

86
2 ej-

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



COGENERACION EN UN INGENIO AZUCARERO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N :
LOPEZ CASTILLO FRANCISCO
MARTINEZ MUÑOZ GABRIEL
MORALES VILLASEÑOR ANGEL



DIRECTOR DE TESIS:
ING. ADRIAN VALERA NEGRETE

MEXICO, D. F.

1992

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

INTRODUCCION.....	6
--------------------------	----------

CAPITULO I. RESEÑA HISTORICA DEL CONSUMO DE ENERGETICOS DE 1965 A 1990. PERSPECTIVAS Y EVOLUCION.

I.1. Producción de energía primaria (bagazo de caña, leña e hidrocarburos, 1965-1990).	10
I.2. Oferta interna bruta.	11
I.3. Consumo de energía del sector primario.	15
I.4. Consumo energético en los centros de transformación.	18
I.5. Consumo energético nacional.	19
I.6. Consumo industrial.	22
I.7. Comportamiento de la producción de azúcar contra consumo de energéticos en los ingenios de Morelos, 1980-1988.	25

CAPITULO II. PROCESO DE OBTENCION DE AZUCAR. GENERALIDADES.

II.1. Descripción del proceso de obtención de azúcar.	31
II.2. Diagrama de proceso de obtención de azúcar.	37
II.3. Refinación del azúcar.	38
II.4. Características de los equipos de proceso , utilizados en el ingenio Casasano.	40

CAPITULO III. COGENERACION, REGLAMENTO GENERAL Y COMBUSTIBLES DE CONSUMO EN LA INDUSTRIA AZUCARERA.

III.1. Descripción de sistemas cogenerativos.	47
--	----

III.2. Reglamento básico para establecer un sistema de cogeneración.	50
III.3. Instructivo para solicitar el permiso de autoabastecimiento de energía eléctrica.	52
III.4. Normas técnicas relativas a las obras e instalaciones que sirvan para la autogeneración de energía eléctrica.	57
III.5. Venta de bagazo de caña.	59
III.5. Características de combustibles.	61

CAPITULO IV. CARACTERISTICAS DE OPERACION ELECTRICA DEL INGENIO CASASANO.

IV.1. Introducción.	68
IV.2. Factor de potencia.	68
IV.3. Métodos para determinar el factor de potencia, en una industria.	69
IV.4. Obtención del factor de potencia en el ingenio Casasano.	72
IV.5. Análisis de la generación y la demanda de energía eléctrica en el ingenio Casasano.	73
IV.6. Demanda máxima.	76
IV.7. Demanda media.	76
IV.8. Factor de carga.	77
IV.9. Factor de demanda.	77

CAPITULO V. ANALISIS ENERGETICO DEL INGENIO CASASANO PARA UN SISTEMA DE COGENERACION.

V.1.	Demanda energética del ingenio azucarero.	81
V.1.1.	Energía del combustóleo más bagazo, destinado al sistema de cogeneración.	85
V.2.	Vapor generado en las calderas del ingenio.	88
V.3.	Análisis energético del sistema de cogeneración.	89
V.4.	Eficiencia energética de las calderas, quemando combustóleo más bagazo de caña y solamente combustóleo.	96
V.5.	Balance de exergía en el sistema de cogeneración.	98

CAPITULO VI. ANALISIS ECONOMICO DE LOS COSTOS POR COGENERACION.

VI.1.	Costo por consumo de combustibles.	106
VI.2.	Costo por inversión de equipo.	112
VI.3.	Costos de operación y mantenimiento.	122
VI.3.1.	Escala de salarios, de costos de operación, para cogeneración.	122
VI.3.2.	Escala de salarios, para costos de mantenimiento y refacciones menores, en la cogeneración.	125
VI.3.3.	Costos fijos y variables, de operación y mantenimiento.	126
VI.3.4.	Suma de costos, por operación y mantenimiento y refacciones menores.	127
VI.4.	Tabla de resultados.	128

CONCLUSIONES	134
NOMENCLATURA	137
APENDICE	141
BIBLIOGRAFIA	162

INTRODUCCION

I N T R O D U C C I O N

En México a partir de la década de los 80's , la política en materia de energía, se ha enfocado a mejorar el rendimiento de los sistemas térmicos, como es el caso de promover el autoabastecimiento de energía eléctrica con la utilización principalmente de sistemas cogenerativos.

Hasta la fecha se han realizado numerosos estudios, para establecer las bases esquemáticas y cuantitativas de estos sistemas, sin embargo debido a la falta de procedimientos técnicos y personal calificado no había sido posible cuantificar el costo y oportunidades de la cogeneración en nuestro país.

El presente trabajo, trata en un principio, de la reseña histórica de los energéticos en nuestro país en los últimos años. Posteriormente se analizan los equipos principales de un ingenio azucarero, tratando de dar a conocer los principios de operación y los consumos de energía por área de trabajo.

Actualmente, debido a la creciente demanda solicitada de energía eléctrica año con año a la CFE, ésta tendrá problemas para satisfacer el servicio, por lo que la política actual prevee que CFE, pueda adquirir los excedentes de generación de energía eléctrica de industrias con cogeneración y así obtener el máximo aprovechamiento de los energéticos.

Para llevar a cabo este trámite, se estableció un Reglamento y Normas Técnicas que se describen posteriormente.

En la industria azucarera también se tienen cargas inductivas y resistivas, que afectan directamente la potencia aparente generada en el sistema, siendo fundamental en la industria, tener un concepto claro de las características de operación eléctrica. Por tal motivo se considera importante el análisis del factor de potencia, factor de carga, demanda máxima y demanda media.

La mayoría de los ingenios del país, se construyeron a principios de este siglo, por lo que varios de estos, tienen equipos obsoletos y trabajan con rendimientos muy bajos. Para obtener el costo de generación de energía eléctrica en un sistema cogenerativo, se debe conocer además de los costos de inversión y de operación y mantenimiento, el consumo y costo del energético, siendo los combustibles utilizados el combustóleo pesado y el bagazo de caña, analizando las siguientes alternativas:

- a) Utilizando combustóleo.
- b) Utilizando combustóleo más bagazo de caña sin considerar su valor agregado.
- c) Utilizando combustóleo más bagazo de caña considerando su valor agregado.

Para comparar los costos, y eficiencia de estas alternativas se desarrolla la metodología de análisis térmico-económico. Comprobando la factibilidad del sistema cogenerativo, en lugar de proveerse de energía eléctrica por parte de la CFE.

CAPITULO I

I. RESEÑA HISTORICA DE LOS ENERGETICOS DE 1965 A 1990 PERSPECTIVAS Y EVOLUCION .

I.1. PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA DE 1965 A 1990.

De 1965 a 1990, Mexico incremento la producción de energía primaria de 418.9 a 2058.6 billones de kilocalorías. Destacando 4 periodos importantes de evolución.

- 1.- De 1965-1973 la producción se mantuvo en 4.5% en promedio anual.
- 2.- De 1973-1982 hubo un crecimiento promedio anual de 15.8%.
- 3.- De 1982-1985 se registró un decrecimiento de -2.0%.
- 4.- De 1985-1990 se observó un decrecimiento anual de -0.38%.

Durante los primeros 21 años de referencia, la producción de hidrocarburos registró una tasa media de crecimiento de 0.4% .

La biomasa, (leña y bagazo de caña) muestran un crecimiento sostenido de 1.3 y 2.8 por ciento en promedio anual durante las dos décadas comprendidas de 1965 a 1975 y 1975 a 1985 respectivamente.

En 1990 la producción de energía primaria fué de 2058.6 billones de kilocalorías.

Nota: La producción de energía primaria está constituida por: carbón, hidrocarburos (petróleo crudo, condensados, gas asociado, gas no asociado), electricidad (hidroenergía, geoenergía, nucleenergía) y la biomasa (bagazo de caña y leña).

I.2.- OFERTA INTERNA BRUTA (energía primaria).

Entendiéndose por oferta interna bruta, a la cantidad de energía primaria con la que un país dispone internamente para su consumo propio.

En 1965, ésta oferta sumó 390 billones de kilocalorías, del cual representa el 93.1% de la producción total (418.911 billones de kilocalorías), el 6.9% restante incluye exportación, importación y variación de inventarios.

En 1975, la oferta interna bruta llegó a 859.3 billones de kilocalorías, 85.6% de la producción total (769.885 billones de kilocalorías), donde el restante, que representa el 14.4% corresponde a exportación, importación y variación de inventarios.

En 1985, la oferta interna bruta aumentó a 1,265.9 billones de kilocalorías, 60.4% de la producción total (2096.632 billones de kilocalorías), representando un 92% respecto a 1975. La exportación, importación y variación de inventarios representaron el 39.6% de la producción.

En 1990 la oferta interna bruta es de 1317.53 billones de kilocalorías, 64% de la producción total, el 36% correspondió a exportación, importación y variación de inventarios.

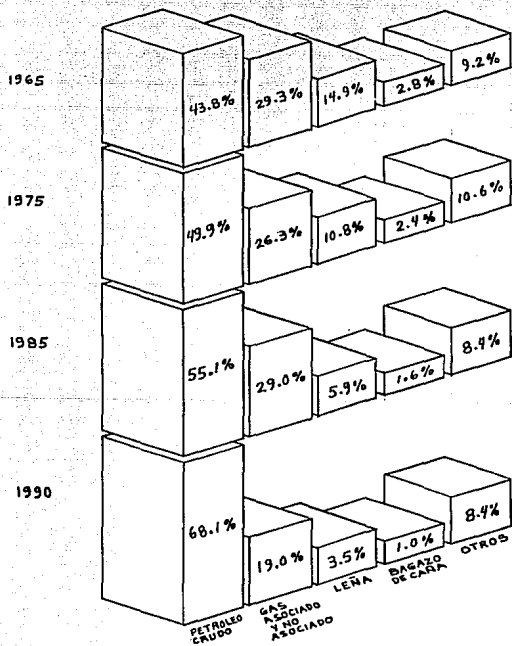
Los datos anteriores se muestran en forma desglosada en la tabla No.I.1, siendo su representación gráfica la ilustrada en la fig. No.I.1.

OFERTA INTERNA BRUTA				
ENERGETICOS	DISTRIBUCION PORCENTUAL			
	1965	1975	1985	1990
PETROLEO CRUDO	43.8	49.9	55.1	68.1
GAS ASOCIADO Y NO ASOCIADO	29.3	26.3	29.0	19.0
LEÑA	14.0	10.8	5.0	3.5
BAGAZO DE CARA	2.8	2.4	1.6	1.0
OTROS*	9.2	10.6	8.4	8.4

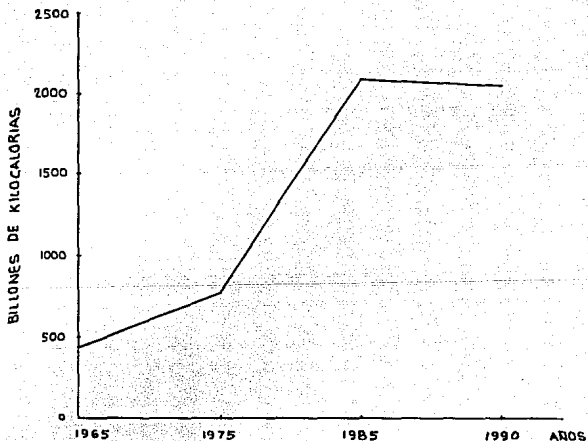
T A B L A No.I.1

* energéticos no utilizados en este estudio :
hidroenergía, geoenergía y carbón .

FIG. I.1. OFERTA INTERNA BRUTA 1965.1975.1985 y 1990.



En la gráfica I.1 se puede tener una mejor apreciación de la evolución de la oferta interna bruta durante los años de 1965 a 1975 , 1975 a 1985 y 1985 a 1990, presentando un crecimiento de 418.9 hasta 2,095.6 billones de kilocalorías, de 1965 a 1985, y de 1985 a 1990, se observa un ligero decrecimiento, bajando a 2,058.6 billones de kilocalorías.



GRAFICA I.1 EVOLUCION DE OFERTA INTERNA BRUTA.

I.3. CONSUMO DE ENERGIA DEL SECTOR PRIMARIO

En 1965, el 73.3% fue enviado a los centros de transformación; el 24.8% se envió a los diferentes sectores para su consumo directo (gas no asociado, leña y bagazo de caña), y el 1.9% estuvo repartido, entre el consumo propio del sector energético, pérdidas por distribución, transportación y almacenamiento y diferencia estadística.

En 1975 del total de la oferta interna bruta de energía primaria, el 80.8% fue enviado para transformación, 17.5% para consumo directo, 1.6% en autoconsumo, pérdidas por transformación, distribución y almacenamiento y diferencia estadística.

