptable.

El ICE puede calcular la PPC con y sin las instalaciones generadoras propuestas de los ingenios azucareros. A partir de esta computación, ellos pueden dar una CCCE para dicha instalación. La Razón de Confiabilidad (RC), entonces, es sencillamente la razón de la

* Fuente: Extraído de Flaim (1985) en A.I.D. septiembre, 1986. "La Energía Eléctrica a Partir de los Residuos de Caña en Tailandia: Un Análisis Técnico y Económico", Apéndice C. Producido por RONCO Consulting Corporation para la Oficina de Energía, Despacho para Ciencia y Tecnología, Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional.

Cuadro C.1 Supuestos de Análisis Económico vs Financiero para Variables Clave

Detalle	Financiero	Económico
Tasa de Descuento	Tasa de Mercado (12%)	Tasa Social
Beneficios Precio de Compra Elec.	Precios negociados superior: °5 CRc/KWh (años 1-5) °3.7 CRc/KWh (años 6-20)	Costos Evitados: Bajo: °5 CRc/KWh (años 1-5) °3 CRc/KWh (años 6-20) Alto: °5.8 CRc/KWh (años 1-5) °4.2 CRc/KWh (años 6-20)
Aceite Combustible Desplazado	Precio de Mercado (\$18 o \$14/bbl)	Valor sombra de Divisas (16% superior a precio de mercado)
Costos Capital	Valor de Mercado Incluye interés a tasas fluctuantes Deuda Financiada, pagos extendidos sobre periodo del préstamo.	Componente extranjero a valor sombra Sin cargo por intereses Pagado en año 1
O & M	Sin diferenciación del componente local y extranjero	Componente extranjero a valor sombra
M. de O.	Tasa salarial de mercado	Sin valor sombra por limitaciones laborales en industria azucarera
Aceite Combustible	Precio de Mercado (\$18 o \$14/bbl)	Valor sombra de las divisas (16% superior a precio de mercado)

Cuadro C.2
Supuestos de Informaciones para Análisis de Sensibilidad

Variable	Base	Gama
Electricidad Precio de compra	5 CRc/KWh (años 1-5) 3.7 CRc/KWh (años 6-20)	Bajo: 5.0 CRc/KWh (años 1-5) 3.0 CRc/KWh (años 6-20) Alto: 5.8 CRc/KWh (años 1-5) 4.2 CRc/KWh (años 6-20)
Tasas de Préstamos Bancarios	11%	Subvencionada: 7, 11% Nacional: 26% Privada: 31%
Factor de Carga Diaria	100%	60-100%
Precios de Aceite Combustible y Tasas de Inflación	\$18/bbl	Precio Bajo: \$14/bbl Tasas de inflación anual Constante: 0, 1, 2, 3% Variable: 2% en años 5-20
Precios de Hojarasca	\$11.80/TM	Bajo: \$10/TM Alto: \$15/TM
Tasas de Descuento	12%	10%, 12%, 15%, 25%

Cuadro C.3
Supuestos de Informaciones para el Mejor de los
Casos, el Caso Base y el Peor de los Casos

Variable	Mejor	Base	Peor
Carga Diaria Fábrica (%)	100	100	60
Tasa de Descuento (%)	10	12	25
Tasa de Préstamo (%)	7	11	31
Derechos de Importación (%)	0	0	30
Precios de Combustibles			
Inflación del Aceite Combustible (%/a) (\$18/bbl)	0	0	2
Precio de la Hojarasca (\$TM)	10.00	11.80	15.00
Compra Elec.			
Precio (CRc/KWh)			
Años 1-5	5.8	5.0	5.0
Años 6-20	4.2	3.7	3.0

- 81

CCCE respecto a la capacidad declarada de fábrica (en la placa marca) de la instalación generadora.

v.g.

$$CR = \frac{CCCE}{\text{Capacidad}} \quad (1)$$

Un valor de CR cercano a 1 (casi siempre es menos de 1) significa que la carga máxima del sistema puede incrementar por un factor cercano a la capacidad de fábrica la instalación generadora propuesta. Un valor alto de CR es importante si se quiere que los ingenios azucareros reciban un crédito máximo por su producción de electricidad, y por lo tanto, un pago máximo también.

Los ahorros de capacidad para el sistema vendrán en la forma de plantas retiradas o diferidas. Para determinar estos valores, el ICE necesitará calcular el Costo Evitado Promedio Ponderado (CEP). Este cálculo comienza con una estimación de los costos evitados por período. Es decir, la empresa de servicio eléctrico calculará los impactos del ingenio azucarero en los ciclos generadores diarios y estacionales de su sistema y en los costos de energía para las dos alternativas. Un cálculo de éstos dará el valor de la CCCE; v.g. cuánto es que la nueva instalación puede aumentar la cresta del sistema a lo largo del ciclo de demanda diaria. El Costo de Capital Evitado en un período dado, entonces, es el costo de capital uniforme asociado con una reducción en la carga del sistema durante ese periodo. El Paso 2 es el análisis de confiabilidad delineado anteriormente. El cálculo de la CCCE tomado del Paso 1 proporciona el insumo necesario para determinar el valor de RC. El Paso 3 consiste en combinar los datos en CEE y en CCE para dar un Costo Evitado Promedio Global. Simbólicamente esto puede expresarse como una ecuación:

$$CEP = \frac{[(CEE_i)(KWh_i) + (CCE_i)(KWh_i)(RC)]}{KWh_i} \quad (2)$$

Esta fórmula computa el promedio ponderado de los costos de energía y de los costos de capital en el período i evitados por la inversión en la instalación generadora. El cálculo deberá hacerse para cada período de carga del servicio eléctrico a fin de determinar el cambio en CCCE para cada configuración de centrales de energía y demanda de energía.

Un ejemplo aquí puede ser muy atinado. Supóngase que el ICE tan solo tiene dos fuentes de energía, gas y aceite. Supóngase que el CEE para gas es de \$0.03/KWh en todo momento y que el CEE para aceite es de \$0.04/KWh en todo momento. Ahora supóngase que la instalación generadora propuesta tiene una razón de confiabilidad de RC = 0.95, v.g. 95%. Supóngase más aún que el costo de capital evitado por KW es \$1,220 (llevando a un costo de capital por KWh de \$0.03 bajo un préstamo con diez años de amortización y al 10%). Finalmente, supóngase que la mezcla generadora vigente es gas = 60%, aceite = 40%. En aras de la sencillez, supóngase que la energía generada durante el período en cuestión es de 1,000 KWh. Mediante el uso de la ecuación (2), obtendríamos un CEP de:

$$\begin{aligned} CEP &= \frac{[0.03 \times 600 + 0.04 \times 400] + [0.03 \times 1000 \times 0.95]}{1000} \\ &= \$0.06/KWh \end{aligned}$$

Es decir, en nuestro ejemplo hipotético, cada KWh de energía a partir de la instalación propuesta ahorraría al ICE \$0.06/KWh.

Dichos cálculos necesariamente habrán de hacerse con datos reales a partir del sistema del ICE. Sin embargo, el método es cabal y puede ser entendido fácilmente por todas las partes integrantes del convenio.

En Costa Rica, una de las consideraciones principales para los ingenios azucareros y el ICE sería la importancia de la energía producida durante el tiempo fuera de temporada. Supóngase, por ejemplo, que la cresta del sistema habría de ocurrir durante la temporada de molienda azucarera y que la CCCE fuese aumentada sólo ligeramente, si acaso del todo, durante ese periodo. Bajo tales circunstancias, la RC sería baja (baja CCCE) y el crédito principal a favor del ingenio azucarero provendría en la forma de un crédito energético. Sin embargo, si la cresta del sistema ocurriese durante el período fuera de temporada de molienda azucarera y la CCCE fuese aumentada en casi la cantidad plena de la capacidad de la central, entonces al ingenio le correspondería un pago por capacidad de parte del ICE. Casi con toda certeza, el ingenio azucarero ayudaría al ICE con parte de su carga de abril, de este modo devengando algún crédito por concepto de capacidad. Sin embargo, se necesitaría hacer el cálculo cuidadosamente para diversas configuraciones de sistema.

El ICE podrá no estar dispuesto a pagar el valor completo del CEP al ingenio azucarero. Sin embargo, el valor del CEP debe ser considerado como una cifra máxima. Independientemente de la cifra específica negociada por el ICE y los ingenios azucareros, el valor calculado del CEP muestra el valor para Costa Rica de dicho suministro de energía. Toda vez que el precio pagado por el ICE al ingenio azucarero es menor que el CEP, dicha producción da un beneficio neto a Costa Rica.

Nota: Mucho del material en este Apéndice es tomado del excelente artículo por Theresa Flaim, "Costos Evitados para Instalaciones Solares", Energy Policy, junio, 1985, 267-282. El meollo de este artículo fue dirigido a proveedores intermitentes de electricidad. No obstante, ofrece un resumen útil de los conceptos necesarios para computar las cifras pertinentes de costos evitados.

APENDICE D

Cosecha de Hojarasca para Ingenios Azucareros Costarricenses

Las estimaciones de costos para cosechar hojarasca (residuos de la caña) en Costa Rica aparecen resumidas en el Cuadro D.1. La aproximación recomendada por el grupo del estudio se basa en un examen de la experiencia en la República Dominicana, Filipinas, Jamaica, Puerto Rico, Hawaii y Texas. Ponencias y artículos sobre las actividades para la cosecha de la hojarasca alrededor del mundo pueden encontrarse en los resultados publicados del taller de trabajo especial de la AID sobre el tema, celebrado en Hawaii en abril de 1987.(1)

Procedimiento

Los residuos de los cañaverales pueden ser cosechados (recogidos) en una variedad de maneras, dependiendo de las circunstancias específicas del sitio de la operación azucarera en particular. En Hawai, en la mayoría de los lugares, se cosecha la caña entera en una sola operación. En la República Dominicana, los residuos de la caña (denominados barbojo) son amontonados mediante rastrillo formando camellones, tronchados con una cortadora común de forraje, y luego soplados hacia dentro de carretas especialmente diseñadas. Las carretas son transportadas mediante bueyes y tractor a una extensa red de puntos de carga de la caña sobre rieles, finalmente transportándoseles al ingenio por el sistema ferroviario de propiedad del ingenio.

Con base en experimentos recientes patrocinados por la AID, llevados a cabo en Hawaii por la Asociación de Azucareros de Hawaii, el grupo de este estudio recomienda que la industria costarricense use embaladores rectangulares normales, que se consiguen comercialmente, para embalar los residuos que han sido amontonados en camellones ya sea mediante rastrillos tirados por tractor (el "caso base" para estimaciones de costos) o ya sea amontonados con rastrillo de mano o lanzados formando camellones durante el proceso de la zafra misma. Las pacas, las cuales pueden variar en tamaño para permitir su carga y descarga manual, serían entonces transportadas hasta el ingenio por los mismos medios que la caña. Dado que la hojarasca será usada fuera de temporada, las pacas pueden ser apiladas cerca de los campos o en depósitos descentralizados hasta tanto se desocupe el equipo de acarreo de caña para llevar el material hasta el ingenio. Esta última modalidad permitiría la designación de un espacio más pequeño para almacenamiento y manejo en el ingenio mismo. Una vez en el ingenio, la hojarasca sería almacenada hasta que se le necesite, en cuya ocasión se le alimentaría a una moladora de tina para su trituración y se le introduciría en las calderas usando los mismos alimentadores de combustible que se emplea para el bagazo.

Humedad

Las investigaciones en una diversidad de sitios sugieren que los residuos del campo recolectados a mano de caña sin quemar tendrían una humedad de 25-35%, después de un periodo prudencial de secado en el campo. En Costa Rica, la caña actualmente suele quemarse antes de la cosecha y el grupo de este estudio ha supuesto que esto continuaría siendo la práctica común. La quema remueve las partes más secas de la caña, especialmente las hojas disecadas y adheridas, dejándose que las coronas verdes sean

(1) Véase M. Gowen, Relator y Editor, "Simposio de Energía de la Caña", Vol. II (Washington D.C.: AID, 1987).

Cuadro D.1
Estimaciones de Costos de la Hojarasca para Ingenios Costarricenses
con Base en Informaciones Provenientes del Ingenio El Viejo
(Toneladas métricas y colones)

Suposiciones Financieras

Tasa de Interés	0.26
Periodo de endeudamiento (años)	5
Derechos de Importación	30%

Suposiciones Técnicas, Ingenio

Molino de caña (TM/Año)	300,000
Tasa de molienda (TM/hr)	150
Días de molienda/año	102
en cosecha	102
fuera de cosecha	0

Suposiciones Técnicas, Campo

Caña % terrenos del ingenio	65%
Zafra de caña ingenio (TM/año)	195,000
Cosecha de hojarasca ingenio (TM/año)	21,273
Zafra de caña prod. (TM/año)	105,000
Cosecha de hojarasca prod. (TM/año)	11,455
Total de hojarasca disponible	32,727
Promedio de Humedad (%)	25%

Suposiciones de Costos

Conjunto(e) de equipo para cosechar	
Costo de capital de conjunto p/cosechar	1,142,454
(costo en US \$)	\$15,586
Derechos	342,736
Costo total de capital	1,485,190
Costo anual de capital/por conjunto	563,624
Tons/conjunto equipo cosecha/año	10,167
Costo capital de cosecha/ton	55
Costo de materiales/ton	53

Procesamiento de Combustible

Costo de Capital molienda/ton/hr	219,900
(costo en US\$)	\$3,000
Derechos	65,970
Costo total de capital	285,870
Tons/hr uso combustible	25
Costo total capital molienda	7,075,283
Costo de capital molienda	2,685,045
Total combustible tons/año	32,727
Costo de capital procesamiento/ton	82
Costo M. de O. molienda/ton	17
Costo M. de O. campo/ton	60
Costo de transporte/ton	150
Tractor/costo tractorista/ton	400
Pago agricultor/ton	73
Beneficio (no re-quema)/ton	73
Total costo hojarasca/ton	867
(en US\$)	\$11.80

Atributos Económicos

Costo divisas/ton (US\$)	\$1.90
Total costo divisas (US\$)	\$18,586
Empleo en campo (días/ton)	0.02
Empleo en campo (días)	6545
Otro empleo (días/ton)	0.014
Otro empleo (días)	409
Total empleo (días)	6,955

removidas durante la zafra. Las coronas verdes tienen más humedad pero el grupo de este trabajo ha supuesto que éstas se secan mediante la quema, dejando aproximadamente la misma humedad como la del material no quemado. Un período de secado al campo haría que estos residuos rápidamente llegasen al 20-25% de humedad según lo supuesto en el análisis técnico presentado aquí. Los montones almacenados en el ingenio y en los depósitos de campo deben ser cubiertos con material plástico o techumbre de paja para evitar la absorción de humedad durante los periodos de lluvias. Si se hace esto, la humedad permanecerá igual o incluso declinará.

Cosecha de caña sin quemar

El grupo de este estudio recomienda vehementemente que los ingenios costarricenses decididos a vender energía eléctrica lleven a cabo experimentos para determinar los costos y beneficios de cosechar caña sin quemar. Aunque esto aumentaría el costo de cosechar a mano, ello podría producir suficiente aumento de los ingresos --especialmente donde la hojarasca cosechada habría de desplazar el aceite o carbón importado-- para justificar su adopción como práctica agrícola normal. Por cuanto los beneficios serían para toda la industria, LAICA misma podría emprender algunos experimentos de fábrica/campo para recoger información de esta índole.

Costos

Las estimaciones de costos para la cosecha de la hojarasca, el transporte, el almacenamiento y la preparación están basadas en la información recogida para el ingenio El Viejo. Tal como se observa en el texto del Capítulo 2, las cantidades que estarían disponibles, incluso después de quemar, parecerían ser mucho mayores que las cantidades propuestas para su uso por el grupo de este estudio. Los análisis del ingenio suponen que se estaría quemando 19.636 toneladas. A fin de presentar una estimación de costo más realista, el análisis de costos aquí supone un número más grande, 32.727 toneladas, así permitiendo que los costos de capital sean distribuidos sobre un tonelaje más grande.(2)

Las estimaciones de costo presentadas en el Cuadro D.1, están basadas en las suposiciones siguientes:

1. Se ha estimado una cantidad de 12 T M de hojarasca por cada 110 P M de caña.
2. El equipo de cosecha consta de un conjunto de dos máquinas, una rastra Ford-New Holland de entrega lateral (modelo 258, \$3,458 entregadas), y una embaladora Ford-New Holland estándar (modelo 26, \$11,928, entregada), para un total de \$15,366. A estos precios hemos añadido \$200 para entrega interna en Costa Rica. Los precios son según cotización de Ford-New Holland, del 9-6-88.
3. Se ha supuesto que el equipo produzca 100 toneladas de pacas por conjunto por día.
4. El costo de materiales es para cordel o bramante de embalado.
5. El costo para procesamiento de combustible es más alto de lo que sería si se recogiera una cantidad más grande de residuos del campo. La cantidad recogida aquí es suficiente para apenas 55 días de operación fuera de zafra.

(2) El costo para una cosecha de tan solo 19,636 toneladas métricas, con el uso del mismo equipo de capital, ascendería a US\$12.60/ton.

6. Los costos de mano de obra en el ingenio por tonelada suponen dos trabajadores calificados a tiempo completo manejando una tasa de alimentación de caldera de 25 toneladas por hora. La tasa incluye 10 colones por tonelada (costo del combustible y depreciación) por el uso de un montacargas frontal usado durante la temporada para el manejo del bagazo.
7. El costo de mano de obra en el campo supone que un trabajador no-calificado carga una tonelada por hora o sea 20 a 25 pacas cuadradas. El costo es igual que para una tonelada de caña.
8. El costo del transporte es el doble del costo promedio de transportar una tonelada de caña al ingenio.
9. El costo del tractor supone que se necesita media hora de tractor/tractorista para cosechar cada tonelada de caña. El arriendo de tractor/tractorista cuesta 800 colones por hora.
10. Para reflejar el costo más alto de hojarasca cosechada de tierras y otros lugares ajenos a aquéllos controlados por el ingenio, se ha incluido 73 colones como pago a los agricultores.
11. El beneficio por no quemar es un crédito para el ingenio por costos incurridos ahora para deshacerse de la hojarasca.

APENDICE E

Recursos locales e importados de carbón mineral para la producción de electricidad en los ingenios azucareros costarricenses

Carbón costarricense

En 1978 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) inició un programa para investigar el potencial económico de los carbones de la región de Baja Talamanca de Costa Rica. Estudios posteriores completados en 1980 establecieron la presencia de numerosos afloramientos o brotes de carbón en la Cuenca Hidrográfica del Río Carbón Volio. En 1981 la AID financió un reconocimiento breve de esta región por Miller y Landis del Servicio Geológico de los Estados Unidos. Esto marcó el comienzo de estudios cooperativos entre el Servicio Geológico de los Estados Unidos y diversas organizaciones costarricenses.

En 1982 un estudio preliminar de 144 kilómetros cuadrados de la región de Baja Talamanca (incluida la zona de Río Carbón Volio) fue emprendido por Malavassi y Bolaños del ICE, con la ayuda de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón. Posteriormente, en 1982 este programa entero fue transferido a la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) bajo la dirección de O. Ramírez. A la fecha, se ha confeccionado mapas geológicos y hecho análisis químicos (o están en progreso) en las zonas de Zent, Volio (Utsai), y Venado. También se está recogiendo información muy preliminar de algunos otros campos carboníferos de Costa Rica (v.g., San Carlos, Puriscal, etc.).

Ubicaciones de los depósitos de carbón y de ingenios azucareros como posibles candidatos

Las estimaciones preliminares de la cantidad, calidad y accesibilidad de los depósitos de carbón conocidos en Costa Rica sugieren que dos de estas zonas (Zent y Uatsi) tienen el potencial más grande para su uso en el futuro cercano con propósitos industriales. Los depósitos de Venado también podrían ser desarrollados en el futuro, si fuese necesario.

En el Cuadro E.1 se muestra las distancias aproximadas de transporte desde los campos carboníferos de Zent, Uatsi y Venado hasta estos ingenios. Se ha estimado que los costos de transporte por carreteras en Costa Rica ascienden a 5.25 colones por tonelada métrica por kilómetro (equivalente a US\$0.07 por tonelada métrica por kilómetro).

Cantidad y calidad de recursos de carbón local

El Cuadro E.2 muestra la jerarquización de los carbones y las reservas proyectadas para cada uno de los tres principales campos carboníferos explotables en Costa Rica. Obsérvese que el campo de Venado, el cual es el más cercano a los ingenios que se tiene como candidatos, ofrece las reservas más pequeñas y es el más bajo en valor calorífero de los tres yacimientos.

La composición química promedio y el contenido energético de los carbones a partir de los tres yacimientos se muestran en el Cuadro E.3. Los carbones de Uatsi son del rango más alto (promedio 10,500 But/lb. seco), seguidos por los carbones de Zent (promedio 8,500/lb. seco), y por los carbones de Venado (promedio 6,000 But/lb. seco). Los carbones de Uatsi también ofrecen el contenido más bajo de ceniza y el contenido más alto de carbón fijo.

Cuadro E.1
Distancias por Carretera desde los Yacimientos de Carbón
hasta los Ingenios Azucareros Candidatos
(Kilómetros)

<u>Ingenios Azucareros</u>	<u>Yacimientos de Carbón</u>		
	<u>Venado</u>	<u>Zent</u>	<u>Uatsi</u>
Taboga	85	309	424
El Viejo	125	34	454
Quebrada Azul	45	180	265

Cuadro E.2
Reservas Totales de Carbón en Costa Rica (diciembre 1986)
(Millones ton. métricas)

<u>Yacimiento de Carbón</u>	<u>Tipo de Recurso</u>	<u>Reserva Verificada</u>	<u>Reserva Probable</u>	<u>Reserva Posible</u>	<u>Tot. de Reservas</u>
Uatsi	Subbit. A & B	19.3	9.1	4.1	32.5
Zent	Subbit. B & C	5.6	5.4	3.8	14.8
Venado	Lignite A & Subbit. C	2.0	--	--	2.0

Tiempos de antelación necesarios para desarrollar los depósitos de carbón locales

Según RECOPE, la explotación del depósito de Zent está programada para comenzar en alguna fecha a mediados de 1988, con cerca de 1000 toneladas métricas siendo extraídas para ensayos iniciales y cerca de 10.000 toneladas métricas siendo extraídas para fines comerciales. Este carbón está programado para ser usado en la industria de cemento costarricense. RECOPE ya ha indicado que tiene planes para desarrollar los yacimientos de Uatsi tanto como Venado en el futuro cercano (3 a 4 años vista a partir de ahora), dependiendo de la demanda futura en pro de carbón. Si este programa de desarrollo resulta correcto, entonces cualesquier de estos tres depósitos estaría disponible para ser usados en este proyecto de energía cañera.

Cuadro E.3
Características Geoquímicas y
Energéticas de los Carbones
Costarricenses (Valor Promedio)

	<u>Uatsi</u>		<u>Zent</u>		<u>Venado</u>	
	<u>Húmedo</u>	<u>Seco</u>	<u>Húmedo</u>	<u>Seco</u>	<u>Húmedo</u>	<u>Seco</u>
<u>Valor Calorífico</u>						
Kcal/Kgr	4000	5724	3221	4699	2000	3500
BTU/lb	7200	10300	5800	8500	3600	6300
<u>Humedad (% peso)</u>	33.59	--	27.09	--	35.00	--
<u>Ceniza (% wt.)</u>	13.85	17.04	22.55	29.74	28.00	--
<u>Mat. Vol. (% peso)</u>	29.71	44.72	30.04	41.89	15.00	--
<u>C. Fijo (% peso)</u>	25.41	38.24	20.67	28.68	10.00	--
<u>Total S (% peso)</u>	1.0	1.5	1.0	1.4	1.0	--

Carbones importados

El Cuadro E.4 muestra las características químicas y energéticas publicadas para carbones de exportación provenientes de Colombia y Chile, información proporcionada por tres compañías exportadoras. Estos valores indican que los carbones colombianos y chilenos son significativamente más altos en calidad que los carbones locales costarricenses. Obsérvese los valores caloríficos más altos y los contenidos más bajos de ceniza, azufre y humedad (al recibo).

Cuadro E.4
Calidad de Carbones Colombianos y al
Recibo Chilenos de Conocimiento Público

<u>Compañía</u>	<u>Valor Calorífico</u>	<u>Ceniza (%)</u>	<u>Azufre (%)</u>	<u>Humedad (%)</u>
Proceso (Colombia)	6,500kcal/kg 11,700BTU/lb	10	0.85	10
Carbones (Colombia)	7,500kcal/kg 13,500BTU/lb	8.50	0.75	7
Evacar (Chile)	7,124kcal/kg 12,825BTU/lb	13	2.90	9
Evacar (Chile)	5,750kcal/kg 10,350BTU/lb	17	2.90	11

Costos relativos de los carbones importados y locales

El Cuadro E.5 muestra los costos estimados para los carbones importados y el Cuadro E.6 muestra los costos para los carbones locales. Se espera que, si se importa carbones para su uso en los ingenios azucareros, éstos serán descargados en el puerto Pacífico de Caldera. Por consiguiente, se determinó los costos para transporte a este puerto.

En la preparación del Cuadro E.5, se obtuvo los costos FOB y de transporte marítimo de las compañías exportadoras y los costos de almacenamiento y manejo fueron proporcionados por RECOPE. Los costos de transporte terrestre fueron obtenidos mediante la multiplicación de las distancias según mapas (ruta más directa por carretera) por una tarifa de transporte de 5.25 colones por tonelada métrica por kilómetro (proporcionada por RECOPE).

Cuadro E.5
Costos Estimados por Tonelada
Métrica de Carbones Colombianos y Chilenos
(Coso Proporcionados por RICOPE)

Yacimiento de Carbón	Destino	Puerto de Embarque/TM	Costo Flete	Almacen. y Manejo	Tranporte Terrestre a Ingenio/TM			Costos Totales Entrega en Ingenio/TM		
					Taboga	El Vie.	Que	Taboga	El Vie.	Que
Columbia	Caldera	\$45	\$16	\$3.65	\$7.00	\$8.75	\$9.80	\$72	\$73	\$74
Chile (12825 Btu)	Caldera	\$37	\$16	\$3.65	\$7.00	\$8.75	\$9.80	\$64	\$65	\$66
Chile (10350 Btu)	Caldera	\$35	\$16	\$3.65	\$7.00	\$8.75	\$9.80	\$62	\$63	\$64

Para el Cuadro E.6 se usó un precio base de \$27 por tonelada métrica (en la mina). Este es el precio que RECOPE ha anunciado recientemente para carbón proveniente de la Mina El Indio en Zent, la cual comenzará a producir dentro de unos pocos meses. Los costos de transporte fueron calculados en la misma manera que para los carbones importados.

Cuadro E.6
Costos Estimados por Tonelada
Métrica para Carbones Costarricenses

<u>Yacimientos</u> <u>de Carbón</u>	<u>Ingeníos Azucareros</u>		
	<u>Taboga</u>	<u>El Viejo</u>	<u>Quebrada Azul</u>
<u>Venado</u>			
Costo (FOB) Mina	\$27	\$27	\$27
Costo Transp.	<u>6</u>	<u>8</u>	<u>3</u>
Costo Total a Ingenio	\$33	\$35	\$30
<u>Zent</u>			
Costo (FOB) Mina	\$27	\$27	\$27
Costo Transp.	<u>21</u>	<u>23</u>	<u>13</u>
Costo Total a Ingenio	\$48	\$50	\$40
<u>Uatsi</u>			
Costo (FOB) Mina	\$27	\$27	\$27
Costo Transp.	<u>28</u>	<u>30</u>	<u>17</u>
Costo Total a Ingenio	\$55	\$57	\$44

Tal como lo indican estos cuadros, los costos totales por tonelada métrica de carbón entregado en cada uno de los ingenios son considerablemente más altos para los carbones importados (\$58 a \$74) que para los carbones locales (\$30 a \$57). Sin embargo, los carbones colombianos y chilenos tienen valores caloríficos mucho más altos que los carbones costarricenses. En consecuencia, se necesitaría una cantidad mayor de carbones costarricenses para producir una cantidad igual de calor como la que se puede producir por tonelada métrica de carbón importado.

En el Cuadro E.7 se presenta una mejor comparación de los costos al usar carbones importados versus carbones domésticos. Este cuadro muestra los costos relativos de los carbones en términos de unidades equivalentes de valor calorífico (costo por millón de But). Mediante el uso de esta comparación, es evidente que los costos del carbón costarricense serían significativamente más altos y que su uso probablemente no sería económico.

95

Cuadro E.7
Costos de Carbones Importados
y Locales por Millón de BTU

	Costo en \$ por TM Puesto en Ingenio			Costo por Millón Btu a Ingeio *		
	Taboga	El Viejo	Quebrada Azul	Taboga	El Viejo	Quebrada Azul
<u>Importado</u>						
Colombia (11700 BTU)	72	73	74	3.30	3.34	3.39
Colombia (13500 BTU)	72	73	74	2.86	2.90	2.94
Chile (12825 BTU)	64	65	66	2.68	2.72	2.76
Chile (10350 BTU)	62	63	64	3.21	3.26	3.31
<u>Local</u>						
Venado (3600 BTU)	33	35	30	4.91	5.21	4.47
Zent (5800 BTU)	48	50	39	4.44	4.62	3.60
Uatsi (7200 ETU)	55	57	44	4.09	4.24	3.28

* Valores de BTU disminuídos para reflejar 85% de eficiencia en caldera.

APENDICE F

Cogeneración con turbina a gas, inyección de vapor, con combustión de biomasa para la industria de azúcar de caña

Resumen

Cantidades considerables de energía podrían producirse en las fábricas de azúcar de caña (ingenios) para su exportación a la red de servicio eléctrico (mientras satisfacen las necesidades de energía en el sitio) mediante la adopción de tecnologías de cogeneración y procesamiento de azúcar más eficientes en energía. Con una operación de la planta generadora fuera de temporada, usándose un combustible auxiliar (v.g., copas y hojas de la caña almacenadas), se podría exportar cantidades de electricidad aún mayores. En diversas fábricas en el mundo entero se ha instalado turbinas modernas a vapor de extracción y condensación. Por comparación con éstas, las turbinas a gas con vapor de inyección y alimentadas con biomasa gasificada, la cual podría estar al alcance en cantidades comerciales dentro de unos pocos años ofrecen eficiencias termodinámicas más altas, costos unitarios de capital más bajos y economías de escala más débiles. El estudio de un caso con base en la fábrica Monymusk de Jamaica indica rentabilidades bastante atractivas e inversiones de turbinas a gas comparadas con aquéllas para turbinas a vapor. Las turbinas a gas tienen el potencial de proporcionar alrededor de 1,000 GWh por año de electricidad usando los residuos de la caña actualmente producidos en Jamaica. En términos globales, más de 50,000 MW de capacidad a gas podrían ser sustentados con la producción de residuos de la caña al nivel de 1985. Los costos de producir esta electricidad serían más bajos que los costos estimados para energía proveniente de la mayoría de las opciones de estación central, incluida la hidro.