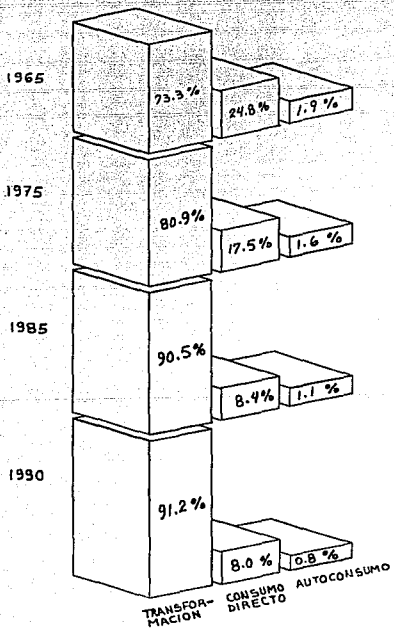
De 1975 a 1985 la oferta interna bruta de energía primaria continuó aumentando el volumen de energía enviada a centros de transformación. En 1985, se enviaron 1,145.1 billones de kilocalorías, lo cual equivale a 90.5% del total. El 1.1% para autoconsumo, pérdidas de transformación, distribución y almacenamiento y diferencia estadística y el 8.4 % fue enviado directamente para su consumo en los diferentes sectores económicos del país. Ver tabla No.I.2 y su correspondiente ilustración en fig.I.2.

En 1990, se enviaron 1201.6 billones de kilocalorías a transformación, 91.2% del total, 8% para consumo directo, 0.8% en autoconsumo, perdidas por transformación, distribución y almacenamiento y diferencia estadística.

OFERTA INTERNA BRUTA (CONSUMO)				
DESTINO	SECTOR PRIMARIO			
ENERGETICO	DISTRIBUCION PORCENTUAL POR DECADA			
	1965	1975	1985	1990
TRANSFORMACION	73.3	80.9	90.5	91.2
CONSUMO DIRECTO	24.8	17.5	8.4	8.0
AUTOCONSUMO, PERDIDAS POR TRANSFORMACION, DISTRIBUCION Y ALMACENAMIENTO, DIFERENCIA ESTADISTICA	1.9	1.6	1.1	0.8

T A B L A No. I.2

FIG. 1.2 OFERTA INTERNA BRUTA (CONSUMO) 1965, 1975, 1985 y 1990.



I.4. CONSUMO ENERGETICO EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACION.

El consumo del propio sector energético se realiza esencialmente en los centros de transformación. Este consumo está integrado por el autoconsumo, las pérdidas por distribución, transportación y almacenamiento y diferencia estadística atribuida al autoconsumo.

El autoconsumo, representó el mayor porcentaje del consumo del sector en 1965, año en el que mostró el 50.0% del total, mientras que en 1985 participó con dos quintas partes del consumo del propio sector. El crecimiento mostrado por el autoconsumo fué del 5.3% en promedio anual en el período analizado.

Las pérdidas por transformación o consumo por transformación inherentes a la tecnología utilizada representaron el otro rubro importante dentro del consumo total del sector energético, al haber representado 44.5% en 1965, mientras que para 1985, esta participación aumentó 13.1 puntos porcentuales representando así un 57.6% del total. El crecimiento mostrado por este consumo durante los veinticinco años de análisis fué del 8.0% en promedio anual.

Las pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento muestran un crecimiento del 5.7% entre 1965 y 1985, y su participación conservó los mismos niveles durante todo el periodo en alrededor de 3.5% del total.

En 1990 el autoconsumo y pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento representa un 43.4% del consumo del sector energético.

I.5. CONSUMO ENERGETICO NACIONAL.

En el periodo de 1965 - 1985 el consumo final energético pasó de 253.3 a 748.3 billones de kilocalorías incrementándose a una tasa de 5.6% anual, es decir:

En 1985 el consumo energético representó 96% del consumo final total, utilizando el 4% restante para consumo no energético* (ver tabla I.3 y fig.I.3).

Para 1975 se alcanzaron los 472.4 billones de kilocalorías, 86.5% mayor que en 1965, aumentando un 6.4% anual. Consultar tabla I.3 y su correspondiente fig.I.3.

En 1985, se registró un consumo energético de 748.3 billones de kilocalorías, representando un 58.4% superior que la registrada en 1975. Según se muestra en la tabla I.3 fig. I.3.

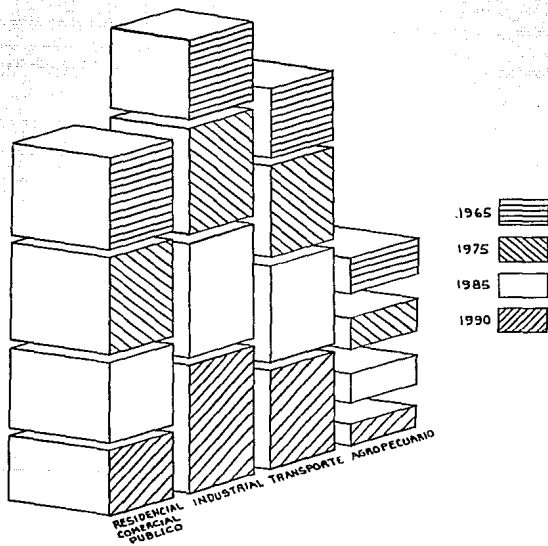
En 1990 se alcanza un consumo energético de 819.53 billones de kilocalorías, cifra que representa un aumento de 9.5% respecto a 1985. Ver tabla I.3 y fig. I.3

C O N S U M O E N E R G E T I C O N A C I O N A L				
SECTORES	DISTRIBUCION PORCENTUAL			
	1965	1975	1985	1990
RESIDENCIAL, COMERCIAL y PUBLICO	34.7	26.6	23.0	19.4
INDUSTRIAL	39.9	37.1	39.0	43.2
TRANSPORTE	27.3	32.6	35.0	34.9
AGROPECUARIO	4.1	3.7	3.0	2.5

T A B L A I.3

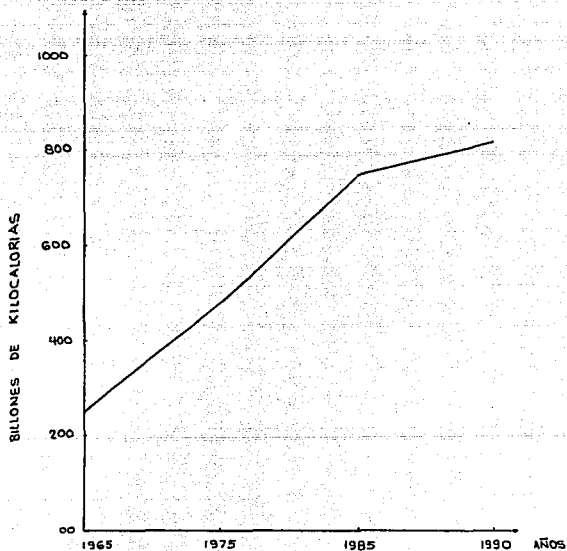
* materia prima utilizada en la petroquímica.

FIG. No. I.3 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR SECTOR 1965, 1975, 1985 y 1990.



Durante los 25 años de referencia se puede ver que hubo una evolución bastante notoria, en lo que se refiere al consumo energético nacional, el cual se incrementa de 253.3 a 810.53 billones de kilocalorías, tal como se muestra en la gráfica I.2. Esto debido al crecimiento de las diferentes áreas de consumo.

GRAFICA I.2 EVOLUCION DEL CONSUMO ENERGETICO



I.6. SECTOR INDUSTRIAL.

Conviene mencionar este sector ya que es uno de los sectores que consume mayor cantidad de energía.

El sector industrial y minero, durante los 25 años de referencia, registró una tasa media anual de crecimiento de 6.3%. El mayor dinamismo en el consumo de energía de este sector, se registró durante el lapso 1977 - 1982, con un promedio anual de 7.0%.

De 1982 a 1985 la tasa bajó a 2%.

En 1985, el consumo de energía en este sector, registró 85.8 billones de kilocalorías.

Para 1975, el gas natural se consolidó como principal energético, utilizado en el sector industrial, incrementando su participación.

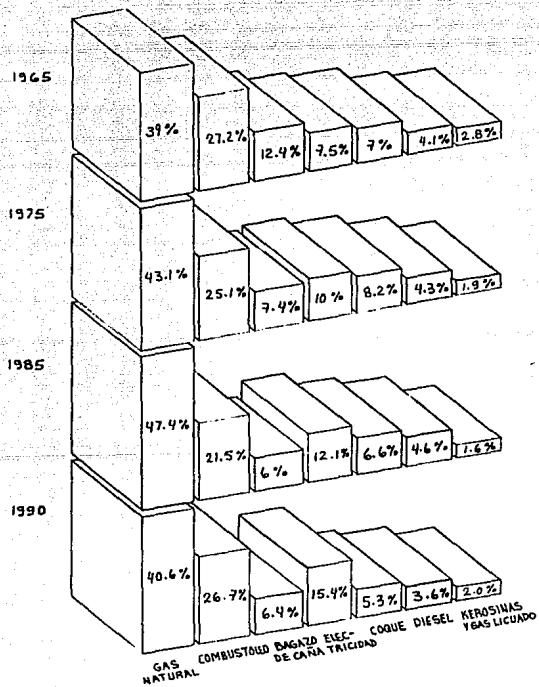
Para 1985, se siguió con la misma tendencia, tal como se muestra en la tabla No. I.4 y la figura correspondiente No. I.4.

Para 1990, el consumo del sector industrial fué de 207.4 billones de kilocalorías.

CONSUMO DEL SECTOR INDUSTRIAL				
ENERGETICOS	DISTRIBUCION PORCENTUAL			
	1965	1975	1985	1990
GAS NATURAL	39.0	43.1	47.4	40.8
COMBUSTOLEO	27.2	25.1	21.5	26.7
BAGAZO DE CAÑA	12.4	7.4	6.0	6.4
ELECTRICIDAD	7.8	10.0	12.1	15.4
COQUE	7.0	8.2	6.6	5.3
DIESEL	4.1	4.3	4.8	3.6
KEROSINAS Y GAS LIC.	2.8	1.9	1.6	2.0

T A B L A I . 4

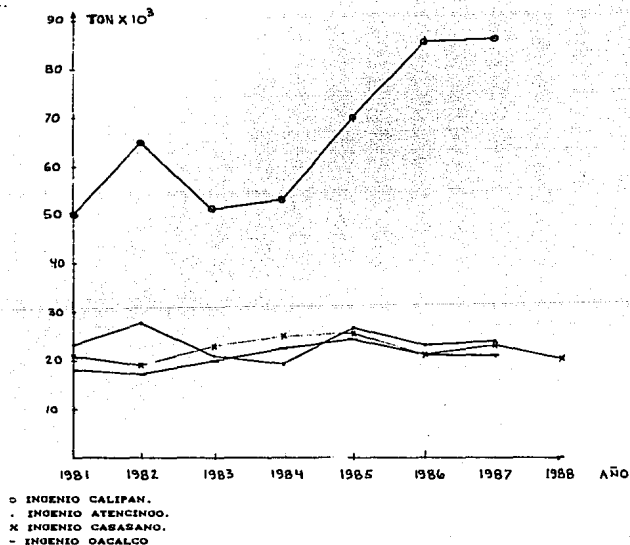
FIGURA No. I.4 CONSUMO DEL SECTOR INDUSTRIAL 1965, 1975, 1985 y 1990.



I.7. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE AZUCAR CONTRA CONSUMO DE ENERGETICOS EN LOS INGENIOS DE MORELOS DE 1980 A 1988.

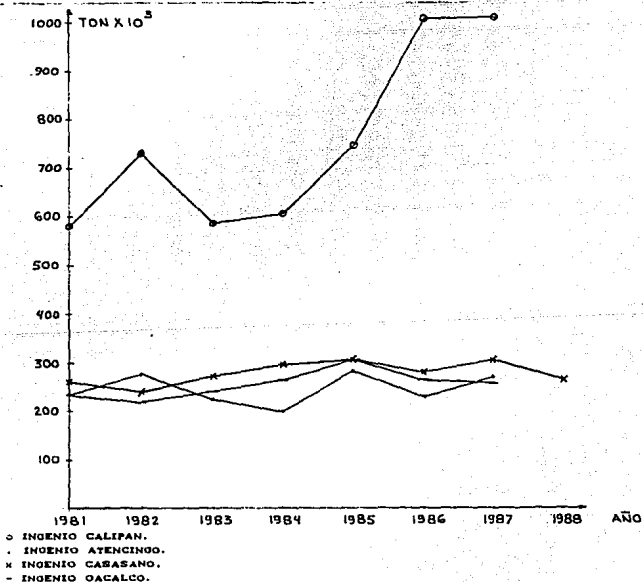
En las siguientes representaciones gráficas se aprecian estos comportamientos observándose: En la gráfica I.3 una variación (aumento o disminución) porcentual media anual del 9%, con una producción media de 22,388 toneladas de azúcar.

GRAFICA I.3 PRODUCCION TOTAL DE AZUCAR.