Introducción

Este estudio fue emprendido para justipreciar las perspectivas de aumentar la producción de electricidad exportable a partir de los ingenios azucareros mediante el uso de sistemas de cogeneración con turbinas a gas, con residuos de la caña como combustible primario. [1] Las turbinas a gas en los ingenios azucareros representarían un cambio tecnológico fundamental, conllevando algunos riesgos de manera que su desempeño técnico y económico esperado deberá ser mucho mejor que el de la turbina a gas establecida comercialmente antes que se les pueda considerar para la industria azucarera. A fin de comparar la cogeneración de turbina a gas avanzada y la moderna turbina a vapor, se llevó a cabo el estudio de un caso basado en la fábrica Monymusk de Jamaica, con datos tomados en gran parte de un estudio donde se exploraba la factibilidad de instalar un sistema de cogeneración grande con turbina a gas de extracción y condensación (TGEC) en Monymusk. [2]

Exportación de electricidad a partir de los ingenios azucareros

La cogeneración con combustión de bagazo es conocida para la industria azucarera mundial, pero pocos ingenios azucareros generan excedentes de electricidad para su exportación a las redes nacionales de servicio eléctrico. Un sistema típico de cogeneración de fábrica produciría alrededor de 20 KWh de electricidad por tonelada de caña molida (KWh/tc) --apenas lo suficiente para satisfacer la demanda en el sitio. Un sistema de éstos también habría de satisfacer las demandas de vapor en el ciclo y no dejaría excedentes de bagazo. Un sistema moderno y grande de cogeneración con turbina a vapor de extracción y condensación (TVEC) similar al que está siendo considerado para Monymusk y a los que

ya se encuentran instalados en unos pocos ingenios (v.g., en Hawaii [3] y Reunión [4]), podría exportar sobradamente 100 KWh/tc, mientras satisface las demandas de energía en el sitio. Si tecnologías de procesamiento con conservación de vapor, ampliamente usadas en industrias que dependen del petróleo, como la de azúcar de remolacha y la industria láctea (v.g., calentadores de jugo de condensado, evaporadores de película en caída, y tachos al vacío continuos) fuesen adoptadas en los ingenios azucareros, todavía más electricidad (quizás 25% más) podría ser exportada a la red. Más aún, si se llegase a usar un combustible auxiliar para la producción de energía fuera de temporada, la generación total de electricidad sería todavía mayor --alrededor de 240 KWh/tc (Ilustración F.1).(1)

El sistema de cogeneración con turbina a gas, inyección de vapor y gasificador de biomasa (biomasa-GSTIG) considerado en este estudio, se operara el año entero en una fábrica (ingenio) "conservadora de vapor" se produciría cerca de 460 KWh/tc, o cerca del doble de lo que es para un sistema TVEC y 23 veces más de lo producido en un ingenio azucarero típico hoy día (Ilustración F.1).

Tecnología de GSTIG

Si el sistema GSTIG-biomasa (Ilustración F.2) trabajaría convirtiendo el material de biomasa en un gas combustible en un gasificador a presión, el cual estaría acoplado a una turbina a gas con inyección de vapor, derivada de la aeronáutica. Alguna cantidad del aire proveniente del compresor de la turbina a gas sería usada en el gasificador, y el gas combustible quedaría limpio de partículas antes de quemarse en una cámara de combustión con el aire sobrante del compresor. Los gases calientes de salida de la turbina levantarían un vapor en un generador de vapor con recuperación de calor (GVRC); alguna parte de este vapor siendo necesario para operar el gasificador y el remanente del cual podría usarse para necesidades de proceso o para ser inyectado a la cámara de combustión. La inyección de vapor a la cámara de combustión conduce a un aumento en energía producida así como eficiencia eléctrica.(2)

Las turbinas a gas con inyección de vapor alimentadas con gas natural han estado funcionando en escala comercial en los Estados Unidos por varios años en aplicaciones de cogeneración. Esta tecnología es atractiva para las aplicaciones de cogeneración porque el vapor que no se necesita para el proceso puede ser inyectado para producir más energía. Bajo las estipulaciones de la Ley de Normas Reguladoras de los Servicios Públicos (LNRSP) en los Estados Unidos, la electricidad sobrante puede ser vendida al servicio

-
- (1) Obsérvese que en todos los casos en la Ilustración F.1, para facilitar la comparación, la producción de electricidad se encuentra referida a la caña procesada durante la temporada de molienda o zafra.
 - (2) Con la inyección de vapor, el flujo más alto de masa a través del expandidor de la turbina aumenta la energía producida. Se logra, entonces, una eficiencia más alta mayormente por cuanto tan solo se requiere una cantidad insignificante de insumo de trabajo adicional para bombear el agua que alimenta a la caldera al nivel de presión de la caldera, evitándose la gran cantidad de trabajo requerido para comprimir un fluido de trabajo en estado gaseoso. Se escoge turbinas a gas derivadas de la aviación para inyección de vapor, por cuanto éstas han sido diseñadas para dar cabida a flujos de turbinas que exceden considerablemente sus calibraciones normales. [5]

Ilustración F.1

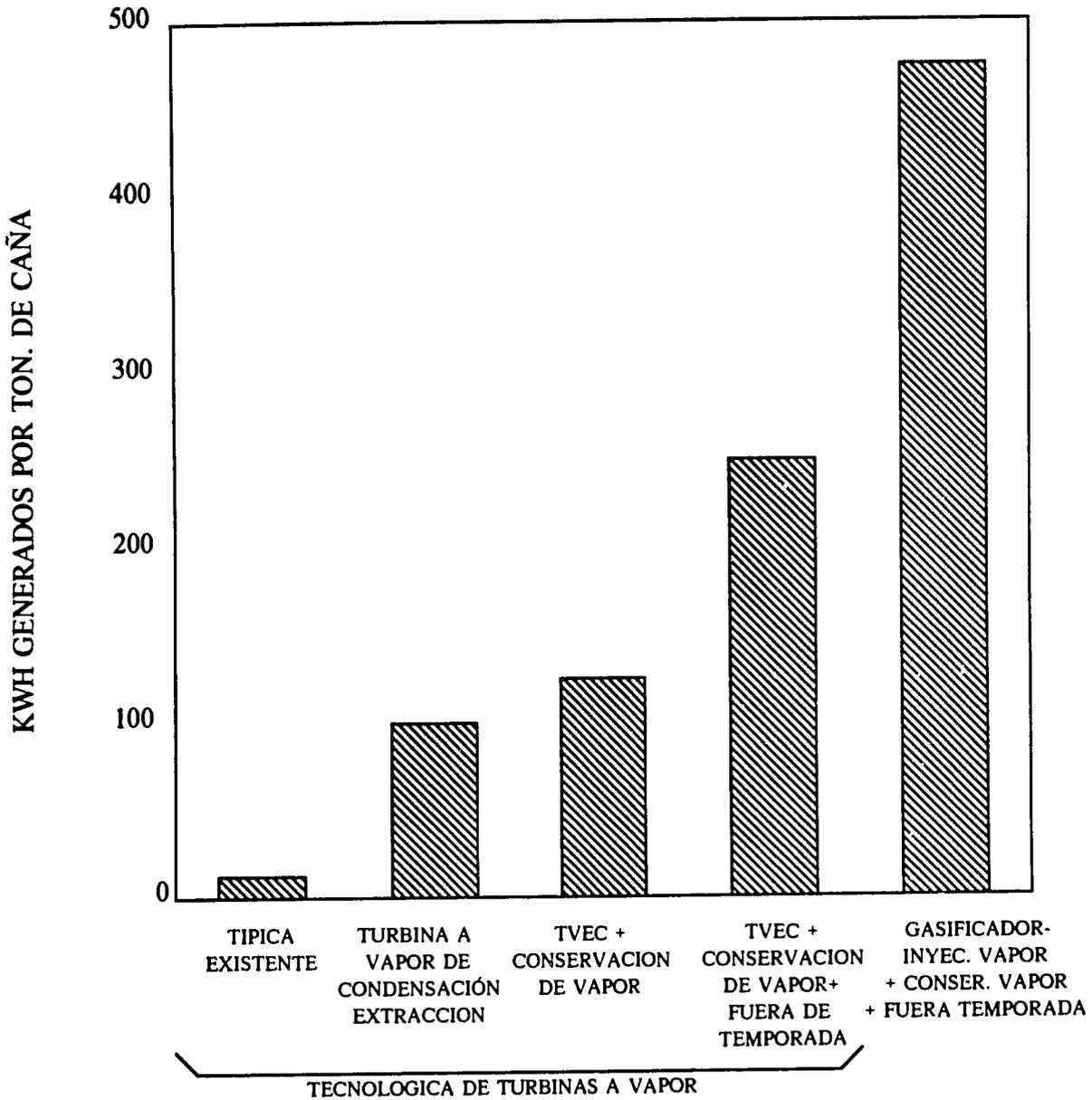


Ilustración F.1: Potencial generador de electricidad de sistemas de cogeneración de turbina a gas, con inyección de vapor y gasificador y de turbina a vapor con extracción y condensación alimentados con combustible de residuos de la caña. La dos barras al extremo derecho incluyen los efectos de una demanda de vapor de proceso reducida y la operación fuera de temporada con combustible auxiliar. [1]

Ilustración F.2

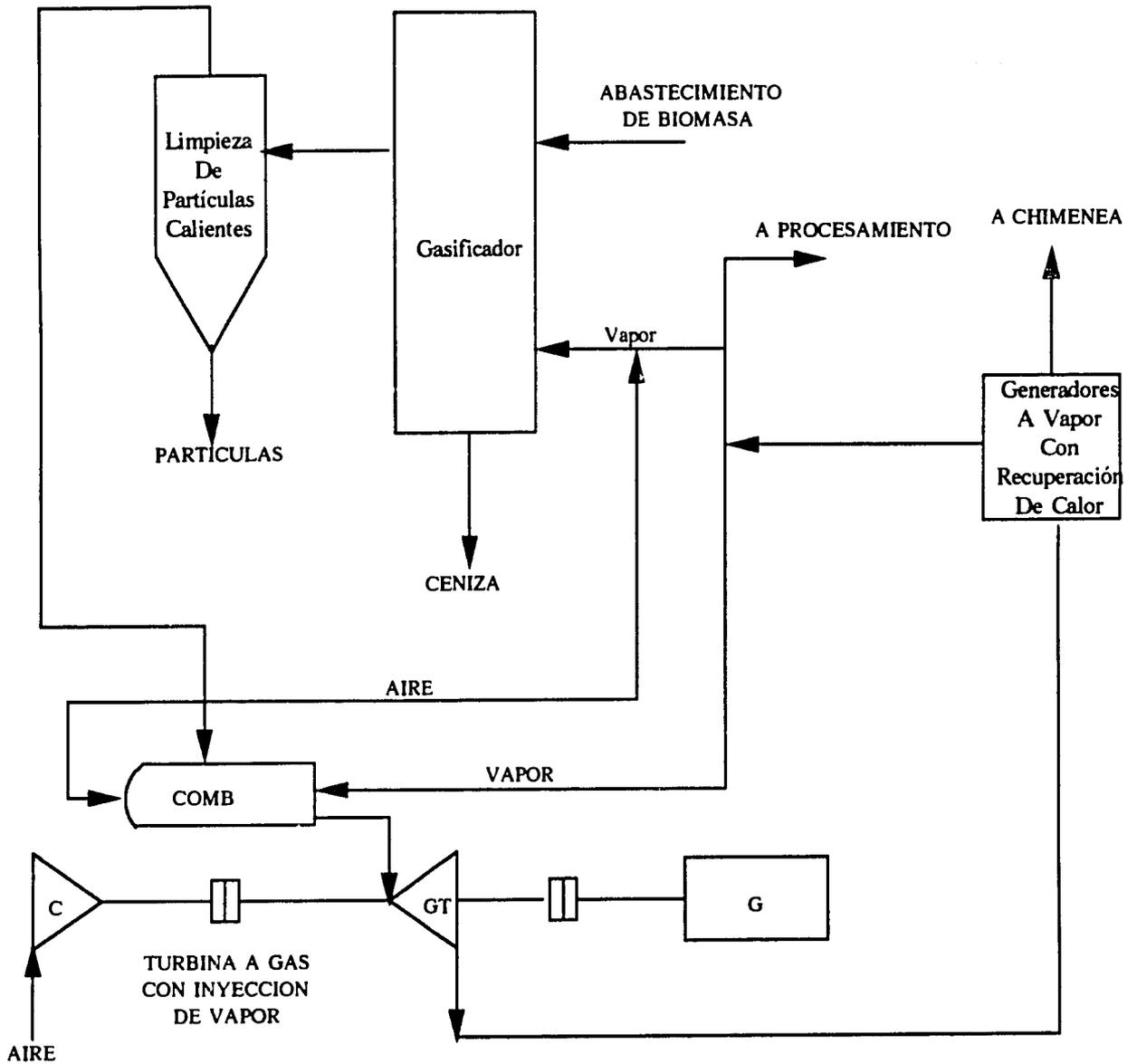


Ilustración F.2: Dibujo esquemático de un ciclo de cogeneración a base de turbina a gas con inyección de vapor y gasificador de biomasa (GSTIG - biomasa).

público a un precio razonable,(3) así extendiéndose la viabilidad financiera de la cogeneración mediante turbina a gas a una amplia gama de aplicaciones con cargas de vapor variables. [5]

Las turbinas a gas con inyección de vapor alimentadas con carbón gasificado están siendo desarrolladas por la General Electric Company (GE) en los Estados Unidos, con el apoyo del Departamento de Energía (USDOE), [6] siguiendo la demostración comercial exitosa de un ciclo(4) combinado de turbina a gas y turbina a vapor funcionando a base de gas derivado de carbón azufrado en la planta generadora de la estación central Cool Water de 100-MW en California. [7] Sin embargo, a la fecha de este escrito, aún no se ha llegado a un acuerdo entre el Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE) y la GE para continuar con este programa de "carbón limpio" de \$156 millones. Una meta clave de este programa de GSTIG-carbón consiste en el desarrollo de un sistema para remover azufre del gas combustible caliente, lo cual mejoraría considerablemente la eficiencia del sistema si se le compara con el sistema de lavado en frío usado en Cool Water. En caso de procederse con el programa de carbón limpio, GE indica que dentro de un año se habría de emprender una demostración en escala comercial de la tecnología de remoción de azufre y gas caliente, seguido dentro de tres años por el arranque de una planta piloto de GSTIG-carbón de 5 MW y dentro de 6 años por el arranque de una planta demostrativa comercial de 50 MW [8].

La tecnología GSTIG-carbón es transferible en gran parte a sistemas basados en biomasa. De hecho, la más alta capacidad de reacción de la biomasa le hace inherentemente más fácil gasificarse que el carbón. [9] Es más, la mayoría de la biomasa no contiene azufre, evitándose la necesidad y el costo adicional de, equipo para remover azufre. En consecuencia, no hace falta poner a prueba tecnología nueva para usar biomasa en los sistemas GSTIG. [8] De hecho, si se concatena con el trabajo que se encuentra en marcha en sistemas GSTIG-carbón, la comercialización de la tecnología de GSTIG-biomasa podría realizarse en cerca de 3 años. [8]

Rendimiento y estimaciones de costos de las tecnologías de cogeneración con biomasa

Rendimiento

Ambos sistemas de cogeneración, el TVEC y el GSTIG (en inglés), alimentados por bagazo durante la temporada de molienda, podrían producir cantidades variables de electricidad y procesar vapor, tal como indica la representación simplificada en la Ilustración F.3. Para aumentar la producción de electricidad en un sistema TVEC, una fracción más grande del vapor sería condensado en vez de extraído. En un sistema GSTIG (en inglés), una fracción más grande del vapor producido en el GVRC sería inyectada a la cámara de combustión. En cualquier nivel de la producción de vapor de proceso, las unidades de GSTIG producirían cerca del doble de la cantidad de electricidad por tonelada de caña respecto al sistema TVEC (Ilustración F.3). Sin embargo, el nivel máximo de producción de vapor de procesamiento para los sistemas GSTIG aquí considerados es cerca

- (3) La LNRSP establece que las compañías de servicio eléctrico compren electricidad cogenerada a un precio equivalente al costo que la empresa de servicio eléctrico podría evitar al no tener que de lo contrario suministrar esa electricidad.
- (4) En la planta generadora de ciclo combinado de turbina a gas y turbina a vapor, el escape caliente proveniente de una turbina a gas de ciclo sencillo es usado para levantar vapor en un GVRC (Generador de Vapor con Recuperación de Calor), el cual a su vez es usado para impulsar una turbina a vapor de condensación, lo cual aumenta la producción de energía de la turbina de gas. Las turbinas a gas industriales (no derivadas de la aeronáutica) son usadas en ciclos combinados.

de 300 kg/tc,(5) mientras que el sistema TVEC podría producir más de 400 kg/tc. Más adelante se explica cómo aparear el vapor de procesamiento disponible con las demandas de vapor en un ingenio azucarero.

Costos

Capital: Los costos de capital de unidades instaladas han sido estimados para varios tamaños de sistemas de TVEC y GSTIG(6) (Ilustración F.4). [1] Los costos unitarios son más altos para los sistemas TVEC, y tienen economías de escala más fuertemente asociadas. Los costos unitarios para los sistemas GSTIG serían más bajos por causa de su eficiencia energética considerablemente más alta y requerimientos menores de materiales (v.g., no necesita condensador o torre de enfriamiento). Además, las economías de escala serían más débiles que para los sistemas TVEC, dado que incluso en los tamaños más grandes se espera poder usar extensamente la fabricación en taller, en vez del montaje en el campo.

En la Ilustración F.4 también se muestra para propósitos de comparación una estimación del costo de una nueva planta generadora de estación central de 61-MW alimentada con carbón, a la cual se hará referencia más adelante. Esta fue identificada anteriormente en un informe que se hizo para la Compañía de Servicios Públicos de Jamaica (SPJ) [11—que de aquí en adelante se denominará informe MONENCO] como una opción de expansión al menor costo.

Mantenimiento: Los costos de mantenimiento son una consideración esencial para las turbinas a gas. Se cree que son relativamente altos, primordialmente según la experiencia de los servicios eléctricos con turbinas a gas para máximas de corriente. En efecto, con factores de capacidad bajos y arranques y paros repetidos, tales unidades a menudo tienen costos de mantenimiento más altos por KWh. [12] Sin embargo, con los programas apropiados de mantenimiento que acompañan a la mayoría de las turbinas a gas que funcionan en las aplicaciones de carga básica, los costos pueden ser bastante modestos(7).

El mantenimiento menor de turbinas a gas derivadas de la aeronáutica, a base de las cuales se montaría los sistemas GSTIG (véase nota al pie Núm. 2), quedaría facilitado con el diseño modular de las máquinas originalmente desarrolladas para minimizar el tiempo de paralización para las aeronaves. El mantenimiento principal típicamente se lleva a cabo fuera del sitio, mientras que una máquina de reemplazo continúa produciendo energía. Los motores de reemplazo a menudo son arrendados o comprados a los fabricantes como parte de un convenio de servicio. En otros casos, los fabricantes proporcionan contratos de

-
- (5) El vapor total producido en el GVRC de un GSTIG sobrepasaría los 300 kg/tc. Sin embargo, se estima que el gasificador tipo Lurgi aquí considerado requeriría (primordialmente para enfriar el lecho) cerca de 20% de la producción total de vapor, lo cual está basado en las necesidades de vapor cuando se gasifica el carbón en este tipo de gasificador. [6] El vapor de gasificación requerido con biomasa bien puede ser más bajo, aunque aún no se han llevado a cabo suficientes ensayos con biomasa para determinar esto. Un gasificador alterno, v.g., una unidad de lecho fluido a presión, tal como la unidad Winkler de alta temperatura Rheinbraun, virtualmente no necesita vapor, por cuanto su temperatura normal de operación sin vapor sería relativamente baja. [11]
 - (6) Se ha usado el deflator del PNB (Producto Nacional Bruto) de los Estados Unidos para expresar todos los costos en este informe en dólares estadounidenses constantes de 1985.
 - (7) Por ejemplo, la Dow Chemical Company ha tenido en operación varias turbinas a gas aeroderivadas Pratt and Whitney FT-4 alimentadas con gas natural (15-20 MW cada una) en plantas de cogeneración en la zona de San Francisco, California, por lapso de unos 20 años, con costos de mantenimiento totales promediando \$0.002-\$0.003/KWh.[12].

Ilustración F.3

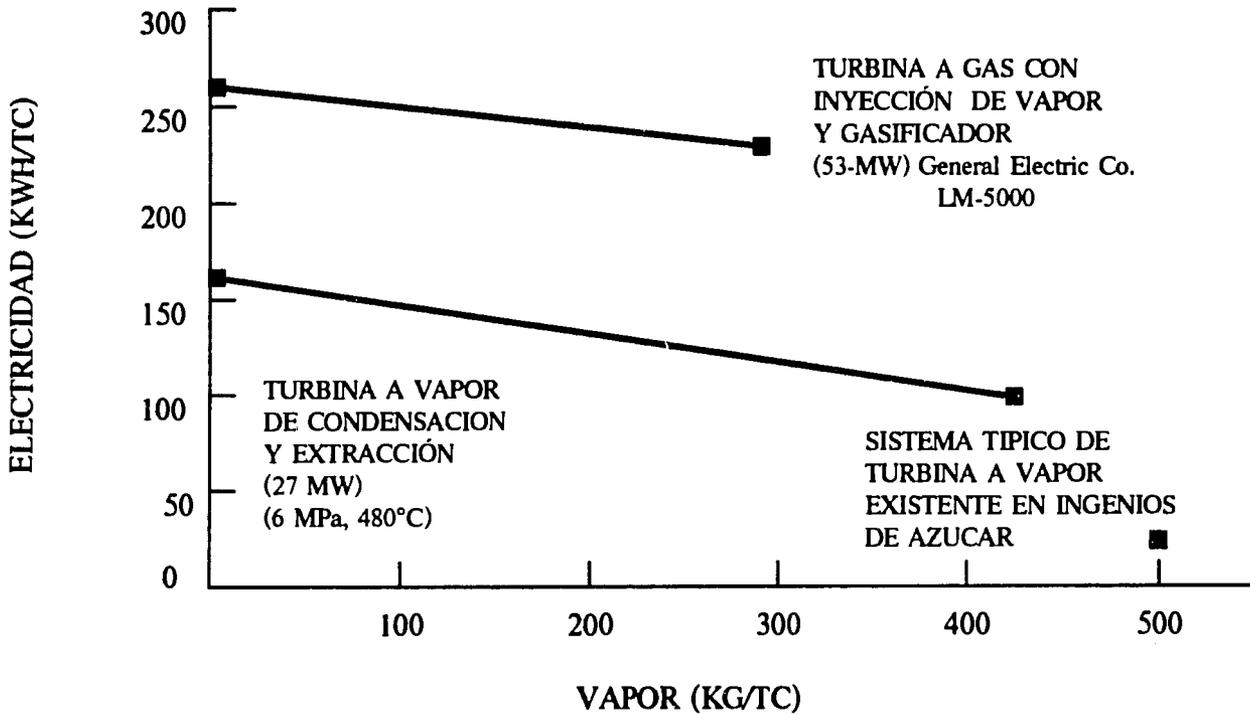


Ilustración F.3: Estimaciones de producción de vapor y electricidad para sistemas de cogeneración TVEC y GSTIG funcionando en ingenios azucareros durante la temporada de zafra (molienda) con bagazo como combustible.[1]

103

Ilustración F.4

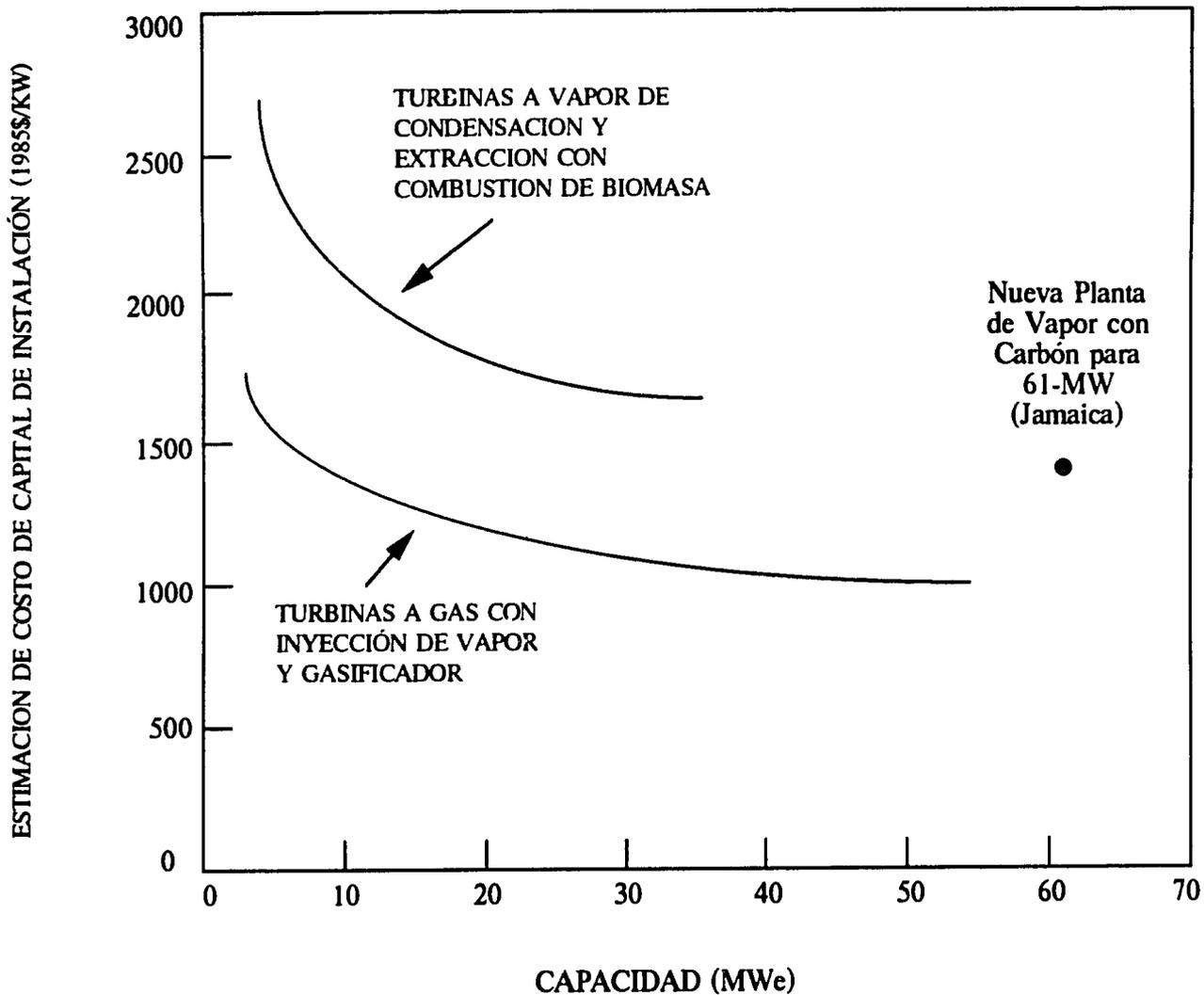


Ilustración F.4: Costos de capital unitarios estimados para sistema de cogeneración con combustión de biomasa TVEC y GSTIG, [1] y costo de capital estimado para la nueva estación central de 61 MW en Jamaica con planta de vapor a carbón .[11]

104

servicio innovadores los cuales garantizan entregar (en cualquier parte del mundo) e instalar un motor de reemplazo dentro de un periodo especificado a partir de una falla general de una máquina (v.g., 48 horas después), lo cual se hace posible por la misma naturaleza compacta de las máquinas aero-derivadas.

Con los costos de mantenimiento relativamente bajos, las turbinas a gas estacionarias, incluso muchas unidades aero-derivadas, están funcionando en aplicaciones industriales alrededor del mundo (véase la Ilustración F.5).

El Cuadro F.1 proporciona un resumen de los supuestos de costos usados en el análisis financiero presentado en la sección siguiente. Las estimaciones de los costos de mantenimiento fueron basadas en estudios previos y pláticas con expertos de la industria.[1] Las estimaciones de la mano de obra de operación están fundamentadas en datos sobre empleo para plantas de energía que tiene en operación el SPJ como función de la capacidad de planta.[11]

Cuadro F.1
Supuestos de Costos de Cogeneracion
Usados en el Analysis Financiero

Sistema de Cogeneración	— — — ►	TVEC	GSTIG
Capacidad (MW)		27	53
Costo Unitario (\$/kW)		1560	990
Costo Total Instalado (10 \$)		42	53
Mantenimiento Fijo (10 \$/año)		660	1300
Mantenimiento Variable (\$/kWh)		0.003	0.001
Número de Operarios 3		24	55
Costo de M. de O. (10 \$/año)		130	300

^a De [1]

^b Si se hace renovaciones en la fábrica para conservar vapor, el costo aumentaría en \$3.1 millones (véase cuadro F.2)

105

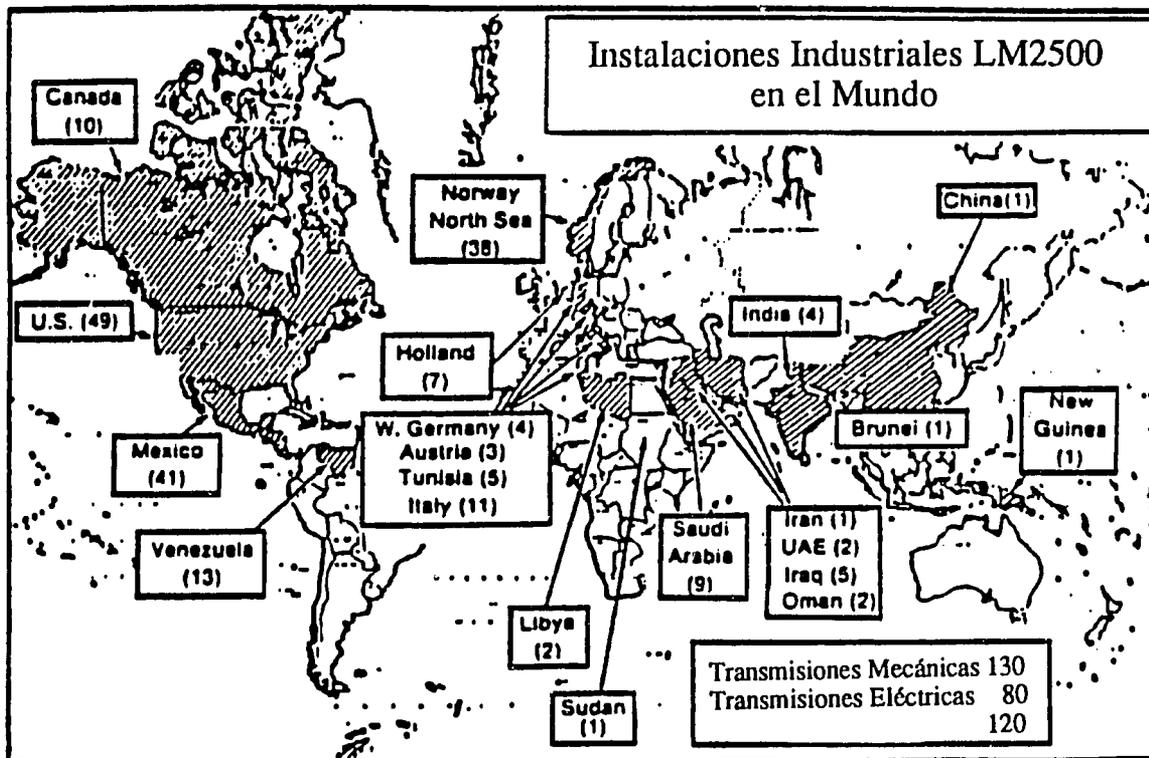


Ilustración F.5: Instalaciones industriales actuales a través del mundo de la turbina a gas derivada de la aeronáutica LM-2500 de la General Electric. (Suministrada por la General Electric Company, Cincinnati, Ohio, USA.)