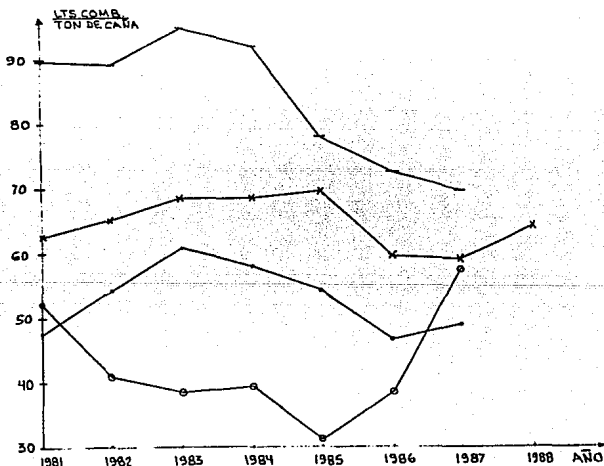
En el consumo de caña se observa un comportamiento similar al de la producción de azúcar, con una tasa de variación (aumento o disminución) porcentual promedio anual de 7%, y un consumo anual medio de 272.047.8 toneladas de caña como se aprecia en la gráfica I.4.

GRAFICA I.4 CONSUMO TOTAL DE CAÑA.



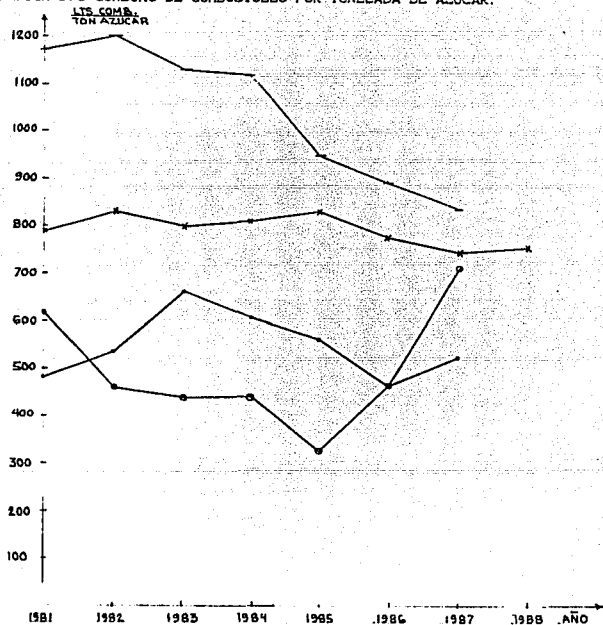
En las gráficas I.5 y I.6 se muestra el consumo de combustóleo por tonelada de caña (para su procesamiento) y combustóleo por tonelada de azúcar, presentando un incremento porcentual en promedio anual de 5.2% y 3.5% respectivamente, con consumos medios de 64.84 litros de combustóleo por tonelada de caña y 795.88 litros de combustóleo por tonelada de azúcar.

GRAFICA I.5 CONSUMO DE COMBUSTOLEO POR TONELADA DE CAÑA.



○ INGENIO CALIFAN.
 ● INGENIO ATENCINGO.
 × INGENIO CASASANO.
 △ INGENIO OACALCO.

GRAFICA I.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TONELADA DE AZUCAR.



○ INGENIO CALIFAN.
 ■ INGENIO ATENCINGUO.
 × INGENIO CASASANO.
 ▲ INGENIO OACALCO

Concluyendose de las gráficas I.3 a I.6 que el ingenio Calipan tiene la mayor eficiencia energética para la producción de azúcar, el ingenio Cacalco presenta altas variaciones en consumo de combustóleo, mostrando la más baja eficiencia de los cuatro ingenios.

CAPITULO II

II. PROCESO DE OBTENCION DE AZUCAR. GENERALIDADES.

II.1 DESCRIPCION DEL PROCESO DE OBTENCION DEL AZUCAR.

La recepción de caña para la fábrica se hace, directamente en la báscula del batey, o en básculas anexas, que sirven en ciertos puntos importantes alejados de la zona de aprovisionamiento del ingenio.

El transporte de caña, se realiza por vías terrestres, por camiones o por tractores con remolque.

En el curso del día, el transporte de caña, se efectúa generalmente durante 12 horas, de las 6 a las 18 horas.

Para que el molino no quede desprovisto de caña en la noche, es necesario que la fábrica, reciba en 12 horas, el tonelaje que manipule en 24 horas.

Las máquinas que se emplean en el patio de la fábrica, para la descarga de la caña, así como para su depósito en las bandas transportadoras, son gruas cañeras.

La banda transportadora, lleva las cañas a la etapa de preparación donde la caña es cortada y desfibrada por medio de un juego de cuchillas y una desfibradora de martillo.

La desfibradora, es un aparato que se emplea para completar la preparación y la desintegración de la caña, para facilitar así la extracción de jugos. La caña pasa por cuatro molinos, al pasar por el primero, cede más del 80% de su peso, después del segundo, la humedad se aproxima a 50%, del tercero en adelante, la humedad baja hasta un 45%; a medida que el bagazo avanza por los molinos, se comprime y se extrae más de un 70% de sacarosa^M, que contiene la caña.
^M pequeños cristales disueltos en el jugo extraído de la caña.

Es común que en los ingenios, la caña se triture en varios juegos de molinos montados en tandems, agregando agua al bagazo, para diluir el jugo remanente, aumentando la extracción de sacarosa; a éste proceso se le conoce como imbibición.

IMBIBICION SIMPLE, DOBLE Y COMPUESTA.

Simple es cuando se agrega agua al bagazo, después de cada molino, siendo éste el procedimiento más sencillo, pero es un sistema que consume gran cantidad de agua, que más tarde es necesario evaporar.

En la imbibición doble se usa agua, y el jugo del último juego de molinos, mientras que en la imbibición compuesta, se usa agua y el jugo de los dos últimos molinos o más molinos.

En la salida de jugo, los molinos contienen un separador de bagacillo, para colar o tamizar el jugo, para que éste pueda ser bombeado, eliminando la mayor cantidad de materias extrañas.

El bagazo que se obtiene de la molienda, se extrae del último molino, utilizando parte para alimentar los hornos de las calderas y el resto para, algún otro aprovechamiento comercial, como por ejemplo: fertilizantes, papel, etc.

PURIFICACION DEL JUGO (CLARIFICACION)

El jugo que exprimen los molinos, es ácido, turbio y de color verde obscuro. En el proceso de clarificación (defecación), ideado para eliminar tanto las impurezas solubles como las insolubles. Es universal el uso de óxido de calcio (CaO) y el calor, como agentes clarificadores (alcalinización). La lechada de cal es preparada con aproximadamente 450 grs de CaO por tonelada de caña, la cual neutraliza la acidez natural del jugo y forma sales insolubles de CaO .

principalmente en forma de fosfatos de calcio.

El calentamiento del jugo alcalino, hasta el punto de ebullición o un poco más allá de éste punto, coagula la albúmina y algunas de las grasas, el precipitado que se forma, engloba tanto los sólidos en suspensión como las partículas más finas.

Mediante la sedimentación, se logra la separación de los lodos del jugo claro, y la torta o cachaza. Los lodos son llevados a filtros de tambor rotativo al vacío o en filtros de láminas a presión.

El jugo de los filtros retorna al proceso o se añade directamente al jugo claro, y la torta o cachaza de las prensas se tira o se lleva al campo como fertilizante. El jugo clarificado de color café oscuro retorna a los evaporadores, sin sufrir tratamiento adicional.

Los calentadores usados en este proceso, son recipientes cilíndricos cerrados en sus extremos con platos de cobre, éstos soportan numerosos tubos del mismo material que van de un extremo a otro por los que circula el jugo a gran velocidad.

Los tubos se calientan exteriormente con vapor.

Se requiere aproximadamente 0.093 m² de superficie por tonelada de caña, en estos equipos se utiliza vapor de escape para elevar la temperatura del jugo hasta el punto de ebullición.

EVAPORACION.

El jugo clarificado (guarapo)*, posee la misma composición que el jugo extraído puro (con la excepción de las impurezas precipitadas que fueron extraídas por el tratamiento con CaO) contiene aproximadamente un 85% de agua. Las dos terceras partes de este jugo, es llevada a

* Jugo de caña mezclado con impurezas.

evaporadores de múltiple efecto al vacío , llamados cuerpos, dispuestos en serie para que en cada cuerpo se tenga más vacío que en el inmediato anterior, y de esta forma, el jugo que contiene dicho cuerpo, hierva a menor temperatura. Así los vapores producidos en un cuerpo , podrán calentar a ebullición , el jugo que contenga el siguiente cuerpo.

El jugo o guarapo debe ser concentrado hasta que tenga la consistencia de meladura, de aproximadamente 50 a 60 Brix (Bx).(Brix= por ciento de sólidos totales en solución).

La concentración del guarapo requiere baja temperatura para evitar la caramelización que se produciría, si la operación se realizara a alta temperatura.

Calentando el jugo o guarapo al vacío, se disminuye la presión que actúa sobre él, y con esto su punto de ebullición; si se extraen los gases y vapores que se forman al calentarlo y se aplica calor, el agua se evaporará con rapidéz a temperatura relativamente baja.

La concentración de azúcar en la meladura no debe rebasar de ciertos límites; para evitar azúcar de poca consistencia, se requiere una concentración de 50 a 60 grados Brix , ya que a menos de 50 grados Brix se tiene demasiada evaporación en los tachos.

TACHOS.

Los tachos son evaporadores de simple efecto, los tachos más comunmente usados, son los de calandria, teniendo tubos de 9.2 a 12.7 cm de diámetro y de 7.5 a 12.7 cm de longitud, pero hay calandrias que tienen tubos de 15 cm y un tubo central de 60.96 cm a 101.6 , llamado tubo bullidor. Las calandrias se componen de dos placas, una superior y otra inferior, en las que van mandrilados los

tubos verticalmente. Los tachos de calandria, trabajan con vapor de escape de 3 a 5 kg/cm² de presión, consumiendo poco vapor.

Algunos tachos tienen serpentín abajo de las calandrias para admitir vapor directo, con el fin de revolver la masa cocida, en el fondo del tacho, también puede tener uno o dos serpentines en la parte superior de la calandria, para acelerar la evaporación, trabajando a vapor directo a baja presión.

Los tachos requieren bombas de vacío, la de inyección y la del condensador. Se requiere una presión de 84.5 cm a 87.7 cm columna de Hg (0.88 a 0.9 bars), o sea que la evaporación en los tachos se efectúa a la misma presión que en los evaporadores.

Los tachos están provistos de una compuerta en la parte inferior para descargar la masa cocida, el tacho está provisto de una sonda de bronce.

Cuando los tachos trabajan a un ritmo normal y la cristalización de la templa^m es satisfactoria, no es necesario variar la temperatura ni la presión. Para producir azúcar corriente de 97 grados de polarización^{mm}, el tacho trabaja a 84 cm Hg (0.8 bar), en el que se tiene una temperatura de ebullición de 51.9 °C, considerada normal en el curso del trabajo.

CRISTALIZACION.

La cristalización se lleva a cabo en recipientes al vacío, de simple efecto (tachos), en los cuales se encuentra la melaza, hasta quedar saturado de azúcar. Al llegar a éste punto, se introducen

^m formación de granos o cristales de sacaroza.

^{mm} grado de pureza del azúcar.

crisales de ciembra para que sirvan de núcleos a los crisales de azúcar, y se va añadiendo más melaza a medida que se evapora el agua. los crisales originales que fueron formados por la destreza del operador del cristalizador o por control mediante instrumentos, crecen sin que se formen crisales adicionales a medida que en ellos se va depositando azúcar procedente de la masa en ebullición. Este crecimiento en los crisales continúa hasta que al quedar lleno el recipiente, han alcanzado un tamaño previamente determinado.

La mezcla de crisales y melaza, queda concentrada hasta formar una masa densa (masa cocida) y la templea. El contenido del tanque se descarga, a través de una válvula inferior, hacia un mezclador o cristalizador.

CENTRIFUGADO O PURGA.

La masa cocida que se llevó al mezclador o cristalizador se hace pasar a máquinas giratorias llamadas centrifugas. El canasto cilíndrico de la centrifuga que está suspendido de una flecha, tiene sus costados perforados y forrados en tela metálica entre el forro y el costado hay láminas de metal que contienen de 62 a 63 perforaciones por cm². El forro perforado retiene los crisales de azúcar, que pueden ser lavados con agua si se desea. Las aguas madres o melaza pasan a través del forro, impulsados por la fuerza centrifuga que sobre ellas se ejerce, y cuando el azúcar queda purgada es descargada de la centrifuga.

II.2. DIAGRAMA DE PROCESO DE OBTENCION DE AZUCAR.

En el siguiente diagrama, se representa la secuencia desarrollada por el proceso de elaboración de azúcar en un ingenio, mostrando los equipos principales.