ESTUDIO DE UN CASO: LA PERSPECTIVA DE UN PRODUCTOR AZUCARERO

Para explorar la factibilidad financiera de exportar electricidad, se ha calculado las rentabilidades internas para plantas de cogeneración con sistemas TVEC y GSTIG instalados en ingenios azucareros hipotéticos.

Supuestos

Operación de fábrica: La operación del ingenio Monymusk, que procesanda nominalmente 175 tc/hr durante una temporada de zafra de 206 días, fue escogido como base para el desarrollo de las demandas de energía de una fábrica hipotética. Monymusk ha operado durante los últimos años con un procesamiento promedio de caña de 150-160 tc/hr, lo cual está por debajo de su capacidad establecida en más de 200 tc/hr, por causa de los insuficientes suministros de caña y el franco deterioro del equipo del ingenio.[13] Con rehabilitaciones sustentadas por el Banco Mundial de los sistemas de riego, al igual que de la planta de procesamiento, se tiene planes para levantar el procesamiento a 200 tc/hr, o sea un total de más de 755,000 toneladas por temporada, para 1990.

En el Cuadro F.2 se resume los dos niveles de demanda de energía de un ingenio azucarero considerados en este estudio y tratadas en detalle por aparte.[1, 14] Las necesidades totales de vapor de 374 kg/tc para el ingenio azucarero "convencional" se basa en el rendimiento del equipo existente en Monymusk. Para usar un sistema de cogeneración tipo GSTIG, el cual produciría un máximo cercano a 300 kg/tc de vapor para procesamiento (véase la Ilustración F.3 y la nota al pie Núm. 5), se necesitaría equipos reconstruidos en un ingenio típico para reducir la demanda de vapor. Disminuir la demanda de vapor también permitiría la exportación de una cantidad más grande de electricidad a partir del sistema TVEC. Un ingenio o fábrica "que conserva vapor" considerado aquí utilizaría calentamiento de jugos por condensado, evaporadores de película deslizante, y tachos al vacío continuos para reducir la demanda de vapor de carga a 209 kg/tc, o lo que se disponga a partir de las turbinas de molienda (Cuadro F.2).

Precio de la electricidad exportada: En principio, el precio que paga una compañía de servicio eléctrico a un productor de cogeneración por la electricidad debiera reflejar el costo que la compañía de servicio eléctrico evita al no obligarse a suministrar esa electricidad por cuenta propia, v.g., construyendo capacidad nueva o teniendo en operación plantas existentes. El costo más bajo de nuevos abastecimientos de electricidad (incluso capital, combustible y cargos de operación y mantenimiento) en Jamaica, según estimaciones, asciende a 5.0-5.8 c/KWh para una nueva planta a vapor con carbón de 61

Cuadro F.2
Resumen de los Escenarios
de Uso Final en Fábrica ^a

Tipo de Fábrica Remodelaciones de Equipo	Costo Miles (1985 US\$)	Uso de Energía en Fábrica		
		Vapor (kg/tc) ^{b,c}		Electricidad ^d
		[Vivo]	[Descarga]	(KWh/tc)
"Convencional" Sin Remodelaciones	0	209	374	13.0
"Con Conservación de Vapor"		209	209	13.0
Calentador de Jugo Placa/Empaque	100			
Evap. de Película Deslizante, 5-Efectos	2,400			
Tacho al Vacío Continuo	600			
TOTAL	3,100			

^a De [1]. Véase también

[14]

^b Las condiciones de vapor son 1.4 MPa, 250°C para vapor vivo y 120°C vapor saturado de salida.

^c Para el análisis de la planta convencional, se supone que los alternadores turbo existentes funcionan para producir toda la electricidad en sitio, en cuyo caso toda la fuerza cogenerada sería exportada, y todo el vapor (374 kg/tc) sería entregado a la fábrica como vapor vivo. Para la fábrica conservadora de vapor se retiraría los turbo-generadores existentes en la planta y la planta cogeneradora supliría las necesidades de electricidad en sitio.

^d Con la instalación de un nuevo sistema de cogeneración, el sistema de calderas que existía anteriormente (incluso abanicos, bombas y otros accesorios eléctricos), que es responsable por aproximadamente 1/3 de la demanda de electricidad en una fábrica típica [15], sería clausurado. Las demandas de electricidad que se muestran aquí son con un nuevo sistema de cogeneración. Obsérvese que en otras partes de este informe, la electricidad producida por los sistemas CEST y GSTIG se especifica como neto de la planta de cogeneración.

108

MW.(8) (9) El costo de operar plantas existentes alimentadas con aceite (únicamente operación y mantenimiento y combustible) en Jamaica, según estimaciones, asciende a 4.5-6.1 c/KWh.(10)

Costos del bagazo: Durante la temporada de molienda, una unidad de TVEC quemaría bagazo sin procesamiento (50% de contenido de humedad), por el cual no se cobraría costo alguno. Para el sistema GSTIG se desconoce en la actualidad cuál es el nivel de procesamiento del bagazo necesario para la gasificación. En el Cuadro F.3 se muestra los cinco niveles aquí considerados y sus costos asociados.

Costos del combustible fuera de temporada: Por cuanto un cogenerador necesitaría mantenerse funcionando el año entero para devengar un costo evitado que incluye un crédito de capacidad, se ha considerado aquí varios escenarios de operación fuera de temporada.

La hojarasca, o sea los tallos superiores y las hojas de la caña, se supone que habrá de constituir el combustible fuera de temporada para el caso básico, cuyas estimaciones de costos aparecen dadas en el Cuadro F.3. La recolección y el almacenamiento de la hojarasca para propósitos energéticos no se ha realizado en gran escala comercial. Sin embargo, los ensayos de campo o las operaciones en pequeña escala han sido llevados a cabo en Puerto Rico [18], la República Dominicana [19], Mauricio [20], las Filipinas [21], Tailandia [22], y Florida [2]; así mismo se tiene ensayos en marcha en Jamaica. En Puerto Rico, donde se han llevado a cabo extensos ensayos de campo con tres variedades de caña, se produjo un promedio de 660 kg de hojarasca con 50% de contenido de humedad con cada tonelada de caña. (Dejado en el campo después de cortado, la hojarasca secó desde cerca de 50% hasta 35% de humedad con seis días de exposición). Una modalidad que se está prosiguiendo en Jamaica [24] ha sido concentrarse en el desarrollo de variedades de caña que retendrán la mayoría de sus hojas a lo largo de la cosecha, siendo transportada la caña entera a un sitio central donde se estaría separando la hojarasca de la caña para la molienda.

Los ensayos iniciales indican que un aumento en el crecimiento de hierbas y una disminución en la retención de la humedad del suelo en asocio con la remoción de la hojarasca no son problemas serios en algunas regiones cañeras. Una preocupación mayor parece ser el daño presunto a una cosecha emergente y la compactación del suelo (particularmente suelos arcillosos, como en Jamaica) en campos retoñados durante la recolección mecánica de la hojarasca. En todo caso, mientras un cierto nivel de recuperación de hojarasca parece ser factible, es necesario llevar a cabo estudios de más largo plazo para justipreciar plenamente los efectos agronómicos.

Por cuanto todavía queda por demostrar la viabilidad comercial de la hojarasca, en un segundo escenario se contempla el uso de leña cultivada en plantaciones como combustible

-
- (8) Se supone un costo instalado de \$1316/KWh (cual incluye una proporción de los costos de construir un sistema nacional para manejo del carbón), una tasa de calefacción de 12,030 kj/KWh, un factor de capacidad anual de 66%, un costo anual de mano de obra de \$358,000, costos de mantenimiento de \$0.002/KWh, una tasa de descuento del 12%, y una vida económica de 30 años.[11] Los costos supuestos para el carbón aparecen dados en el Cuadro F.3.
 - (9) Los costos de generación estimados por aparte [2] para Jamaica son 8.3 c/KWh para una planta eléctrica a vapor nueva alimentada con carbón, 6.6 c/kWh para una planta eléctrica a vapor nueva alimentada con aceite, y 8.7 c/KWh para una planta nueva de turbina a gas alimentada con aceite.
 - (10) Se supone una tasa de calor de 14,500 kj/KWh y un costo de O & M (operación y mantenimiento) de \$0.003/KWh.[11] Los costos asumidos del aceite combustible residual aparecen dados en el Cuadro F.3.

fuera de temporada. La experiencia en regiones tropicales indica que los costos totales para establecer plantaciones productoras de leña, cosecharlas y desmenuzarlas oscila en la gama de \$1.00 a \$1.50/GJ (Cuadro F.3). Para este estudio se supone un costo de \$1.25/GJ.

Por cuanto aún no ha quedado demostrada la recuperación de la hojarasca y las plantaciones de energía necesitarían varios años para ser establecidas, es que se ha considerado un tercer escenario fuera de temporada en el cual se quema aceite durante el periodo fuera de temporada para los primeros cinco años de operación, seguidos por un cambio a hojarasca. Los sistemas TVEC estarían quemando aceite combustible residual, y los sistemas GSTIG quemarían un aceite combustible destilado. Para la operación durante este periodo de cinco años se contempla los precios más bajos del aceite mostrados en el Cuadro F.4, dado que éstos son los precios actualmente usados en las proyecciones del SPJ hasta el año 2000.[17]

Cuadro F.3
Precios Nivelados de los Combustibles
Supuestos para el Estudio del Caso de Jamaica

<u>Combustible</u>	<u>Precio (1985\$/GJ)</u>
Bagazo	
Desde los ingenios, con 50% humedad	0.00
Secado a 25% humedad	0.58
En pacas, secado a 25% humedad y almacenado ^a	0.78
Comprimido en 'briquetas' (12% humedad) ^a	1.16
Comprimido en 'pelets' (15% humedad) ^a	2.02
Hojarasca	
En pacas, secada a 25% humedad, transportada y almacenada ^b	0.97
En 'briquetas', transportada, y almacenado (12% humedad) ^c	1.35
En 'pelets', transportado, y almacenado (15% humedad) ^c	2.21
Leña de Plantaciones	1.00 - 1.50 ^d
Aceite Combustible Residual	
Bajo	2.90 ^e
Alto	4.00
Aceite Combustible Destilado	
Bajo	5.40 ^e
Alto	7.50
Carbón Importado	
Bajo	1.43 ^e
Alto	2.08 ^f

^a De [16]

^b Estimado en [2]. La hojarasca secaría en el campo hasta una humedad aproximada de 35%, después de lo cual se recogería en pacas. Se estima que tendría una humedad de 25%, al momento de usársele en la planta de cogeneración.

^c Calculado como el costo de la hojarasca en pacas (\$0.97/GJ, lo que incluye costos de transporte y almacenaje más la diferencia en costo entre recoger en pacas o formar 'briquetas' o 'pelets' del bagazo.

^d Véase el Cuadro F.10 en [1].

^e Usado actualmente en las proyecciones del JPS para el año 2000. [17]

^f Estimado para Jamaica al año 2000. [11]

Cuadro F.4:
Ahorros Presuntos en Divisas para Jamaica con Sistemas Alternos de Cogeneración (en base al nivel de producción de caña de 1985) evitándose la construcción de capacidad nueva alimentada con carbón o desplazándose la capacidad existente alimentada con carbón.^a

Tecnología Generadora	Capacidad Nueva Potencial (MW)	Inversión de Capital Necesaria (Millón \$)	Divisas del Ciclo de Vida para el Combustible (Millón \$) ^b	Valor Presente del Ciclo de Vida <u>DIVISAS AHORRADAS CON COGENERACION</u> sobre carbón aceite ^c	
				(Millón \$)	(MWh)
1. TVEC CO-GEN ^d	79	132	0		
vs. Nueva Carbón-Vapor ^e					
Carbón a \$1.43/GJ	88	116	70	54	3.54
Carbón a \$2.08/GJ	88	116	102	86	5.64
vs. Aceite-Vapor Existente ^f					
Aceite a \$2.90/GJ	0	0	172		no aplicable ^g
Aceite a \$3.20/GJ	0	0	190	58	3.81
Aceite a \$4.00/GJ	0	0	237	92	6.89
<hr/>					
2. GSTIG CO-GEN ^h	153	160	0		
vs. Nueva Carbón-Vapor ^e					
Carbón a \$1.43/GJ	172	226	138	204	6.84
Carbón a \$2.08/GJ	172	226	200	266	8.92
vs. Existente Aceite-Vapor ^f					
Aceite a \$2.90/GJ	0	0	337	177	5.94
Aceite a \$3.20/GJ	0	0	372	212	7.11
Aceite a \$4.00/GJ	0	0	464	304	10.20

^a Para una producción de caña de 2.2 millones de tons. al año, y producción de electricidad de 231 y 452 KWh/tc con TVEC y GSTIG, respectivamente. Así los sistemas TVEC y GSTIG producirían 500 y 1000 GWh/año, respectivamente.

^b Para una tasa de descuento de 12% y un ciclo de vida de 30 años.

^c Para este análisis, todo el capital se supone en divisas del extranjero.

^d Suponiendo que toda la capacidad se instala a un costo de \$1671/KW, lo cual incluye remodelaciones de fábrica para "conservación de vapor" y un factor de capacidad calculado de 73 por ciento.

^e Véase Nota al Pie 8, donde aparece los costos de electricidad con carbón-vapor.

^f Véase Nota al Pie 10, donde aparece los costos de electricidad con aceite-vapor.

^g La fuerza de TVEC no desplazaría la energía generada con aceite salvo que el precio del aceite sea al menos \$3.2 GJ, donde el combustible más el costo de operación para las plantas a base de aceite equivaldrían al costo total de generación para el sistema TVEC (\$0.048/KWh).

^h Suponiendo que toda la capacidad se instala a un costo de \$1048/KW, lo que incluye remodelaciones (reconversiones) de fábrica para "conservación de vapor" y un factor de capacidad calculado de 74 por ciento.

Resultados

Caso que sirve de base: En la Ilustración F.6 se muestra las exportaciones anuales de electricidad y la tasa de retorno financiero estimada (rentabilidad) para inversiones alternas de cogeneración en ingenios con dos niveles de demandas de energía de procesamiento. Los sistemas de cogeneración considerados aquí están dimensionados para quemar el bagazo disponible a partir del procesamiento de 175 tc/hr: es decir, un TVEC de 27-MW o un GSTIG de 53-MW. Se ha estimado que una inversión en una planta con TVEC en un ingenio convencional proporciona una tasa de retorno de 13-16% si la hojarasca constituye el combustible fuera de temporada. Con inversiones adicionales en equipo de procesamiento necesario para un ingenio "que conserva vapor", se podría exportar ligeramente más electricidad, pero la rentabilidad (tasa de retorno) virtualmente no cambiaría (Ilustración F.6), por cuanto los costos extra de inversión (Cuadro F.2) compensarían los ingresos extra por concepto de electricidad.

Invertir en el sistema GSTIG (alimentado con bagazo y hojarasca briqueteado)(11) y en reconstrucciones que conservan vapor ofrecería una rentabilidad estimada de 18-23%, y las exportaciones de electricidad serían cerca del doble que para el sistema TVEC (Ilustración F.6).(12)

En el ingenio que conserva el vapor se generaría hasta \$23 de ingreso por concepto de electricidad por tonelada de caña molida, si se estuviese usando cogeneración de GSTIG y si la tarifa de retrocompra de electricidad fuese 5.0 c/KWh. Los ingresos por concepto del azúcar equivaldrían a los ingresos por concepto de electricidad para un precio de azúcar cercano a 23c/kg. Por comparación, los ingresos provenientes de la electricidad con el sistema TVEC equivaldrían a los ingresos provenientes del azúcar para un precio del azúcar cercano a 11c/kg.