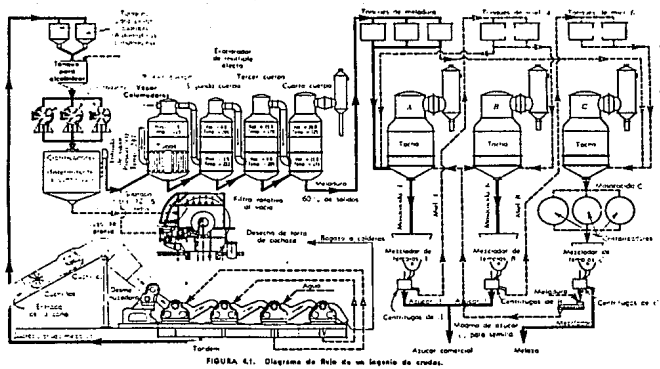


FIGURA 41. Diagrama de flujo de un ingenio de caña.

FIG. II.1 PROCESO DE ELABORACION DE AZUCAR SIN REFINACION

----- RECIRCULACION DE MATERIAL
 ————— CIRCULACION DE MATERIAL EN EL PROCESO

II.3. REFINACION DEL AZUCAR.

El primer paso de la refinación es el lavado o afinación, que consiste en la eliminación de la película de melaza que está adherido al cristal de azúcar.

Esta tiene una pureza de 85% o menos, según la clase de masa cocida de la que se obtuvo, mientras que el cristal es prácticamente sacarosa pura.

La separación se efectúa mezclando el azúcar crudo con sirope espeso (75 grados Brix), purgando la mezcla en centrifugas, en las cuales se lavan los cristales con agua caliente después de que las centrifugas han extraído el jarabe o sirope.

El azúcar lavado se disuelve en aproximadamente la mitad de su peso en agua, en un tanque dotado de espas mezcladoras llamado refundidor o disolutor. La operación de lavado en condiciones normales, rinde un azúcar amarillento, de aproximadamente 99% de pureza.

El licor del crudo, lavado en el disolutor, contiene algunas materias insolubles, tales como bagacillo, arcilla ó arena en cantidades apreciables de suspensiones finas y dispersoides, además de gomas, pectinas y otros celuloideos verdaderos, que no fueron extraídos por la clarificación, o fueron formados en el proceso posteriormente. El licor de crudo es ácido. Los lavados de crudo se defecan en tanques circulares con fondo cónico, para facilitar su drenaje y limpieza, provistos de serpentín de vapor y conexiones de aire para agitar el líquido.

Por último, para lograr una mejor defecación, se le agrega a los

lavados ácido fosfórico en proporción de tres a un millón.

La siguiente operación en el proceso es la filtración, por medio de filtros de prensa (de carbón activado).

Filtros de carbón activado.

Son filtros con depósitos cilíndricos verticales, de hierro fundido, cónicos en su parte superior y el lado inferior ; el carbón activado se coloca sobre la placa perforada cubierto con un pedazo de frazada de algodón y debajo otra con tejido más fino, para evitar que el licor filtrado arrastre polvo de carbón.

El tubo de entrada se encuentra cerca de la cabeza del filtro y el tubo de salida en el fondo de la placa perforada.

El carbón activado dentro del filtro se deteriora, debido al paso continuo de licor formando canales internos, por lo que su capacidad filtradora va reduciéndose, por lo cual se requiere cambiar el carbón cada 48 hrs.

La temperatura de entrada del líquido es de 170 a 180 °C y el licor obtenido en estos filtros debe polarizar a 99 grados.

El secado es la última etapa, ya que el azúcar debe salir con determinado grado de humedad para cumplir con las normas comerciales al envasado.

Para este proceso se emplean secadores rotatorios, que son grandes cilindros colocados horizontalmente, con un ángulo de inclinación para que el azúcar pueda salir en el extremo opuesto al que entró. Para secar el azúcar, se utiliza aire caliente mediante un cambiador de calor, en la pared del secador se cuenta con paletas que al girar, levantan el azúcar y la dejan caer para tener mejor contacto con el aire que pasa por el secador, teniendo un mejor secado.

II.4. CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN EL INGENIO CASASANO.

ABASTECIMIENTO DE CAÑA: El ingenio se abastece de caña cultivada en terrenos ejidales con un 94.7% y pequeños propietarios un 5.3% . La caña es acarreada en camiones fletados.

MANEJO DE CAÑA: La caña se maneja en tercios encadenados de 3,500kg. Se pesa en dos básculas Schember con capacidad de 40 ton c/u , con plataforma de 14 m de longitud con registro de peso. Para la descarga se dispone de dos gruas radiales, Industrias Mirón con 5 ton de capacidad y 18.28m de largo c/u. Una araña con un cable, de 1.5 ton de capacidad para pedacera. Dos mesas alimentadoras de 6 x 8 m, con 6 hilos de cadena c/u movidas por un motoreductor ASEA de 14.914kW (20hp). Un conductor de caña de 1.53 m de ancho por 20 m de largo, movido por un motor de velocidad variable de 74.57 kW (100 hp) y 1750 rpm ; con reductor de velocidad , relación 25.71 : 1 marca Falc de 93.21 kW (125 hp).

EQUIPO DE MOLIENDA. Dos juegos de cuchillas Krajewsky con 28 hojas de 1.53 m de diámetro, trabajan a 600 RPM , accionadas por motores eléctricos de 93.212 kW (125 hp) y 164.05 kW (220 hp). Una desfibradora Gruedler tipo 4D tamaño 92 x 122cm , movida por motor eléctrico ASEA de 141.68 kW y 1165 RPM . El tándem está compuesto por 4 molinos, 12 masas en total, movidos el 1o y el 2o por turbinas de vapor Murray de 223.71 kW (300 hp), 2600 RPM c/u . El 3o y 4o, marca Diber Bancroft, movidos por una turbina de vapor Murray, de capacidad total de 466.06 kW (625 hp), 2700 RPM; todos los molinos estan provistos de reductores Farel, relación de alta velocidad 44.88 : 1 y

en baja 10.97 : 1 ; todos equipados con acumuladores hidráulicos Edwars y equipos automáticos de lubricación Farval. Un colador de guarapo crudo de tablillas con superficie de filtración de 7.8 m², accionados por motor eléctrico Westinghouse, de 11.18 kW (15 hp). Un colador de bagacillo de 1.52 x 2.13 m con ranura de 1mm, se usa en el sistema de maceración doble con un 15% de agua de imbibición, controlado por un rotámetro, pesando el guarapo en dos básculas Toledo, con capacidad de 6.5 ton c/u. Capacidad del tanque receptor 7400 lt (7.4 m³).

PLANTA DE VAPOR. La planta de vapor cuenta con el siguiente equipo :

Cinco calderas acuotubulares, 1 y 4 marca Combustion Engineering, tipo UV, de 15.3 y 11 ton de vapor por hora. La 2 y la 3 marca Babcock and Wilcox, de 11 y 15.7 ton/hr respectivamente, de tubos rectos. La caldera No. 5 marca babcock and Wilcox tipo FP No. 18, No.44 de 16 ton/hr. Trabajan en batería a una presión de 9.4 kg/cm² y 177 °C de vapor vivo. Las 1,2,4 y 5 tienen hornos de parrilla para quemar bagazo y quemador de combustóleo; la caldera No. 3 con horno de herradura con quemador de bagazo y de combustóleo. La caldera No.5 es de 7.1 m² de superficie de calefacción con una presión de diseño de 17.6 kg/cm² y una presión de operación de 12.35 kg/cm², ventilador de tiro forzado con turbina Wing de 40 hp (29.828 kW) y ventilador de tiro inducido con turbina Wing de 45 hp (33.55 kW) con reductor cada una.

Las calderas 1 y 4, con ventilador de tiro forzado de 40 hp (29.82 kW), 1400 rpm, y la 2 y 3 con ventilador de tiro forzado y ventilador de tiro inducido con motores eléctricos de 75 hp (55.02 kW), 1480 rpm con 4 chimeneas, la chimenea No 3 construida de concreto

de 50 m de altura y 2 m de diámetro en la corona y las chimeneas No.1 y 2 construidas de metal de 2.5 m de altura y 2 m de diámetro. La chimenea No. 4 de 31 m de altura, 2.8 m de diámetro, base 1.8m de diámetro, corona interconectada a las calderas 4 y 5.

La planta de aire contiene 2 compresores Kellogg de 5 a 14 kg/cm² para 320 y 235 m³/h, de 2 y 1 hp (1.5 y .745 kW) respectivamente.

Las bombas de agua de alimentación son Sulzer y Goulds, de 64.17 hp (47.85 kW), 78.43 hp (55.5 kW) y 78.4 hp (58.48 kW); todas a una presión de 9 kg/cm², accionadas por turbinas de 45 a 75 hp (33.55 a 58.16 kW) 3,500 rpm .

Una planta de bombeo y calentamiento de petróleo de 105 lt/min a 14 kg/cm² y 140 °C.

PLANTA ELECTRICA.

En la planta eléctrica se cuenta con el siguiente equipo.

Tres turbogeneradores STAL-ASEA, dos con capacidad de 450 kW, turbina y un generador a 900 rpm, un turbogenerador de 1000 kW, turbina a 1000 rpm y un generador a 1200 rpm. Generan a 440 volts y 60 hz .

Existe una planta diesel generadora de 250 kW a 900 rpm .

CLARIFICACION.

El equipo existente es: dos básculas automáticas duplex, marca Toledo, de 13 ton.

Tres bombas CNFE-104 de 640 gpm., 40 hp (29.82kW) de 1750 rpm marca Worthington.

Un tanque de alcalinización de agitación mecánica, con capacidad de 7400 litros , con agitador Lightnim de 1 hp (.745 kW) a 120 rpm.

Tres calentadores para guarapo, el No.1 es marca Frank- Allen de 78.5 m² el No. 2 construido por Maquinaria Universal de 140 m² y el

No.3 de 185 m² de superficie de calefacción.

Un precalentador marca Kelvin de 82 m² de superficie de calefacción.

Tres clarificadores, el No.1 marca Graver de 6.1 m de diámetro, con cuatro compartimientos y capacidad de 141,000 litros, el No.2 marca Industrial Mirón de 6.1 m de diámetro, de 4 compartimientos y capacidad de 150,000 litros, el 3o marca Finsa de 6.1 m de diámetro, 5 compartimientos y capacidad de 150,000 litros.

Un filtro para cachaza marca Elmco, de 3.05 x 6.1 m .

Tres calentadores con la siguiente superficie de calefacción: el 1o de 120 m², el 2o de 140 m² y el 3o con 185 m².

EVAPORACION. En el área de evaporación se tienen los siguientes equipos:

Un preevaporador de 1,022.3 m² de superficie de calefacción y quintuple efecto, con las siguientes superficies de calefacción: Primer vaso de 650.56 m², segundo cuerpo de 325.28, tercero, cuarto y quinto, 260.22 m² c/u.

La temperatura de jugo va desde 80 a 110 °C. El primer cuerpo del quintuple tiene extracción a calentadores para calentamiento primario.

TACHOS.

En el área de tachos se cuenta con: siete tachos de calandria, 5 son para el azúcar crudo y dos para el refinado, todos de fabricación nacional. Dos son de 3.05 m de diámetro, uno de 3.05m y dos de 3.88 m, y dos de marca Industrial Mirón tipo cabeza de 3.04 x 3.88 m. La capacidad promedio de todos los tachos es de 21,000 litros y el vapor de proceso saturado es de 0.63 kg/cm².

EQUIPO DE CONDENSACION Y VACIO.

El agua de los condensadores es impulsada por 4 bombas centrífugas de 10,000 lpm, marcas American March, Goulds, Fairbank y Worthington, movidas por motores eléctricos de 75 hp (55.02 kW) cada una.

Los departamentos de evaporadores y tachos, estan provistos de condensadores barométricos, de corriente directa, de fabricación nacional. El vacío de 80 cm de agua (0.05 bars).

Una bomba Worthington de 1750rpm, 50 hp (37.28 kW) de pozo profundo. Se recupera 80% de condensado.

CRISTALIZADORES.

Siete cristalizadores de fabricación nacional, abiertos con sección en forma de U, provistos de agitación y regulación de temperatura de agua con capacidad total de 134,000 litros, con 12 horas de retención, movidos por un motor eléctrico ASEA, de 25 hp (18.64 kW), con reductor de velocidad y dos cristalizadores continuos, con enfriamiento de agua a contra corriente, tipo Werspoor.

CENTRIFUGAS.

Dos baterías de centrifugas, una de 8 y otra de 7, marca Hepworth, de 1.01 x 0.61 m de 0.311 m³ de capacidad, trabajan a 1500 rpm, tipo banda, semiautomáticas.

Seis centrifugas se usan para las templeas de crudo, tres para refinado, y 3 para las templeas CW. Además se cuenta con una centrifuga continua BMA, tipo K100 automática, colocada al final de la segunda batería para el centrifugado de las templeas C, son movidas por dos turbinas de vapor Murray de 300 hp (223.71 kW) cada una.

* formadoras de semilla o cristales en los tachos.

Un granulador horizontal tipo rotociane de 1.81 m de diámetro y 8.65m de largo de 250 ton de azúcar, marca Parsons automático.

ALMACEN DE AZUCAR. Capacidad de 80,000 sacos de 50 kg cada uno (4,000 ton).

TANQUE PARA NIELES. Tres tanques metálicos con capacidad de 6,043.814 lt (6,043.81 m³) cada uno.

TANQUE DE COMBUSTOLEO. Tres tanques metálicos con capacidad 6,673.064 lt (6,673.06 m³) cada uno.

EDIFICIOS. De mampostería con soporte para equipo de tierra estructural.

REFINERIA. Consiste en 11 tanques de tratamiento de 5000 litros (5 m³) cada uno, con agitadores mecánicos, un clarificador de licor tipo Jacobs, marca Schrest, con control de temperatura automático, tres filtros para filtración de licor y decoloración para licor con carbón vegetal, sistema autofiltro, dos de 83.61 m² y uno de 130.35 m² de superficie de filtración y tres filtros trampa.

DESTILERIA. Un destilador tipo continuo de 6500 litros/24 hrs, compuesto por destrozadora, depuradora y rectificadora, 6 tinas de fermentación con una capacidad total de 274,200 litros (274.2 m³).

El almacenamiento de alcohol se hace en tres tanques con capacidad de 58,905 litros (58.9 m³), 29,905 litros (29.9 m³), y 1000 litros (1 m³) respectivamente.

CAPITULO III

III. COGENERACION, REGLAMENTO Y COMBUSTIBLES DE CONSUMO EN LA INDUSTRIA DEL AZUCAR.

III.1. DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS COGENERATIVOS.

Existe un gran número de plantas industriales que requieren de vapor de agua para la operación de sus diversos procesos, incluyendo sus necesidades eléctricas. Para abastecer sus necesidades utilizan múltiples generadores de vapor, pero la cada vez menor disponibilidad y el costo creciente de los combustibles fósiles, han despertado un mayor interés por aprovechar al máximo la energía .

Por otro lado, en plantas que solo producen energía eléctrica, la eficiencia térmica se encuentra entre 30 y 40% .

Por un uso racional de energía, es importante aprovechar al máximo las fuentes básicas de energía, para lograrlo se hace uso de la cogeneración, que consiste en integrar el uso de vapor de agua para aplicaciones industriales, con la producción de energía eléctrica, es decir, es una técnica de producción secuencial de energía, generalmente térmica a eléctrica , a partir de una sola fuente energética.

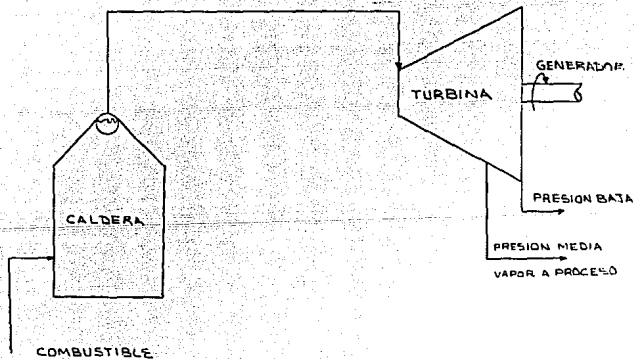
El rendimiento de un sistema de cogeneración se mide en función de su eficiencia (E) es decir:

$$E = \frac{\text{ENERGIA TERMICA SUMINISTRADA} + \text{ENERGIA ELECTRICA ENTREGADA}}{\text{CALOR DE COMBUSTION}}$$

Se estima que con los sistemas de cogeneración, es posible alcanzar eficiencias del 55 al 80%, siendo los más comunes:

CICLO TIPO "TOPPING"

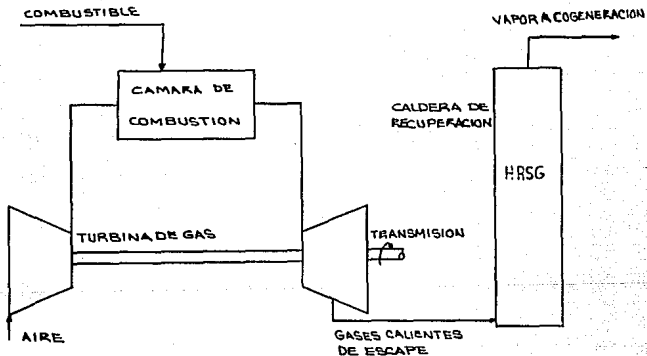
Consiste en la generación de energía eléctrica con turbinas de vapor de alta presión, usando la presión más baja para procesos de fabricación; con frecuencia se encuentra en plantas de presión media modernizadas con calderas de alta presión que trabajan con los turbogeneradores viejos.



CICLO TIPO "BOTOMING"

Es un sistema de cogeneración donde se aprovecha el calor de desecho para generar energía eléctrica, donde las fuentes térmicas más comunes son:

- a). Gases de escape de la turbina de gas.
- b). Gases de salida de calentadores.
- c). Flujos de vapor a proceso que requieren enfriamiento.



III.2. REGLAMENTO BASICO PARA ESTABLECER UN SISTEMA DE COGENERACION EN LA INDUSTRIA.

Existen industrias, que en su operación de fabricación, requieren de vapor de proceso y energía eléctrica, ésta última, hasta la fecha suministrada por CFE (Comisión Federal de Electricidad). Ha sido indispensable buscar alternativas que conduzcan a un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, como una opción se tiene, la cogeneración, implementados en industrias como la papelería, cervecera, azucarera, etc... por lo que fue necesario establecer bases y reglamentos, que permita regular las acciones, acuerdos y proyectos que se puedan llevar a cabo y lograr una reglamentación en base a permitir la autogeneración eléctrica.

A) LEY DE SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA.

En términos del artículo 27 constitucional, corresponde exclusivamente a la nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. No considerándose como tal, el abastecimiento para satisfacer intereses particulares, individualmente considerados. Asimismo la SEMIP (Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal), dictará conforme a la política nacional de energéticos, las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica, que deberán ser cumplidas y observadas por la Comisión Federal de Electricidad y por todas las personas físicas y morales a que concurren al proceso productivo.

La Secretaría deberá resolver las solicitudes de los permisos a que se refiere este artículo, dentro de los 60 días hábiles siguientes a la fecha en que sean presentados. Transcurrido el plazo señalado sin que se resuelva lo conducente, se considerará que la Secretaría otorgó el permiso que se hubiese solicitado.

La Secretaría, oyendo a la CFE, también otorgará permisos de autogeneración eléctrica, cuando se satisfagan los requisitos previstos en la Ley de servicio público de energía eléctrica. En este caso, la energía eléctrica ha de utilizarse en procesos en los cuales la eficiencia en la producción de energéticos, sea superior a la de los procesos aislados.

Para los efectos de este Reglamento, podrán solicitar y obtener permisos de autogeneración eléctrica, personas físicas y morales que tengan el carácter de copropietarios de la planta de autogeneración. En este caso, los permisionarios podrán nombrar a un representante común, responsable ante la Secretaría.

A fin de satisfacer sus necesidades propias, las personas físicas o morales individualmente consideradas, podrán constituir al efecto una sociedad que tenga por objeto exclusivo generar energía eléctrica para autogeneración eléctrica de los socios.

El otorgamiento de tales permisos de ninguna manera implicará responsabilidad a cargo de la Secretaría o de entidades de la Administración Pública Federal para el suministro de energéticos primarios a los permisionarios.

Los solicitantes deberán adoptar las medidas necesarias para

satisfacer en forma permanente sus requerimientos de energía eléctrica como reserva para las instalaciones de autogeneración eléctrica, deberán realizar los trámites de este servicio directamente con la CFE, pactándose las condiciones correspondientes, mismas que estarán conformes con las aprobadas genéricamente por la Secretaría.

Se podrán autorizar solicitudes de autogeneración eléctrica aun cuando la capacidad de generación exceda los consumos del usuario.

A.1) DISPOSICION EN MATERIA DE ELECTRICIDAD, PARA COGENERACION EXCLUSIVAMENTE.

Se otorgará el permiso de autogeneración de energía eléctrica destinada a la satisfacción de personas físicas o morales individualmente consideradas. Con la condición indispensable de la imposibilidad o la inconveniencia del suministro de servicio por parte de la CFE.

EXCEPTUANDO DE DICHA CONDICION:

1.- Plantas generadoras destinadas exclusivamente al uso de emergencias.

2.- Que con la generación de la planta de autogeneración eléctrica, se aproveche eficientemente la producción de energéticos primarios, con base en la producción de energéticos secundarios o bien en el uso de fuentes de calor, provenientes del proceso.

3.- Que el proceso utilizado durante la generación de electricidad produzca otro u otros energéticos para la satisfacción de las necesidades del solicitante, por ejemplo: vapor, aire caliente, etc. o bien que utilice energéticos obtenidos durante algún proceso industrial, como gas de alto horno, y que la electricidad se destine a satisfacer las necesidades propias de las personas físicas o morales individualmente consideradas, poniéndose los excedentes a disposición de CFE para su ajuste, tarifa y reestructuración en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas.

En términos de que el solicitante del permiso convenga en otorgar las facilidades necesarias a CFE a fin de que se use la electricidad que resultare en exceso de la que demande la cogeneración, siempre que pueda ser aprovechada por la CFE, para fines que constituyen su objeto, en condiciones técnicas y económicas adecuadas, y sin detrimento o interferencia de los procesos de producción del permisionario, y de conformidad con los estudios y programas que al efecto se aprueben. En estos convenios se deberá pactar la retribución que corresponda por la aportación de electricidad, que resultare en exceso de la indispensable para el autoabastecimiento. Además estos convenios se someterán a la Secretaría para su aprobación en cada caso, la cual vigilará el cumplimiento de las mismas, por ambas partes.

Además se vigilará que las obras e instalaciones realizadas para la producción de energía eléctrica, operen y sean realizadas de acuerdo a las especificaciones de SEMIP, atendiendo a las propuestas

de CFE .

4.- Los titulares de permisos otorgados con base en lo anterior quedan obligados a contribuir en la medida de sus posibilidades, con energía eléctrica para el sector público cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito del servicio público se interrumpiera o restringa, y únicamente por el lapso que comprende la interrupción o la restricción.

5.- El solicitante deberá cumplir las normas técnicas que expida la Secretaría, relativas a las obras e instalaciones que sirvan para la autogeneración eléctrica. Dichas normas, que serán elaboradas utilizando la información que proporcione la CFE, deberán publicarse en el Diario Oficial de la Federación y serán objeto de una actualización permanente.

Los permisos de autogeneración eléctrica pueden ser revocados por cualesquiera de las siguientes causas:

a) Por el incumplimiento sistemático o reiterado de lo establecido en el propio permiso; o

b) Por el incumplimiento sistemático o reiterado de las normas relativas a las instalaciones.

En caso de fallecimiento del titular de un permiso de autogeneración eléctrica, el permiso continuará vigente a favor de sus causahabientes legales. Si el titular es una persona moral, la extinción de la misma será causa de terminación del permiso.

En caso de inconformidad con las resoluciones de la Secretaría, con motivo de la ampliación de este Reglamento, el interesado podrá interponer el recurso administrativo que prevé el artículo 43 de la Ley.

A.2) SANCIONES DEBIDAS A LA COGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA:

A quien instale plantas de autogeneración eléctrica sin las autorizaciones antes mencionadas, la multa será de tres veces el salario mínimo general diario vigente para el Distrito Federal por cada kW (kilowatt) de capacidad de la planta de autogeneración.

III.3 INSTRUCTIVO PARA SOLICITAR EL PERMISO DE AUTOGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.

REQUISITOS QUE DEBEN CUMPLIR LAS PERSONAS FISICAS O MORALES QUE SOLICITEN PERMISO DE AUTOGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA, PARA LOS EFECTOS DEL ARTICULO 36 DE LA LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA.

Las solicitudes deberán dirigirse a:

SECRETARIA DE ENERGIA MINAS E INDUSTRIA PAPAESTATAL
DIRECCION GENERAL DE OPERACION ENERGETICA
FRANCISCO MARQUEZ No. 160-2o. PISO 08140
MEXICO, D.F.

INFORMACION

- 1.- Nombre y domicilio del solicitante y lugar donde recibe notificaciones.
- 2.- Objeto del permiso: manifestar si será para casos de emergencia o para uso continuo.
- 3.- Ubicación de la planta.
- 4.- Manifestar que tanto el proyecto como las instalaciones eléctricas se realizarán de conformidad con las especificaciones técnicas de la Secretaría de energía, Minas e Industria Paraestatal.
- 5.- Plazo de duración del permiso que se solicita.
- 6.- Capacidad de las instalaciones indicando tipo, potencia y demás características de los motores principales; asimismo, datos del generador o generadores, voltaje de generación, capacidad en KVA, kW, factor de potencia, velocidad en RPM, frecuencia en HZ.
- 7.- Carga en kW que va a ser alimentada por la cogeneración.