Impacto de combustibles alternos: Se ha escogido el caso donde se conserva vapor aquí para ilustrar el impacto de usar combustibles alternos.

Si se necesitara un procesamiento menos extenso que el briqueteo del bagazo y hojarasca para el sistema GSTIG, entonces la rentabilidad aumentaría desde una gama de 18-23% hasta una gama de 24-29%, mientras que si se necesitara granular, ésta decaería a 11.16%.

Si se usara leña proveniente de plantaciones como combustible fuera de temporada, las rentabilidades para ambos sistemas, TVEC y GSTIG, serían comparables a aquéllas correspondientes al caso base que se muestra en la Ilustración F.6, por cuanto los costos de combustible fuera de temporada serían comparables. La extensión total requerida para una plantación de madera para leña representaría 30-40% del área de las tierras de caña de

-
- (11) El gasificador Lurgi de ceniza seca, considerado para los sistemas GSTIG aquí analizados, fue originalmente diseñado para gasificar trozos de carbón. Por lo tanto, bien puede ser necesario que el combustible de biomasa venga en una forma similar a los trozos de carbón. Si es que se considera un gasificador alternativo, v.g., una unidad de lecho fluido Winkler de alta temperatura Rheinbraun[10], entonces tal vez se necesite un menor procesamiento del bagazo con impactos fuertes en los costos.
 - (12) El tonelaje total de hojarasca requerido para el periodo fuera de temporada con el sistema TVEC sería cerca de 3/4 del tonelaje total de bagazo consumido durante la temporada de molienda. Para el sistema GSTIG, el consumo de bagazo y hojarasca sería comparable.

Ilustración F.6

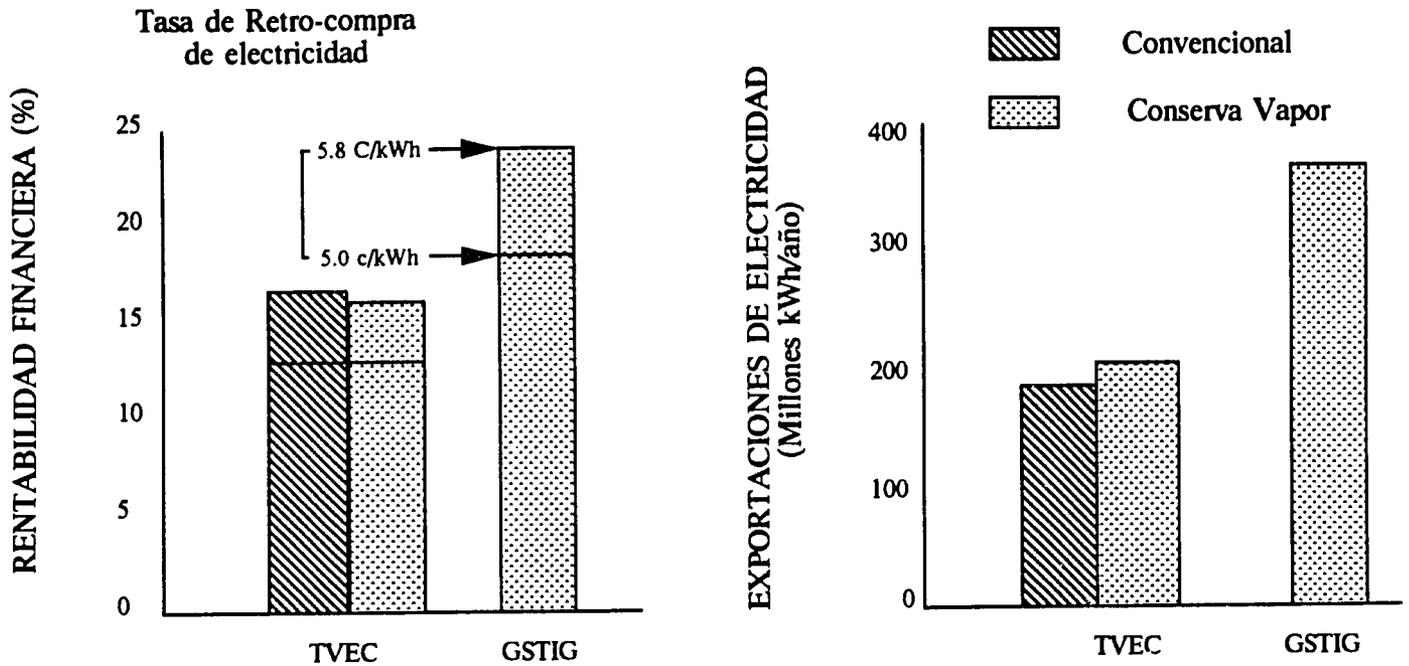


Ilustración F.6: Tasas de rédop financiero y exportaciones anuales de electricidad para inversiones en cogeneración y equipo de procesos a niveles "convencional" y de "conservación de vapor" descritos en el Cuadro F.2 El Cuadro F.1 presenta suposiciones de costos para las instalaciones de cogeneración. En todos los cálculos se supone una vida económica de treinta años.

azúcar,(13) pero el sistema GSTIG exportaría cerca del doble de electricidad por hectárea de plantación más que el sistema TVEC. El empleo permanente nuevo asociado con el mantenimiento de las plantaciones para madera de leña representaría cerca de 30% del empleo directo estimado que se asocia con Monymusk hoy día, e incluso se estaría creando un número más grande de puestos de trabajo temporales en el establecimiento de las plantaciones mismas.

Para los escenarios en los cuales se quema aceite durante los primeros cinco periodos fuera de temporada, la rentabilidad para el sistema GSTIG sería 11-13%, mientras que la rentabilidad para el sistema TVEC sería 10-12%. La rentabilidad para el sistema GSTIG decae más en términos relativos de aquélla que corresponde al caso base por cuanto el GSTIG estaría quemando aceite combustible destilado, mientras que el TVEC estaría quemando aceite combustible residual menos costoso.(14)

Resultados para instalaciones menores

La capacidad promedio de procesamiento de caña de los ingenios azucareros en Jamaica y de muchos otros países es menor de 175tc/hr. Por cuanto se tiene economías de escala asociadas con ambas tecnologías, a saber, la de TVEC y la de GSTIG, (véase la Ilustración F.4), la rentabilidad disminuiría en ambos casos para inversiones de cogeneración en ingenios pequeños. Sin embargo, por causa de sus economías de escala más débiles, la ventaja del GSTIG en relación con el TVEC aumentaría con cada decremento en tamaño. Para un ingenio que conserva vapor y que se encuentre procesando cerca de 20 tc/hr, la rentabilidad sería 9-13% para una unidad GSTIG de 5-MW, (alimentada mediante residuos de la caña briqueteados) y 3-5% para una unidad TVEC de 3-MW (con el uso de residuos de caña menos procesados).[1]

Estudio de un caso: perspectiva nacional

Contexto jamaicano

Aun cuando el sistema GSTIG habría de proporcionar tasas de retorno (rentabilidades) mucho más atractivas para un productor de azúcar que una planta de PBEC, no obstante, el capital que conlleva (Cuadro F.1) sería con creces mucho más de las inversiones a las cuales están acostumbrados los productores de azúcar. Por otra parte, las inversiones en una unidad GSTIG serían típicamente menores de lo que una compañía de servicios eléctricos invertiría en la construcción de una cantidad comparable de capacidad de estación central nueva (Ilustración F.4). Además, el incremento de capacidad de una sola unidad GSTIG sería menor que una típica planta de energía con estación central nueva, permitiendo a una compañía de servicios públicos seguir mejor la pista de la evolución de la oferta y demanda de electricidad.

-
- (13) En el supuesto de un rendimiento en plantación de 40 metros cúbicos de leña por hectárea por año (un rendimiento fácil de alcanzar en Brasil)[1] y el rendimiento promedio de caña en Jamaica en 1985 de 62 toneladas por hectárea.
- (14) En un cuarto escenario, el sistema de cogeneración podría estar subdimensionado en relación con el suministro de combustible en temporada de zafra, y el exceso de bagazo se estaría almacenando para su uso durante el período fuera de temporada (después de su procesamiento para permitir el almacenamiento de largo plazo), así evitándose el uso de un biocombustible auxiliar al igual que de aceite. En este escenario se produciría anualmente cerca de la mitad de la electricidad, y las rentabilidades serían 14-18% para el GSTIG (mediante el uso de bagazo briqueteadado todo el año) y 10-13% para el sistema TVEC (mediante el uso de bagazo seco en pacas, durante el período fuera de temporada).[1]

Para una compañía de servicio eléctrico, la electricidad cogenerada sería de interés si costase menos que otras fuentes de servicio eléctrico. Alimentada por residuos de caña briqueteados en un ingenio (que conserva vapor), la unidad GSTIG produciría electricidad exportable por cerca de 4.1 c/KWh, y la unidad TVEC produciría cerca de la mitad de la electricidad por cerca de 4.8 c/KWh. Si se tuviese leña de plantación como combustible fuera de la temporada, los costos de generación serían 4.0 c/KWh para la unidad GSTIG y 5.1 c/KWh para la unidad TVEC. En los escenarios que conllevan aceite, los costos serían cerca de 5.2 c/KWh para la CGSTIG y 5.4 c/KWh para la TVEC. Estos costos de cogeneración aparecen comparados en la Ilustración F.7 con el costo de la energía proveniente de una nueva planta de 61-MW alimentada con carbón, la cual está siendo considerada por el SPJ como la opción de expansión que ofrece el menor costo. Produciría electricidad por un costo total estimado de 5.0-5.8 c/KWh (véase Nota 8). En todos los casos mostrados en la Ilustración F.7, la planta GSTIG proporcionaría una electricidad a un costo comparable o menor que la opción nueva alimentada con carbón, incluso con un precio bajo para el carbón.

También se compara el costo de electricidad cogenerada en la Ilustración F.7 con el costo de operación de plantas de energía existentes alimentadas con aceite, el cual oscilaría desde 4.5 hasta 6.1 c/KWh (véase Nota 10). Para los casos donde la biomasa es el único combustible, la unidad GSTIG produciría electricidad a un costo más bajo, incluso con aceite a \$2.9/GJ. Bajo estas condiciones, sería económicamente atractivo desechar por completo las plantas existentes alimentadas con aceite y reponerlas con nuevas instalaciones de GSTIG.

Si se explotase para energía los recursos totales que tiene Jamaica de residuos de la caña, se podría entonces retirar una buena parte de la capacidad generadora existente alimentada con aceite, se podría diferir por muchos años o quizás décadas la construcción de nuevas plantas de energía con estación central y se estaría ahorrando considerables cantidades de moneda extranjera. Una cosecha típica para los años de 1980 (2.2 millones de toneladas) sustentaría hasta 80 MW en unidades de TVEC que podrían exportar cerca de 500 millones de KWh de electricidad por año, o más de 150 MW en unidades de GSTIG que podrían exportar cerca mil millones de KWh por año. Para una mera comparación, el SPJ generó 1,437 millones de KWh en 1985. Si la energía generada mediante GSTIG fuese a desplazar capacidad nueva alimentada con carbón, se podría ahorrar hasta \$270 millones de moneda extranjera ganada a lo largo de los 30 años de vida de las plantas (Cuadro F.4) Si la energía cogenerada llegase a desplazar electricidad proveniente de unidades existentes alimentadas con aceite, se podría ahorrar hasta \$300 millones (Cuadro F.4). Por cada KWh generado, los ahorros con GSTIG serían del orden de 50-90% más altos que con TVEC.

Contexto del Sureste B\Brasileño

El Sureste de Brasil, donde crece la mayoría de la caña de azúcar de Brasil y territorio el cual incluye al estado fuertemente industrializado de São Paulo, ofrece un contraste interesante con respecto a Jamaica, porque constituye una región productora de caña la cual depende fuertemente de la hidroenergía, una fuente de electricidad mucho menos costosa que la mayoría de las alternativas. Con una demanda de electricidad en Sao Paulo creciendo a razón de 8-10% por año [25], la instalación de una nueva capacidad hidro se encuentra bajo consideración. Por cuanto todo el potencial hidro económicamente razonable ya ha sido explotado en el Sur, no obstante, se habría de construir plantas nuevas en el Amazonas, con líneas de transmisión conectándolas a Sao Paulo.[26] La electricidad proveniente de instalaciones estas, según estimaciones, habría de costar desde 3.2 a 5.8c/KWh, dependiendo primordialmente de la ubicación de la obra (Ilustración F.7).

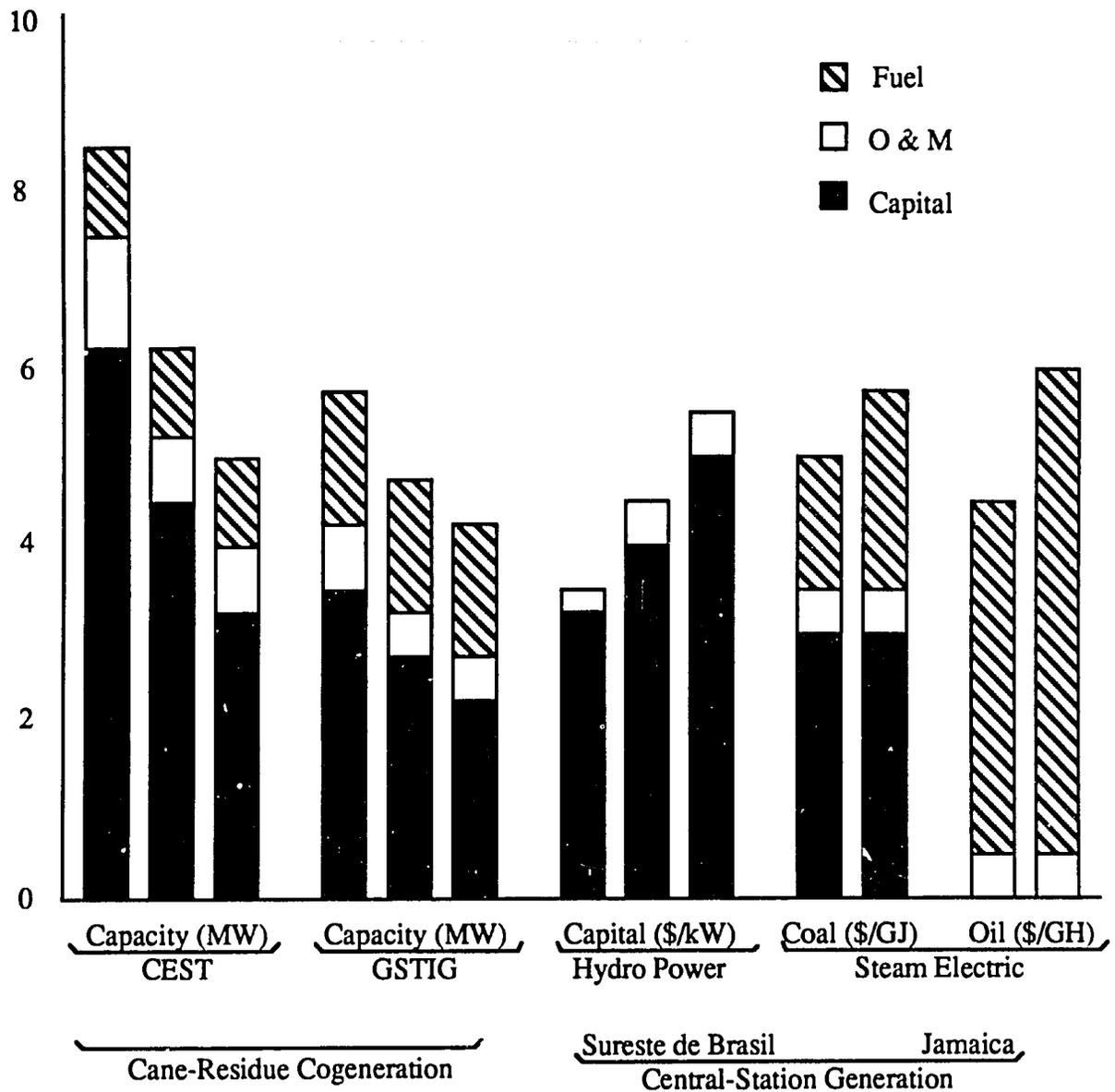


Ilustración F.7: El costo nivelado estimado de generar electricidad exportable con sistemas de cogeneración TVEC y GSTIG en un ingenio azucarero "que conserva vapor" y para tres estaciones centrales alternas. [1] Se muestra los costos totales para una nueva planta de 61-MW de vapor con carbón en Jamaica y nuevas plantas hidro suministrando energía al Sureste de Brasil. También se muestra el costo de operar plantas existentes de vapor con aceite en Jamaica. Los tres casos de cogeneración corresponden a los escenarios descritos en el texto.