DOCUMENTACION

- 1.- Cuando se trate de persona moral, una copia del testimonio de la escritura pública que acredite la personalidad del representante legal que firma la solicitud.
- 2.- Copia del contrato celebrado con la suministradora del servicio público de energía eléctrica, cuando se trate de generación en casos de emergencia.
- 3.- En caso de que la solicitud de permiso se refiera a la planta generadora para uso continuo, deberá presentarse la documentación que tenga la siguiente información en original y dos copias:
 - a) Estudio técnico-económico que justifique la solicitud.
 - b) La capacidad de reserva en la planta, de acuerdo a la compañía suministradora (CFE) para el servicio de respaldo, cuyo costo deberá incluirse en el estudio económico.
- 4.- En el caso de la planta, que genere energía eléctrica además de vapor o de gases calientes para o provenientes de los procesos industriales aprovechando en forma óptima los energéticos, deberá además del estudio técnico-económico, y de la capacidad de reserva, entregar la siguiente información:
 - a) Balance térmico, que corresponda a todas las instalaciones que utilizan vapor o gases calientes que permita determinar la eficiencia y el aprovechamiento que se pretende obtener del recurso energético correspondiente.
 - b) Diagrama de proceso térmico con indicación de disponibilidad de vapor o de gases calientes y las características relativas a presión.

entalpía y temperatura, a fin de establecer si la disponibilidad de vapor de proceso es compatible con los requerimientos de la generación de energía eléctrica.

c) Áreas de proceso industrial y demanda de energía en que se va a aprovechar la autogeneración eléctrica indicando los probables excedentes de energía.

- Se deberá presentar en el siguiente formato.

1.- EMPRESA

Nombre : (Razón social)
Ubicación : calle y No.
 colonia o barrio
 Delegación o municipio
 Entidad

2.- REPRESENTANTE LEGAL

Nombre
Domicilio:
 calle y No.
 Colonia o barrio
 Delegación o municipio
 Entidad

3.- EQUIPO PROPUESTO

TIPO	CARACTERISTICAS DEL GENERADOR
* Turbina de vapor	Capacidad (kW)
* Turbina de gas	Tensión (V)
* Moto-generador	Frecuencia (HZ)

4.- VAPOR DE AGUA

Para el proceso industrial	Para la generación
-----Ton/h	-----Ton/h
-----Kg/cm ²	-----Kg/cm ²
----- °C	----- °C

5.- TIPO Y CONSUMO DE TOTAL DE COMBUSTIBLE

- * Combustóleo lt/h (litros por hora, día, mes)
- * Diesel lt/h (litros por hora, día, mes)
- * Gas natural m³/h (metros cúbicos por hora, día, mes)
- * Gas de alto horno m³/h (metros cúbicos por hora, día, mes)

6.- SI SU PROCESO NO REQUIERE VAPOR

a) Parámetros o argumentos por los que se opta por ésta alternativa.

7.- ESTUDIO ECONOMICO

El estudio económico comprenderá lo siguiente:

GENERACION ANUAL

- * Horas por año
- * Factor de carga
- * Factor de mantenimiento
- * Factor de servicio
- * Producto total en kW

INVERSION

- * Inversión en \$
- * Capacidad instalada en kW
- * Costo en \$/kW.

COSTOS DE OPERACION

SERVICIOS DE CAPITAL

- * Periodo de recuperación
- * Interés sobre saldos
- * Factor de recuperación
- * Cargo anual en \$/kWh
- * Cargo específico en \$/kWh

COMBUSTIBLE

- * Consumo de calor Btu/kWh o KCal/kWh
- * Eficiencia térmica
- * Capacidad calorífica del combustible
- * Consumo de combustible
- * Costo de combustible ----- \$/kWh

OPERACION Y MANTENIMIENTO

- * Recursos humanos
- * Mantenimiento
- * Otros COSTO en \$/kWh

RESUMEN DE COSTOS

- Servicios de capital
- Combustible
- Operación y mantenimiento

NOTAS :

- 1.- El estudio técnico económico deberá ampliarse con un plano del balance térmico, con la información de las características de la energía en los diferentes puntos de utilización.
- 2.- En caso de tratarse de ampliación o modificación del sistema existente, deberán proporcionarse dos planos de balance térmico (actual y propuesto).

III.4. NORMAS TECNICAS RELATIVAS A LAS OBRAS E INSTALACIONES QUE SIRVAN PARA LA AUTOGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.

1.- CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE LA INSTALACION ELECTRICA.

NORMA 5.- El solicitante proporcionará también los datos técnicos y las características del diseño de su instalación con base en la lista que se presenta a continuación, para su revisión y, en su caso la autorización final por parte de la Secretaría:

- I.-Sistema de adquisición de datos y control supervisorio.
- II.-Sistema de medición y telemedición.
- III.-Comunicaciones en condiciones de operación manual y en emergencia.
- IV.-Control de voltaje y factor de potencia.
- V.-Capacidades de los equipos.
- VI.-Requerimientos de la potencia reactiva.
- VII.-Condiciones de corto circuito.
- VIII.-Carga en condiciones de operación.
- IX.-Control de protecciones.
- X.-Control de generación.
- XI.-Respuesta de los reguladores.
- XII.-Dispositivos de sincronización.
- XIII.-Sistema de tierras.
- XIV.-Coordinación de mantenimiento.
- XV.-Requerimientos de respaldo.
- XVI.-Requerimientos de regulación.
- XVII.-Sistema de seguridad para el personal.

NORMA 6.-La autogeneración eléctrica operará y conservará por cuenta propia la central gobernadora de electricidad. En casos especiales, previo acuerdo entre el titular del permiso en el que se especifiquen las condiciones técnicas y económicas, la propia CFE operará y dará mantenimiento a las instalaciones de autogeneración eléctrica.

NORMA 7.-Queda bajo la responsabilidad del autogenerador el grado de confiabilidad del equipo y componentes de la central generadora, así como el cumplimiento de las normas vigentes en materia de protección ambiental.

NORMA 8.-El tipo de tecnología para la generación eléctrica será optativa para el autogenerador, siempre que satisfaga los requisitos establecidos en la Ley y su Reglamento en Materia de autogeneración eléctrica para la obtención del permiso que corresponda.

NORMA 9.-Los autogeneradores podrán en conjunto con la CFE, participar en proyectos de cogeneración de mayor capacidad.

2.-DE LA PLANIFICACION Y EL DISEÑO.

NORMA 10.-El autogenerador y la CFE se coordinarán oportunamente para instalar el equipo de medición bidireccional de ésta, con el fin de contar con un sistema de control y medición adecuados.

NORMA 11.-Para efectos de verificación de las lecturas el autogenerador podrá instalar equipo de medición similar al de la CFE, dando aviso a ésta para la conexión correspondiente.

NORMA 12.-La interconexión de las unidades generadoras del autogenerador con el sistema eléctrico de la CFE se sujetará a las

Especificaciones y Normalización interna vigente de la propia CFE
NORMA 13.-En caso de así requerirse, a juicio de la CFE, el autogenerador adquirirá e instalará el equipo de comunicaciones correspondiente cuyo mantenimiento estará a su cargo. Ambas partes, la CFE y el autogenerador, se informarán de cualquier falla que se presente en este equipo.

NORMA 14.-Las instalaciones para la recepción, almacenamiento y manejo de combustibles fósiles en su caso, deberán de cumplir con las normas de seguridad vigentes.

NORMA 15.-Los sistemas auxiliares de la central de autogeneración deberán contar con equipos de reserva suficientes para garantizar la operación continua y confiable.

NORMA 16.-El autogenerador cumplirá con las Especificaciones de Normalización Interna de la CFE relativas al diseño, instalación y operación de los sistemas e instrumentos de control y protección. Asimismo, tomará las medidas necesarias a fin de conservar en todo tiempo la coordinación requerida con la CFE, para que la interconexión de su central opere siempre dentro de las normas de seguridad y eficiencia establecidas por la misma, sin perjuicio de las atribuciones conferidas a la Secretaría.

NORMA 17.-La Secretaría revisará, las necesidades de transmisión y distribución de los socios propuestos por el solicitante, oyendo a la CFE.

3. -DE LA OPERACION.

NORMA 18.-El autogenerador, al coordinarse con la CFE para la operación de su central generadora, deberá cumplir con las normas técnicas contenidas en el Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional de la propia CFE, la cual deberá poner dicho Reglamento a disposición de los autogeneradores.

NORMA 19.-El autogenerador propietario de la central generadora deberá solicitar en su caso el respaldo de suministro a la CFE. Para la elaboración de los convenios que al respecto se requieran, dicho respaldo podrá ser considerado en alguna de las modalidades siguientes: con mantenimiento programado e interrumpible. En cada caso, la CFE acordará con el autogenerador el precio del servicio.

El otorgamiento de permisos de autogeneración no entraña compromiso alguno para suministrar a los permisionarios capacidad de reserva proveniente del Sistema Eléctrico Nacional.

El autogenerador, en los casos a que se refiere esta norma, deberá notificar a la CFE los programas de mantenimiento de sus unidades generadoras y confirmar con la debida anticipación la salida programada de sus unidades.

NORMA 20.- De existir excedentes en la producción de energía eléctrica del autogenerador, éste y la CFE, celebrarán en su caso un convenio en los términos previstos por la Ley, en el cual se pactará la retribución que corresponda por la energía eléctrica que se entregue a la CFE y se estipularán las condiciones técnicas para la recepción de dichos excedentes. La Secretaría en ejercicio de sus atribuciones, revisará dichos convenios tomando en consideración el precio fijado por las partes para su compra de los excedentes eléctricos, así como su vigencia y lo relativo a su revisión y actualización.

En estos casos, el punto de entrega a la red de la CFE, de la energía eléctrica producida en la instalación de autogeneración, se hará en el lado de alta tensión de la subestación de transformación del autogenerador, efectuándose ahí mismo la medición.

NORMA 21.-El autogenerador no incurrirá en responsabilidad en el caso de que por cualquier contingencia se vea impedido de aportar generación eléctrica a la CFE. Asimismo, la CFE tampoco se responsabilizará en caso de que por alguna contingencia se encuentre imposibilitada para recibir en su red la energía eléctrica disponible en la instalación del autogenerador.

NORMA 22.-El autogenerador y la CFE no incurrirán en responsabilidad por daños ni pérdidas derivados de interrupciones del servicio, o disturbios totales o parciales.

NORMA 23.- Para efectos de la interconexión, la CFE efectuará, conjuntamente con el personal de operación del autogenerador, las pruebas de las instalaciones y equipos de potencia, protección, medición y de comunicaciones. Se elaborarán los protocolos correspondientes, realizando una evaluación de la operación de dicha interconexión se establecerá el procedimiento de operación basándose en la nomenclatura normalizada en la CFE para los equipos de la instalación eléctrica del autogenerador.

NORMA 24.- Se verificará periódicamente de manera coordinada, las protecciones eléctricas para garantizar su correcto funcionamiento o cada vez que suceda un cambio en la topología de la red.

NORMA 25.-En el evento de pérdida o restricción del enlace eléctrico entre la CFE y las instalaciones del autogenerador, debido a causas de fuerza mayor o caso fortuito, cada parte tomará las medidas necesarias para reanudar las operaciones a la mayor brevedad; las maniobras de sincronización para el restablecimiento del servicio se efectuarán siempre en la instalación del autogenerador y con su propio personal.

NORMA 26.-El autogenerador deberá enviar a la Secretaría y a la CFE dentro de los primeros diez días de cada mes, un informe del mes inmediato anterior, respecto a la generación de electricidad, especificando la cantidad utilizada en sus usos propios y la cantidad excedente entregada a la CFE, las interrupciones o anomalías en la operación de su planta eléctrica, así como la energía distinta a la eléctrica, utilizada en sus procesos.

III.5. VENTA DE BAGAZO DE CAÑA.

Para la venta de bagazo de caña de azúcar es necesario establecer un contrato entre las empresas participantes de la operación, donde queden establecidas las siguientes bases:

1) La vigencia del contrato se hará por un solo periodo de tiempo. Estableciendo los parámetros físicos de producción de bagazo para venta que se mencionan posteriormente.

2) Se entenderá como bagazo húmedo, al material sólido y fibroso residuo de la molienda de caña después de haber hecho la última extracción del jugo.

Nota: El contenido de fibra será la fracción insoluble en agua que contiene el bagazo. Y su peso se determinará mediante las normas mexicanas NOMF-280, 1976 y NOMF-300, 1977.

3) Se deberán determinar los domicilios tanto de venta como de recepción de productos, lugares que ambas partes designarán en común sin reconsideraciones futuras.

4) La empresa compradora se obliga a sustituir por cada tonelada de bagazo húmedo el 50% de su equivalente térmico en litros de combustible L.A.B. o bien su equivalente en dinero en efectivo.

Además la empresa compradora se obliga a pagar una prima por el 50% de su equivalente en efectivo por tonelada de bagazo por concepto de transportes y maniobras dentro del ingenio.

METODO PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE FIBRA INTEGRAL EN EL BAGAZO DE CAÑA.

a) Durante todo el tiempo que la empresa reciba bagazo, se recogerá cada media hora una muestra de la que llegue a la tolva de alimentación de la empacadora, de 100 gramos cada una. Hasta que sean analizadas se quedarán en recipientes tarados (Los recipientes han sido pesados con anticipación) con cierre hermético.

b) Cada 3 hrs. Se mezclarán las muestras obtenidas y se tomará una para determinar su contenido de fibra y se llevará a cabo cada día de operaciones.

c) Este promedio diario servirá para aplicar el factor de corrección a las toneladas de bagazo húmedo pesadas y recibidas en ese día.