Ilustración F.7:

El costo nivelado estimado de generar electricidad exportable con sistemas de cogeneración TVEC y GSTIG en un ingenio azucarero "que conserva vapor" y para tres estaciones centrales alternas.[1] Se muestra los costos totales para una nueva planta de 61-MW de vapor con carbón en Jamaica y nuevas plantas hidro suministrando energía al Sureste de Brasil. También se muestra el costo de operar plantas existentes de vapor con aceite en Jamaica. Los tres casos de cogeneración corresponden a los escenarios descritos en el texto

Con base en los cálculos para el caso de estudio jamaicano, las plantas grandes de cogeneración con sistema GSTIG (53 MW) funcionando el año entero mediante residuos briqueteados de la caña en los ingenios azucareros en Sao Paulo podrían suministrar electricidad a un costo en la gama media de las estimaciones hechas para nuevos suministros de hidro, y las unidades pequeñas serían competitivas con los suministros hidro de costo más elevado. Por contraste, únicamente las TVEC más grandes serían competitivas y luego tan sólo con respecto a las hidro de costo más elevado (Ilustración F.7).

Dada la carencia de capital en Brasil (al igual que en muchos otros países en vías de desarrollo), los cargos de capital por sí solos para electricidad bien pueden ser tan importantes como el costo total de la generación, en cuyo caso las unidades GSTIG tendrían una ventaja significativa. Por ejemplo, los cargos de capital para energía GSTIG serían 50 a 80% de aquéllos para capacidad hidro costando \$1400/KW (Ilustración F.7). Para las unidades TVEC, únicamente se alcanzaría una modesta ventaja de capital, y únicamente con las unidades más grandes.

Incluso si se estaría trabajando con unidades GSTIG únicamente durante la temporada de molienda, la energía producida puede ser atractiva para las compañías de servicio eléctrico si las opciones hidro y GSTIG fuesen consideradas conjuntamente. Por cuanto la temporada de molienda de la caña coincide con la estación seca, la cogeneración en las instalaciones procesadoras de azúcar podría ayudar a llenar la "vaguada" o depresión de hidroenergía, (Ilustración F.8), de este modo haciendo un mayor uso de la capacidad hidroeléctrica instalada. Más aún, por cuanto las unidades GSTIG tendrían la capacidad para operar con aceite fuera de temporada, se podría incluir en el diseño un riesgo más grande de escasez de lluvia para el año en las nuevas obras hidro, resultando en cargos de capital todavía más bajos para la hidroenergía.

Implicaciones

La introducción de unidades GSTIG en escala mundial podría tener un impacto significativo en más de 70 países que cultivan la caña. La cantidad de residuos de la caña producida globalmente en 1985 sustentaría más de 50,000 MW de capacidad de GSTIG, la mayoría de la cual sería en países en vías de desarrollo en Asia y América Latina (Cuadro F.5). Con base en una extrapolación de los resultados para Jamaica, se podría producir al nivel de producción de caña de 1985 cerca de 300,000 millones (10^9) KWh de electricidad (Cuadro F.6). Esto es más de 1/4 de la electricidad generada por las compañías de servicio eléctrico en estos países en 1982, y es comparable con el nivel de electricidad generada con aceite.

Una transición global hacia la cogeneración de GSTIG, aunque atractiva, ofrece desafíos tanto para la industria azucarera como para la industria de servicio eléctrico. En los ingenios azucareros probablemente se necesitaría introducir tecnologías de procesos que conservan el vapor, y el funcionamiento continuo a lo largo de todo el año de la planta de regeneración sería algo beneficioso. El desarrollo de sistemas para la recuperación de hojarasca o de plantaciones de cultivos energéticos sería deseable para suministrar el combustible fuera de temporada. Por cuanto las inversiones en una planta de cogeneración serían típicamente grandes en comparación con las inversiones tradicionales en la industria azucarera, bien puede ser aconsejable arreglos creativos de financiamiento y de propiedad, v.g., co-participación de la empresa de servicio eléctrico y/o terceras personas.

Ilustración F.8

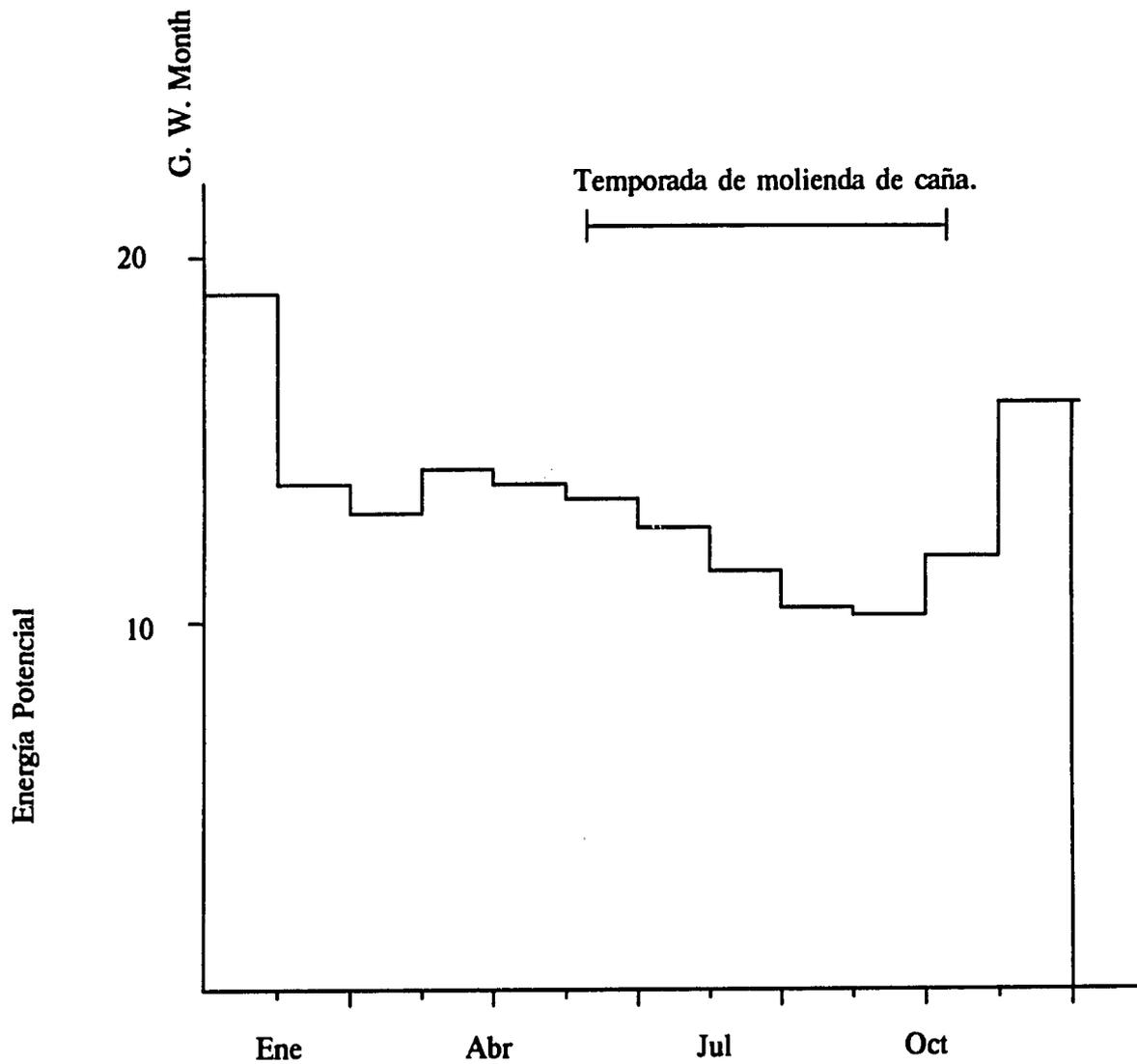


Ilustración F.8: La actual "vaguada" de abastecimiento de hidro electricidad y la temporada de zafra de caña de azúcar en el estado de São Paulo, Brasil. [1]

Cuadro F.5
Estimación de Capacidad Potencial de Generación de
GSTIG Mundialmente en Fábricas de Azúcar con el Nivel de
Producción de Caña de Azúcar de 1985 ^{a,b}

<u>Region</u>	<u>Capacidad Potencial de Electricidad (MWH)</u>
Sur América	17,800 ^c
Asia	14,000
América Central	10,100
Africa	4,900
Oceanía	2,700
Estados Unidos	1,900
Europa	200
<hr/>	
Total	51,600

^a Producción de caña de azúcar, suponiendo que se necesita diez tons. de caña para producir una ton. de azúcar. Producción de azúcar de [27].

^b Suponiendo una temporada de 206 días, una operación de 24 horas diarias, con 90% de la planta disponible y una necesidad de combustible GSTIG correspondiente a 172 tons. de caña por hora para una unidad de 53 MW.

^c Incluye capacidad que sería instalada en instalaciones para producir alcohol en Brasil.

Cuadro F.6: Potencial de generación de electricidad con GSTIG usando el nivel de producción de caña de 1985 (A) y la generación real del servicio eléctrico en 1982 (B) en países en vías de desarrollo. Se da las cifras en 10^9 KWh³ total.

	A	B		A	B	A	B
ASIA						89	599
India	31.6	129.5	Irán	0.90	17.5		
China	19.0	327.7	Vietnam	0.81	1.69		
Tailandia	10.8	16.2	Burma	0.45	1.52		
Indonesia	7.6	11.9	Bangladesh	0.42	2.98		
Filipinas	7.4	17.4	Malasia	0.32	11.1		
Pakistán	6.4	14.9	Nepal	0.12	0.284		
Taiwan	3.4	45.0	Sri Lanka	0.07	2.07		
AMERICA CENTRAL						65	100
Cuba	35.5	10.8	Jamaica	0.94	1.3		
Mexico	15.7	73.2	Panamá	0.72	2.71		
Rep. Dominicana	4.2	2.38	Belize	0.49	0.065		
Guatemala	2.3	1.42	Barbados	0.45	0.339		
El Salvador	1.2	1.45	Trinidad & Tob.	0.36	2.3		
Nicaragua	1.1	0.945	Haití	0.23	0.352		
Honduras	1.0	1.04	St. Chri.- Nevis	0.12	ND		
Costa Rica	1.0	2.42					
SURAMERICA						117	257
Brasil	95.0	143.6	Guyana	1.10	0.255		
Colombia	6.1	21.3	Bolivia	0.78	1.4		
Argentina	5.5	36.2	Paraguay	0.36	0.569		
Perú	3.3	7.25	Uruguay	0.23	3.47		
Venezuela	2.1	39.0	Surinam	0.05	0.175		
Ecuador	1.3	3.09					
AFRICA						32	167
Sudafrica	11.4	109.0	Mozambique	0.26	3.25		
Egipto	3.7	17.2	Somalia	0.24	0.075		
Mauricio	3.1	0.32	Nigeria	0.23	7.45		
Zimbabwe	2.1	4.16	Angola	0.23	1.46		
Sudán	2.0	0.91	Uganda	0.15	0.569		
Swazilandia	1.8	0.075	Congo	0.11	0.195		
Kenya	1.6	1.73	Mali	0.09	0.08		
Etiopía	0.87	0.618	Gabon	0.05	0.530		
Malawi	0.69	0.41	Burkina Faso	0.05	0.123		
Zambia	0.64	10.3	Chad	0.04	0.065		
Costa de Marfil	0.57	1.94	Guinea	0.02	0.143		
Tanzania	0.47	0.72	Sierra Leone	0.02	0.136		
Madagascar	0.45	0.342	Benin	0.02	0.016		
Cameroon	0.32	2.15	Liberia	0.01	0.389		
Zaire	0.3	1.48	Rwanda	0.01	0.066		
Senegal	0.3	0.631					
OCEANIA						2	1
Fiji	1.6	0.241	Pap. N. Guinea	0.13	0.441		
TODOS LOS PAISES EN VIAS DE DESARROLLO PRODUCTORES DE AZUCAR						304	1,124

^a De [1].

122

Para fabricantes de GSTIG que sean posibles candidatos, los mercados potenciales parecen ser suficientemente grandes como para justificar el esfuerzo de desarrollo que se necesitaría para comercializar la tecnología, y el crecimiento proyectado de la industria azucarera en escala mundial—1.5% por año al menos hasta mediados de la década de 1900[28] ofrecería mercados seguros en el futuro. El mercado potencial de GSTIG podría ser incluso más grande si se llegase a generalizar el uso de alcohol combustible basado en caña de azúcar. Los cálculos preliminares indican que la cogeneración de GSTIG sería idónea para la producción de electricidad en destilerías de alcohol.[1] Aunque la industria del alcohol para combustible se ha desarrollado en gran escala hoy día únicamente en Brasil, esta situación bien puede cambiar, si, tal como se espera,(15) suben los precios del petróleo considerablemente en los siguientes 10-15 años. A la luz de las consideraciones económicas favorables proyectadas de la cogeneración, una estrategia de combinación de productos con electricidad de GSTIG podría hacer que la producción de alcohol sea económicamente atractiva a precios de petróleo más bajos que de lo contrario, [1] una posibilidad que merece una detallada justipreciación.(16)

Conclusiones

La cogeneración mediante turbinas a gas y vapor inyectado en los ingenios azucareros, usándose residuos de caña gasificados como combustible, sería algo técnica y económicamente atractivo. La moderna tecnología basada en el motor de propulsión a chorro, sobre la cual se basaría la cogeneración de GSTIG, sería una tecnología apropiada para alimentar con biomasa en Jamaica y en otros países por un número de razones:

- o La escala económica natural de la tecnología es pequeña (5-50 MW), la cual es idónea para ser usada con una fuente de energía difusa como lo es la biomasa.
 - o Para una empresa de servicio eléctrico, las adiciones de capacidad de GSTIG serían típicamente pequeñas en relación con el tamaño de la red de servicio eléctrico en la mayoría de los países en vías de desarrollo, haciendo más fácil mantener en equilibrio la evolución de la demanda y oferta.
 - o Una generalizada operación de sistemas de GSTIG conduciría a precios promedio más bajos para la electricidad en muchos países.
 - o Por cuanto las unidades GSTIG serían a base de turbinas a gas aeroderivadas, no se necesita una capacidad local de mantenimiento muy complicada como prerrequisito para introducir la tecnología. La mayoría de las reparaciones grandes se haría fuera del sitio, mientras que se continuaría
-
- (15) El Departamento de Energía de los Estados Unidos proyecta alzas en los precios del petróleo en un mercado mundial cada vez más apretado, v.g., se proyecta que el aceite combustible residual para los servicios eléctricos de los Estados Unidos cueste \$4.3/GJ a \$6.4/GJ en el año 2000 en comparación con \$2.27/GJ en 1986.[29]
- (16) Una estrategia de productos múltiples podría conllevar la producción de electricidad sumado a una mezcla de alcohol y azúcar que depende de los precios relativos del mercado para el azúcar y el aceite en cualquier momento dado. Esta modalidad sería consecuente con la tendencia hacia la producción de productos múltiples de valor más alto. Por ejemplo, la División de Tecnología Fabril del Instituto de Investigaciones de la Industria Azucarera de Jamaica está poniendo a prueba una planta en pequeña escala de bajo consumo de energía (10 tc/1r) en sus instalaciones de Bernard Lodge que puede producir una mezcla de productos con valor agregado más alto además de azúcar: sirope de caña, azúcar amorfo, melaza de fantasía y carbón vegetal (de la cáscara de la caña).

produciendo energía con motores de reemplazo (llevados en avión desde instalaciones centralizadas).

- o Mediante el uso de recursos renovables autóctonos, la tecnología GSTIG podría reducir la dependencia de un abastecimiento energético importado, conduciendo a ahorros en divisas extranjeras.
- o Para los proveedores de GSTIG, existen mercados potenciales los cuales podrían justificar el esfuerzo necesario de comercialización. El potencial de un mercado global con los niveles existentes de producción de caña es cercano a 50,000 MW de capacidad, y la demanda de azúcar está proyectada para crecer a 1.5% por año a lo largo de mediados de la década de 1900.
- o Las unidades GSTIG también pueden proporcionar economías favorables en las destilerías de alcohol-combustible, incluso con los precios actuales de petróleo. La planta de procesamiento de caña del futuro bien podrá ser una que produzca electricidad a partir de una unidad de GSTIG como su producto primario, luego con azúcar y/o alcohol como productos acompañantes.
- o Introducidos para su operación inicial con biomasa que ya se encuentra disponible en las industrias procesadoras de la caña de azúcar, los sistemas GSTIG podrían motivar aplicaciones subsiguientes más amplias, usándose otras formas de biomasa, incluso la leña a partir de plantaciones de cultivos energéticos.
- o La eficiencia más alta y el costo de capital más bajo del GSTIG en relación con el TVEC haría que la leña sea más valiosa para la generación de energía que lo que se tiene en tecnología existente generadora de energía quemando leña, haciendo así que las plantaciones de cultivos para leña sean una oportunidad de inversión más atractiva.
- o Los sistemas GSTIG serían usados en gran parte en zonas rurales de los países en vías de desarrollo, donde podrían ayudar a generar mayores oportunidades de empleo aumentando el valor de los productos agrícolas y por ende el nivel de inversión en el sector agrícola.

Reconocimientos

Los autores agradecen a la Oficina de Energía de la Agencia para el Desarrollo Internacional de los Estados Unidos (Washington, D.C.) por el apoyo financiero para emprender la investigación de la que aquí se da cuenta.

Además, por las útiles conversaciones en Jamaica, los autores quisieran agradecer a Roddy Ashby, John Blanchard, Robert Campbell, Emile Finlay, Richard Jones, Jack Keppeler, John Lanigan, Steve Marston, Charles Mathews y Ian Sangster. También, se hace reconocimiento de gratitud a las contribuciones hechas por Angel Abbud-Mardid, Sam Baldwin, Stefano Consonni, Simone Hochgreb y Robert Soccolow en la Universidad de Princeton así como Francisco Correa de la Compañía de Energía del Estado de Sao Paulo, Brasil.

REFERENCIAS

1. E.D. Larson, J.M. Ogden y R.H. Williams, "Cogeneración a Turbina de Gas con Inyección de Vapor para la Industria de la Caña de Azúcar; Optimización Mediante Mejoras en las Eficiencias de Procesamiento del Azúcar", PU/CEES Informe 217, Centro para Estudios Energéticos y del Ambiente, Princeton University, Princeton, New Jersey, USA, septiembre 1987.
2. RONCO Consulting Corporation y Bechtel National, Inc., "Estudio de Factibilidad del Proyecto de Energía/Caña en Jamaica", financiado por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional y el Programa de Comercio y Desarrollo, Washington, D.C., 1986.
3. Información no publicada suministrada por C.M Kinoshita, Jefe, Departamento de Tecnología e Ingeniería del Azúcar, Asociación de Sembradores de Caña de Azúcar de Hawaii, Aiea, Hawaii, diciembre 1986.
4. Dirección General de Información e Innovación de Mercados, "Proyecto demostrativo de planta a vapor de 24.65 MW alimentada con bagazo," EUR 10390 EN/FR, Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 1986.
5. E.D. Larson y R.H. Williams, "Turbinas a Gas con Inyección de Vapor", ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 109, Núm. 1, enero 1987.
6. J.C. Corman (Program Manager), "Análisis de Sistemas de Plantas IGCC Simplificadas", preparado para el Departamento de Energía de los Estados Unidos por la General Electric Company, Schenectady, New York, USA, septiembre 1986.
7. "Programa de Gasificación de Carbón con Agua Fría: Cuarto Informe Anual de Avance", Electric Power Research Institute, Informe AP-4832, Palo Alto, California, USA, 1986.
8. J.C. Corman en "Informe del la (Cursillo 19 de junio de 1987) sobre Turbinas a Gas con Inyección de Vapor y Gasificador de Biomasa para la Industria de Azúcar de la Caña," E.D. Larson y R.H. Williams (eds), Centro para Energía y Estudios del Ambiente, Princeton University, Princeton, New Jersey, USA, por publicar.
9. M.J. Antal, "Avance de la Energía de la Biomasa: Un Informe al Consejo Presidencial sobre Calidad Ambiental," Departamento de Ingeniería Mecánica y Aeroespacial, Princeton University, Princeton, New Jersey, USA, julio 1978.
10. A. Bellin, H-J Scharf, L. Schrader y H. Tegger, "Aplicación del Proceso de Gasificación Rheinbraun-HTS a Existencias de Biomasa", Bioenergy 84, Vol. III, Elsevier, Londres, 1985 pp.65-72.
11. Montreal Engineering Company, "Estudio de Expansión al Menor Costo", Preparado para la Jamaica Public Service Company, Ltd., Kingston, Jamaica, 1985.

125

Referencias (cont.)

12. E.D. Larson y R.H. Williams (eds) "Cursillo sobre turbinas a gas con inyección de vapor para la generación de energía eléctrica para la estación central", Laboratorio de Conservación de Energía de New Jersey, Centro para Estudios de Energía y del Ambiente, Princeton University, Princeton, New Jersey, USA 1986.
13. Tate & Lyle Technical Services, "Plan Corporativo para 1984-1989 de Jamaica Sugar Holdings, Ltd.," Vol. III (Informe Técnico de Ingenio y Hacienda Monymusk), Bromley, Inglaterra, diciembre 1984.
14. J.M. Ogden, S. Hochgreb y M.G. Hylton, "Economía de Vapor y Cogeneración en Fábricas de Azúcar de la Caña preparado para la Reunión Anual de la Asociación de Tecnólogos del Azúcar de Jamaica, Ocho Ríos, Jamaica, noviembre 5-6, 1987.
15. S. Baldwin y E. Finlay, "Análisis de Sistemas Impulsados por Motores Eléctricos en la Industria Azucarera: I. Conservación de Electricidad en Abanicos de Calderas y Bombas de Riego", preparado para la Reunión Anual de la Asociación de Tecnólogos del Azúcar de Jamaica, Ocho Ríos, Jamaica, noviembre 5-6, 1987.
16. Eletrobras, "Aproveitamento Energetico dos Residuos da Agroindustria da Cana-de-Acucar," Ministerio de Industria y Comercio, Brasilia, 1981.
17. R. Ashby, Gerente, Centro para Estudios Especiales, PCJ Engineering, Kingston, Jamaica, comunicación personal, abril 1987.
18. A.L. Phillips, "Residuos de la Cosecha de la Caña para Combustible de Biomasa", Departamento de Ingeniería Agrícola, Universidad de Puerto Rico, Mayaguez. (En Apendice 2A, RONCO Consulting Corporation y Bechtel National).
19. V. Vinas, Ingenio Azucarero Central de La Romana, República Dominicana, presentación en el Segundo Cursillo sobre Biocombustibles de la Cuenca del Pacífico, Isla Kauai, Hawaii, abril 1987.
20. K. Deepchand, "Economía de la producción de Electricidad a Partir de los Tallos Superiores y las Hojas de la Caña de Azúcar-Un Estudio Preliminar", *Int. Sugar Journal*, Vol. 88 1986, pp. 210-216
21. V.F. Varua, Vice-presidente, Jose Cojuangco e Hijos, Inc., (Hacienda Luisita), Filipinas, presentación en el Segundo Cursillo sobre Biocombustibles de la Cuenca del Pacífico, Isla Kauai, Hawaii, abril 1987.
22. N. Coovattanachai, Facultad de Ingeniería, Prince of Songkla University, Hatyai, Tailandia, comunicación personal, agosto, 1987.
23. B.R. Eiland y J.E. Clyton, "Recolección de Residuos de la Cosecha de la Caña de Azúcar para Energía", presentado en la Reunión Invernal de la American Society of Agricultural Engineers, Chicago, Illinois, USA, diciembre 1982.
24. M. Shaw, Director, División de Campo, Sugar Industry Research Institute, Mandeville, Jamaica, comunicación personal, agosto 1987.

Referencias (cont.)

25. Conselho Estadual de Energia, (1986), Balanco Energetico do estado de Sao Paulo 1984, Sao Paulo, Brasil.
26. F. Correa, Ingeniero de Proyecto, Grupos de Proyectos Especiales, Compañía de Energía de Sao Paulo, Sao Paulo, Brasil, comunicación personal, marzo 1987.
27. Organización Internacional del Azúcar, Memoria Anual del Azúcar, 1985, Londres, 1986.
28. J.G. Brown, "La Industria Internacional del Azúcar: Desarrollo y Perspectivas", Documento de Trabajo Sobre Productos Comerciales 18, Banco Mundial, 1987.
29. Energy Information Administration (Oficina de Administracion de Información sobre Energía), Annual Energy Outlook, US DOE, Washington, D.C., febrero 1987.x

REFERENCIAS

- AID Oficina de Energía. marzo 1986. "Edición Especial: Sistemas Energéticos de la Caña", preparado por Bioenergy Systems and Technology. Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Washington, D.C.
- AID Oficina de Energía. abril 1986. "Producción de Alcohol Combustible en Honduras: Un Análisis Técnico y Económico". Programa de Valoración de Energía de la Caña. Preparado por RONCO Consulting Corporation para la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Washington, D.C.
- AID Oficina de Energía. septiembre 1986. "Estudio de Factibilidad del Proyecto de Energía/Caña en Jamaica". Preparado por RONCO Consulting Corporation y Bechtel National Inc. para la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Washington, D.C.
- AID Oficina de Energía. septiembre 1986. "Fuerza Eléctrica a Partir de los Residuos de la Caña en Tailandia: Un Análisis Técnico y Económico". Programa de Valoración de la Energía de la Caña. Preparado por RONCO Consulting Corporation para la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Washington, D.C.
- AID Oficina de Energía. diciembre 1986. "La Industria Azucarera en las Filipinas: Un Análisis de Sustitución de Cultivos y Oportunidades de Diversificación de Mercados." Programa de Valoración Caña/Energía. Preparado por RONCO Consulting Corporation para la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Washington, D.C.
- AID Oficina de Energía. diciembre 1987. Generación de Energía Eléctrica Fuera del Servicio Público en Costa Rica: Presuntos Impedimentos y Aspectos Normativos. Producido por Hagler Bailley para la Oficina de Energía, Ciencia y Tecnología, Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional, Washington, D.C.
- Alexander, Alex. La Alternativa de la Energía de la Caña. New York: Elsevier. 1985.
- Brown, James. marzo 1987. "Las Industrias Azucareras Internacionales: Evolución y Perspectivas". Documentos de Trabajo de la Unidad de Productos Comerciales del Banco Mundial. Núm. 18. El Banco Mundial, Washington, D.C.
- Eiland, B.R. y J.E. Clayton, "Cosecha de la Caña de Azúcar con y sin Quema en Florida", Transacción de ASAE (Vol. 26, Núm. 5, 1983).
- Gowen, Marcia M. ed. abril 1987. "Simposio sobre la Utilización de la Energía de la Caña: Un Informe del 2do. Cursillo sobre Biocombustibles de la Cuenca del Pacífico, Vols. I y II". Preparado por RONCO Consulting Corporation para la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Washington, D.C.
- Kinoshita, C.M. 1986. "Inventario de Energía de la Asociación de Sembradores de Caña de Azúcar de Hawaii (1982-1985)". Información sin publicar. Asociación de Sembradores de Caña de Azúcar de Hawaii. Aiea, Hawaii, diciembre.

Referencias (cont.)

Larson, Eric D., Joan M. Ogden, Robert W. Williams y Michael G. Hylton. noviembre 1987. "Cogeneración de Turbina a Gas Alimentada con Biomasa en Ingenios Azucareros Eficientes: Estudio de un Caso en Jamaica". Ponencia presentada en Reunión de la Asociación de Tecnólogos del Azúcar de Jamaica, Ocho Ríos, Jamaica. noviembre 5-6, 1987. Centro para Energía y Estudios del Ambiente. Princeton University, Princeton, New Jersey.

Lipsey, R.G. y R.K. Lancaster. 1957. "Teoría General del Segundo Mejor", *Review of Economic Studies*, febrero 1963, Núm. 77, pp. 93-111.

Phillips, Allan. "Residuos de la Cosecha de Caña de Azúcar para Combustible de Biomasa". Departamento de Ingeniería Agrícola. Universidad de Puerto Rico. Mayaguez, Puerto Rico.

Banco Mundial. 1986. Costa Rica Country Report. Washington, D.C.

The Office of Energy

The Agency for International Development's Office of Energy plays an increasingly important role in providing innovative approaches to solving the continuing energy crisis in developing countries. Three problems drive the Office's assistance programs: high rates of energy and economic growth accompanied by a lack of energy, especially power in rural areas; severe financial problems, including a lack of investment capital, especially in the electric sector; and growing energy-related environmental threats, including global climate change, acid rain, and urban air pollution.

To address these problems, the Office of Energy leverages financial resources of multilateral development banks such as The World Bank and the InterAmerican Development Bank, the private sector, and bilateral donors to increase energy efficiency and expand energy supplies, enhance the role of private power, and implement novel approaches through research, adaptation, and innovation. These approaches include improving power sector investment planning ("lease-cost" planning) and encouraging the application of cleaner technologies that use both conventional fossil fuels and renewable energy sources. Promotion of greater private sector participation in the power sector and a wide-ranging training program also help to build the institutional infrastructure necessary to sustain cost-effective, reliable, and environmentally-sound energy systems integral to broad-based economic growth.

Much of the Office's strategic focus has anticipated and supports recently-enacted congressional legislation directing the Office and A.I.D. to undertake a "Global Warming Initiative" to mitigate the increasing contribution of key developing countries to greenhouse gas emissions. This strategy includes expanding least-cost planning activities to incorporate additional countries and environmental concerns, increasing support for feasibility studies in renewable and cleaner fossil energy technologies that focus on site-specific commercial applications, launching a multilateral global energy efficiency initiative, and improving the training of host country nationals and overseas A.I.D. staff in areas of energy that can help to reduce expected global warming and other environmental problems.

To pursue these activities, the Office of Energy implements the following seven projects: (1) The Energy Policy Development and Conservation Project (EPDAC); (2) The Biomass Energy Systems and Technology Project (BEST); (3) The Renewable Energy Applications and Training (REAT); (4) The Private Sector Energy Development Project (PSED); (5) The Energy Training Project (ETP); (6) The Conventional Energy Technical Assistance Project (CETA); and (7) its follow-on Energy Technology Innovation Project (ETIP).

The Office of Energy helps set energy policy direction for the Agency, making its projects available to meet generic needs (such as training), and responding to short-term needs A.I.D.'s field offices in assisted countries.

Further information regarding the Office of Energy's projects and activities is available in our Program Plan, which can be requested by contacting:

Office of Energy
Bureau for Science and Technology
U.S. Agency for International Development
Room 508, SA-18
Washington, D.C. 20523-1810
Tel: (703) 875-4052