NOTA: Considerando que las cantidades antes mencionadas se calcularon para un contenido de fibra integral seca del 44.5%, en caso de no ser así se procederá a utilizar los siguientes factores de corrección:

CONTENIDO DE
FIBRA INTEGRAL

FACTOR DE
CORRECCION

35.0	0.786516
35.5	0.797752
36.0	0.808988
36.5	0.820221
37.0	0.831460
37.5	0.842696
38.0	0.853932
38.5	0.865168
39.0	0.876404
39.5	0.887640
40.0	0.898876
40.5	0.910112
41.0	0.921348
41.5	0.932584
42.0	0.943820
42.5	0.955056
43.0	0.966292
43.5	0.977528
44.0	0.988764
44.5	1.0
45.0	1.011235
45.5	1.022471
46.0	1.033707
46.5	1.044945
47.0	1.056179
47.5	1.067415
48.0	1.078651
48.5	1.089887
49.0	1.101123
49.5	1.112359
50.0	1.123595

III.6. CARACTERISTICAS DE ALGUNOS COMBUSTIBLES.

A. - Bagazo de caña:

Es un material sólido y fibroso, residuo de la molienda de caña. Se extrae mediante una banda transportadora por una abertura posterior al molino, una vez hecha la última extracción del jugo.

COMPOSICION FISICA EN GENERAL

- Humedad: % de agua contenida, de un 40 a un 50% (w)
- Material insoluble, como celulosa de un 10 a un 18% (Cc)
- Sustancias en solución, azúcar e impurezas en el agua del jugo de un 2 a un 5% .
- Fibra integral de un 40 a un 58% .
- Poder calorífico P.C. = 7,053.36 (kJ/kg) (con w = 50%).
- Peso específico aparente (μ) con w = 45% .
 - a) Al apilarse μ = 160 a 240 (kg/m³)
 - b) Al soltarse μ = 80 a 120 (kg/m³)

Es común que para almacenamiento se utilicen pacas de bagazo para ahorrar volumen de espacio, sin embargo, al introducirlo al horno de bagazo se debe manejar suelto ya que de lo contrario no se podría llevar a cabo una buena combustión.

COMPOSICION QUIMICA MEDIA CON UNA HUMEDAD w = 50%

Carbón-----	CC	=	42%
Hidrógeno-----	CH	=	8%
Oxígeno-----	CO	=	44%
Cenizas-----	CE	=	3%
Azúcar e impurezas-----	CF	=	5%

CONTENIDO DE HUMEDAD

Se determina en base a las NORMAS , NOMF-280, 1976 y NOMF-300.1977*

* Datos obtenidos en el departamento de Normas Técnicas de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

PRINCIPALES USOS

- Materia prima en la fabricación de pulpa de papel.
- Combustible, que es usado en hornos de calderas.
- Materia prima en la fabricación de planchas aislantes (aglomerados) y para la construcción.
- Materia prima en la fabricación de solventes.
- Fertilizantes.

B. - Combustóleo:

Este aceite residual, contiene por lo general fuertes porcentajes de azufre, vanadio y otros contaminantes.

Requiere de equipos especiales, para su manejo, sin embargo debido a su bajo costo comercial es muy usado en la mediana y gran industria.

CARACTERISTICAS

CONCEPTO	UNIDAD	ANALISIS TÍPICO
Peso específico a 20/4 °C	Kg/lt	0.982
Temperatura de inflamación	°C	103.0
Viscosidad S10 a 50 °C	SSF*	-----
Carbón Conradson (carbón mineral)	% en peso	12.4
Cenizas	% en peso	0.32
Azufre total	% en peso	3.3
Agua, sedimento, vanadio y otros contaminantes.	% en volumen	0.11
Poder calorífico	KJ/lt	41.030.

* SSF : Saybolt Furol Seconds = Centistokes x 0.4717

C) Gas natural:

Se encuentra generalmente al hacer la extracción de petróleo, como producto de la descomposición orgánica, además es de fácil conducción y eficiente manejo, produce una combustión limpia, con un mínimo de contaminación.

Es fácil de controlar dentro de límites adecuados de temperatura, pero requiere de instalaciones costosas y bien proyectadas.

Nota: * Dato tomado del Manual de Flujo de Fluidos a través de Válvulas, Conexiones y Tuberías. CRANE. Ed. 1969.

C A R A C T E R I S T I C A S

CONCEPTO	UNIDAD	ANALISIS TIPICO
Peso específico*	Kg/m ³	0.802
Acido sulfúrico	PPM	35.0
Peso molecular	PPM	17.0
Poder calorífico	KJ/m ³	35,405 (a 15.6°C y 750 mmHg)

C O M P O S I C I O N (del gas)

Metano CH ₄	% vol	42.3
Etano C ₂ H ₆	% vol	6.3
Propano C ₃ H ₈	% vol	1.4
C ₄ y más pesados	% vol	---

PPM : Partes por millón.

D) Diesel.

Fácil de utilizar, menos contaminante que el combustóleo. Se usa cuando no hay acceso a gas natural y el combustóleo no puede usarse por motivos del proceso. Es común su uso en instalaciones pequeñas, donde no se justifica la inversión para otro tipo de combustible.

* Basado a un peso específico del aire de 1.0 Kg/m³.

CARACTERISTICAS

CONCEPTO	UNIDAD	ANALISIS TIPICO
Peso específico a 20/4 °C	Kg/lit	0.852
Temperatura de inflamación	°C	77.
Viscosidad	SSU*	38 (37.8 °C)
Azufre total	% en peso	1.0
Indice de cetano	adimensional	52
Carbón Conradson (carbón mineral)	% en peso	0.1
Temp. inicial de ebullición	°C	185
Temp. final de ebullición	°C	371
Poder calorífico	KJ/lit	38,602

* SSU : Saybolt Universal Seconds = 4.6347

Nota: * Dato tomado del Manual de Flujo de Fluidos a través de Válvulas, Conexiones y Tuberías. CRANE. Ed. 1969

C A P I T U L O I V

IV. CARACTERISTICAS DE OPERACION ELECTRICA EN EL INGENIO CASASANO.

IV.1. INTRODUCCION

El presente capítulo se refiere a los parámetros de operación eléctrica que son considerados de gran importancia, ya que sirven para verificar el comportamiento en las instalaciones eléctricas; como un caso particular, en este capítulo se da una breve descripción del factor de potencia, y los diferentes métodos utilizados para su medición, así como el análisis de la generación y la demanda de energía eléctrica, utilizando para ello, las horas de zafra y la demanda de potencia media.

Para finalizar el capítulo, se definen los siguientes conceptos : Demanda máxima, Demanda media, factor de carga y factor de demanda; calculándose éstos para el Ingenio Casasano con el apoyo de gráficas y los datos reales obtenidos.

IV.2. FACTOR DE POTENCIA (f.p.)

DESCRIPCION : Es la relación de potencia real utilizada o potencia activa en (KW) con la potencia aparente generada en la planta en (KVA). El producto del voltaje de operación, en kilovolts, por la corriente reactiva, en amperes determina la potencia reactiva medida en KVAR.

TRIANGULO DE CORRIENTES: Se obtiene el factor de potencia (f.p.) pasando del triángulo de corrientes a potencias, tal como se representa en la figura IV.1.

FIGURA IV.1.



IA - CORRIENTE ACTIVA
 IL - CORRIENTE REACTIVA
 I - CORRIENTE TOTAL
 CONSUMIDA

$$I \times (\sqrt{3} \times KV) = kW$$

$$IA \times (\sqrt{3} \times KV) = KVA$$

$$IL \times (\sqrt{3} \times KV) = KVAR$$

El factor de potencia es:

$$f.p. = \cos \phi = \frac{kW}{KVA}$$

IV.3. METODOS PARA DETERMINAR EL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INDUSTRIA.

METODO A. A través del consumo global de energía.

El factor de potencia de cualquier instalación industrial suele sufrir variaciones cuya intensidad depende de los equipos instalados en la misma y de los horarios de trabajo. Por consiguiente es preciso que en cada caso particular, se determine claramente bajo que condiciones es conveniente medirlo.

Cuando la carga alimentada no esté sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, entonces se puede obtener el factor de

potencia medio (f.p.m.).

$$\text{f.p.m.} = \cos \varphi = \frac{\text{kWh}}{[(\text{kWh}) + (\text{KVARh})]^{1/2}}$$

dónde :

kWh = kilowatts-hora consumidos por mes.

KVARh = kilovolts-Amperes-reactivos-hora consumidos por mes, que es como lo obtiene la CFE.

B). CON UN MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA.

C). CON UN REGISTRADOR DE POTENCIA ACTIVA Y UN REGISTRADOR DE POTENCIA REACTIVA.

D). CON UN WATTMETRO, UN VOLTMETRO Y UN AMPERMETRO (cargas balanceadas).

1.) A plena carga se mide la potencia activa con el wattmetro (kW)

2.) A plena carga se mide el voltaje entre fases (V).

3.) A plena carga se mide el amperaje por fase (I).

Como se menciona anteriormente, del triángulo de potencias, se obtiene el factor de potencia, quedando expresado de la siguiente manera:

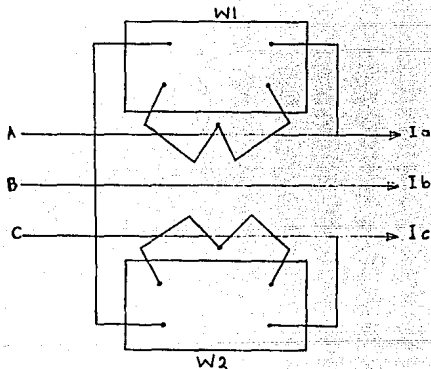
$\text{KVA} \cos \varphi = \text{kW}$; despejando $\cos \varphi$ se tiene:

$$\text{f.p.} = \cos \varphi = \frac{\text{Potencia}}{\text{KV} \times \text{I}} \left[\frac{\text{kW}}{\text{KVA}} \right] \text{----- IV.1}$$

E.) METODO DE LOS DOS WATTMETROS (CARGAS BALANCEADAS)

Este método se representa en la figura IV.2, y se efectúa como lo indican los siguientes puntos:

FIGURA IV.2



1.- Se colocan los wattmetros y se leen los (kW) y (kW) a plena carga:

2.- Sustituyendo éstos valores:

$$K = \frac{kW_1}{kW_2} \quad \text{-----IV.2}$$

3.- Además sustituyendo en la ec.IV.1 de factor de potencia se tiene:

$$\cos \phi = \frac{1 + K}{2 [(1 - K + K^2)^{\frac{1}{2}}]} \quad \text{IV.3}$$

de donde la potencia total a plena carga será :

$$kW_T = kW_1 - kW_2$$

IV.4. OBTENCION DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL INGENIO CASASANO.

Utilizando el método descrito en el punto IV.3 inciso D se tendrá:

1. - Del reporte de turno (ver apéndice A.3) se conocen los siguientes datos.

kW_c : kilowatts demandados (kW)

IT_m : corriente eléctrica (amperes)

KV : voltaje en la línea (K Volts)

2. - De la ecuación IV.1 el factor de potencia es:

$$f.p. = \cos \phi = \frac{kW_c}{KVA}$$

$$\text{si } KVA = KV \times IT_m \sqrt{3} \quad \text{entonces:}$$

$$f.p. = \frac{kW_c}{KV \times IT_m \sqrt{3}} \quad \text{IV.4}$$

IV.5. ANALISIS DE LA GENERACION Y LA DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA
ELECTRICA EN EL INGENIO CASASANO.

1.- Los kWh consumidos por el ingenio en 3012 horas de zafra 1988 -
1989 fueron 3,808,978 (kWh).

Dividiendo entre el número de horas, la demanda de potencia media
será:

$$\text{kWm} = \frac{\text{kWh}}{\text{horas zafra}} \text{-----IV.5}$$

sustituyendo valores en la ecuación IV.5 se tiene:

$$\text{kWm} = \frac{3,808,978 \text{ (kWh)}}{3,012 \text{ Ch}}$$

$$\text{kWm} = 1265.67$$

NOTA: El número de horas de zafra y los kWh consumidos se localizan en
los números de referencia del informe oficial de zafra: 8,121 y 140.

2.- La ITm (demanda de corriente media) se conoce del promedio:

$$\text{ITm 1 y/o 2} = \frac{\sum \text{Ii en turbina 1 y/o 2 / No. de lecturas}}{\text{3er día}} \text{er día}$$

$$\text{ITm 3} = \frac{\sum \text{Ii en turbina 3 / No. de lecturas}}{\text{3er día}} \text{er día}$$

Desarrollando:

De hojas de reporte diario (ver apéndice A.3) se tiene:

$$\text{ITm 1 y/o 2} = \frac{492.19+409.37+406.87+400.63+503.12+500+518.8+532.81+515.63}{3}$$
$$= 495.48 \text{ (amp)}$$

$$\text{ITm 3} = \frac{925+487.37+875.88+990.62+940.62+971.87+918.78+882.5+859.38}{3}$$
$$= 869.44 \text{ (amp)}$$

Las turbinas 1 y 2 funcionan alternativamente, esto quiere decir que cuando la turbina 1 entra en operación, la 2 no opera y viceversa.

$$\text{KV 1 y/o 2} = \text{tensión generada por la turbina 1 y/o 2} = V$$

$$\text{KV 3} = \text{tensión generada por la turbina 3} = V$$

donde:

$$\text{CKV} \times \text{ITm}[3] = \text{KV 1 y/o 2} \times \text{ITm 1 y/o 2}[3] + \text{KV 3} \times \text{ITm}[3] \text{ ---IV.6}$$

Ahora sustituyendo : IV.5 y IV.6 en la ecuación IV.4 se obtiene la siguiente ecuación, que corresponde al factor de potencia (f.p.):

$$f.p. = \frac{kWc}{KV \times ITm \sqrt{3}}$$

Sustituyendo en la ecuación IV.6 se tiene:

$$\begin{aligned} (ITm \times KV) \sqrt{3} &= 0.46 \times 495.49 \sqrt{3} + 0.46 \times 869.44 \sqrt{3} \\ &= 1,087.5 \text{ (KVA)} \end{aligned}$$

Por tanto se tiene:

$$f.p. = \cos \phi = \frac{kWc}{KVA} = \frac{996.67}{1,087.5} = 0.916$$

$$f.p. = 0.916$$

IV.6 DEMANDA MAXIMA O DE PICO (D.MAX.)

Se conoce como demanda máxima, a la demanda mayor que se presenta en una instalación eléctrica por un periodo de trabajo de al menos 15 minutos.

Las gráficas IV.I, IV.II y IV.III, muestran el comportamiento de la demanda en el ingenio, para días de diferente mes, en la gráfica IV.III se observa una demanda máxima maximorum de 1,340 kW. (ver apéndice A.3).

IV.7. DEMANDA MEDIA (D.MEDIA.).

La demanda de una instalación eléctrica, es la carga en las terminales receptoras, tomada con un valor medio, en un intervalo de tiempo determinado:

$$D \text{ media} = \frac{\text{consumo}}{\text{número de horas}} \text{ (kWh)} \text{ -----IV.7}$$

Del informe de zafra (número de referencia 140 y 121 apéndice A.4) se puede obtener la demanda media, sustituyendo valores en la ec.IV.7.

$$D \text{ media} = \frac{3.998,976}{3,012} \text{ kWh/h}$$

$$D \text{ media} = 1327,87 \text{ kW}$$

IV.8. FACTOR DE CARGA (F.C.)

Se define como la razón de la demanda media a la demanda máxima que se presenta, en un periodo de consumo determinado:

$$F.C. = \frac{D \text{ media}}{D \text{ máxima}} \text{-----IV.8}$$

de los puntos IV.6 y IV.7 se conocen los valores de la demanda máxima y la demanda media.

$$D \text{ máxima} = 1,340.0 \text{ kW}$$

$$D \text{ media} = 996.67 \text{ kW}$$

sustituyendo valores en la ecuación IV.8 se tiene :

$$F.C. = \frac{996.67}{1,340.0} = 0.743$$

$$F.C. = 0.743$$

IV.9. FACTOR DE DEMANDA (F.D.)

El factor de demanda en un intervalo de tiempo (t) de una carga, es la razón entre la demanda máxima y su carga total instalada.

$$F. D. = \frac{D \text{ máxima}}{\text{carga conectada}} \text{---IV.9}$$

$$F. D. = \frac{1,340.0}{1,432.7}$$

$$F. D. = 0.94$$

* La carga conectada del ingenio se muestra en la tabla IV.1.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

* TABLA IV.1

CARGA DE ENERGIA ELECTRICA CONECTADA EN EL INGENIO CASASANO.

DEPARTAMENTO	POTENCIA	
	H. P.	kw.
PREPARACION	528.0	393.8
MOLINOS	184.5	137.6
CLARIFICACION	177.5	132.4
EVAPORACION	41.0	30.9
CRISTALIZACION Y CENTRIFUGACION	179.8	134.1
REFINADO	71.0	53.0
ALMACENAMIENTO	80.0	44.8
CALDERAS	350.0	261.7
ALUMBRADO	190.0	141.7
OTROS	138.5	103.3
T O T A L	1,920.3	1,432.7

* Tesis " Desarrollo de metodología para diagnóstico energético aplicado a un ingenio azucarero " Guadarrama Lojero Hector, Hernández Hernández Julio, Silva Tamayo Felipe de Jesús, pág. 109. México D.F. 1988.

A N E X O

" FACTORES DE OPERACION ELECTRICA "

```

10 LET "FACTORES DE OPERACION ELECTRICA"
20 DATA 3698976.36,3912.0,46.1432,7,9
30 READ KWHC,HSZ,KV,CC,I
40 LET KWC=KWHC/HSZ
50 DATA 492.19,409.37,496.87,490.63,503.12,500,532.81,518.8,515.63
55 FOR I=1 TO 9
60 READ A(I)
70 IT=IT+A(I)
75 ITM1 =IT/I
80 NEXT I
90 DATA 925.487,37,875.88,990.62,940.62,971.87,859.38,918.78,862.5
100 FOR B =1 TO 9
110 READ Y(B)
120 IT3 =IT3+Y(B)
130 ITM3=IT3/B
140 NEXT B
150 LET KVA=(KV*ITM1)*1.73+(KV*ITM3)*1.73
160 LET FP= KWC/KVA
170 DMAX = 1340
180 FC = KWC/DMAX
190 FD = DMAX/CC
310 LPRINT "KILOWATT-HORA CONSUMIDOS KWHC =",KWHC
320 LPRINT "HORAS ZAFRA HSZ =",HSZ
330 LPRINT "KILOVOLTS KV =",KV
340 LPRINT "CARGA CONSUMIDA CC =",CC
350 LPRINT "LA CORRIENTE EN LA TURBINA 1 ITM1=",ITM1
360 LPRINT "LA CORRIENTE EN LA TURBINA 3 ITM3=",ITM3
370 LPRINT "LOS KILOVOLT-AMPER KVA =",KVA
380 LPRINT
390 LPRINT "LOS FACTORES DE OPERACION ELECTRICA SON LOS SIG:"
400 LPRINT
405 LPRINT "-----"
410 LPRINT "EL FACTOR DE POTENCIA ES FP=",FP
415 LPRINT "-----"
420 LPRINT "LA DEMANDA MAXIMA ES DMAX (KW)=",DMAX
423 LPRINT "-----"
425 LPRINT "LA DEMANDA MEDIA ES DMEDIA (KWC)=",KWC
427 LPRINT "-----"
430 LPRINT "EL FACTOR DE CARGA ES FC=",FC
435 LPRINT "-----"
440 LPRINT "EL FACTOR DE DEMANDA ES FD=",FD
445 LPRINT "-----"
450 END
KILOWATT-HORA CONSUMIDOS KWHC =          3698976
HORAS ZAFRA HSZ =          3912
KILOVOLTS KV =          .46
CARGA CONSUMIDA CC =          1432.7
LA CORRIENTE EN LA TURBINA 1 ITM1=          495.4911
LA CORRIENTE EN LA TURBINA 3 ITM3=          870.2245
LOS KILOVOLT-AMPER KVA =          1086.836

```

LOS FACTORES DE OPERACION ELECTRICA SON LOS SIG:

```

-----
EL FACTOR DE POTENCIA ES FP=          .9170385
-----
LA DEMANDA MAXIMA ES DMAX (KW) =          1340
-----
LA DEMANDA MEDIA ES DMEDIA (KWC) =          996.6708
-----
EL FACTOR DE CARGA ES FC=          .7437842
-----
EL FACTOR DE DEMANDA ES FD=          .935297
-----

```

C A P I T U L O V

V. ANALISIS ENERGETICO DEL INGENIO CASASANO PARA UN SISTEMA DE COGENERACION.

V.1. DEMANDA ENERGETICA DEL INGENIO AZUCARERO

El ingenio azucarero como ya se mencionó anteriormente, consume combustóleo y bagazo de caña, y debido a que el estudio está enfocado a un análisis con ambos combustibles, se determinan las demandas de estos por separado:

a) DEMANDA DE COMBUSTOLEO TOTAL (D.C.en lts/hr).

Partiendo del informe oficial de zafra (ver apendice A.4 ref. 37 y 121).

se tiene que :

$$D.C. = \frac{\text{CONSUMO DE COMBUSTOLEO (lts)}}{\text{HORAS DE ZAFRA (hr)}} \quad \text{-----V.1}$$

donde : consumo de combustóleo= 18,505,282. (lts)

horas de zafra= 3,912. (hr)

sustituyendo valores en la ec. V.1.

$$D.C. = \frac{18,505,282. (lts)}{3,912. (hrs)}$$

D.C. = 4,730.39 (lts/hr)

b) DEMANDA Y ENERGIA DEL COMBUSTOLEO UTILIZADO PARA COGENERACION.
(D.C.P.C..en lts/hr)

1) Partiendo de la producción y uso del vapor:

En el ingenio Casasano se genera un total de 60,048. (kgv/hr)* , solo 22,608. (kgv/hr) son utilizados para generación eléctrica por los turbogeneradores del ingenio según balance de masa y energía ref. 2, pág.151.

Por tanto si se define la relación, demanda de vapor para cogeneración entre producción de vapor como:

f.p.p. = FACTOR DE PROPORCIONALIDAD

$$\text{f.p.p.} = \frac{\text{VAPOR PARA COGENERACION (kgv/hr)}}{\text{VAPOR TOTAL GENERADO (kgv/hr)}} \times 100 \text{ ----V.2}$$

sustituyendo valores en ec. V.2.

$$\text{f.p.p.} = \frac{22,608.}{60,048.} \times 100 = 37.65 \%$$

multiplicando el f.p.p. por (D.C.) se obtiene la demanda de combustóleo para cogeneración (D.C.P.C.) en lts/hr:

$$\text{D.C.P.C.} = 4,730.39 \text{ (lts/hr)} \times (0.3765) = 1,780.99 \text{ (lts/hr)}$$

* Tomados del balance de masa y energía ref.2 pág. 151 de Tesis Desarrollo de metodología para diagnóstico energético aplicada a un Ingenio Azucarero, 1988 pág. 151.

A partir del valor obtenido de la demanda de combustión, se calcula la energía suministrada por el mismo para cogeneración (E.S.C.cog.) (KJ/hr) ó (kWt).

donde:

$$P.C.C. = \text{Poder calorífico del combustible} = 41,941.39 \text{ KJ/lit}$$

$$E.S.C.cog. = D.C.P.C. \times P.C.C. \text{ ----- V.3}$$

sustituyendo en la ec. V.3

$$E.S.C.cog. = 1,780.99 \times 41,941.39 = 74,693,385. \text{ (KJ/hr)}$$

dividiendo entre 3,600 seg se obtiene ;

$$E.S.C.cog. = \frac{74,693,385.}{3600} = 20,748. \text{ (kWt)}$$

c) DEMANDA DE BAGAJO DE CARA (D.B. en TON/hr).

Tomando del informe oficial de zafra (apéndice A.4 ref 8 y 12) las toneladas de caña molida y dividiendo entre el número de horas de zafra se obtiene la demanda de bagazo (D.B.), es decir:

$$D.B. = \frac{\text{TONELADAS DE CARA TOTAL (T.C.)}}{\text{HORAS DE ZAFRA (hs)}} \text{ ----- V.4.}$$

donde: T.C. = 242.172.445

Sustituyendo valores en la ec. V.4.

$$D.B. = \frac{242,172,445}{3,912} = 61.9 \text{ (TON/hr)}$$

Ahora bien del total de la caña molida. El informe oficial determina un % de bagazo contenido en la caña molida (ref. 22 apéndice A. 4)

por tanto el bagazo por hora es (B.H.T.)

$$B.H.T. = D.B. \times \% B \text{ -----V. 5}$$

$$B.H.T. = 61.0 \times 0.3053 = 18.69 \text{ (TON/hr)}$$

d) BAGAZO QUEMADO EN LOS HORNOS DE LAS CALDERAS (B.T.Q.).

En base al estudio realizado por la superintendencia de calderas, se determina que del total del bagazo se utiliza un 35% como combustible de hornos, y el resto es enviado a la empacadora para posteriormente ser almacenado y llevado a la fábrica de papel:

% H = PORCENTAJE DE BAGAZO DESTINADO A HORNOS DE CALDERAS.

$$B.T.Q. = B.H.T \times \% H \text{ -----V. 6}$$

$$B.T.Q. = 18.69 \times 0.35 = 6.6115 \text{ (TBQ/hr)}$$

e) DEMANDA Y ENERGIA DEL BAGAZO DESTINADO A LA COGENERACION (D.B.cog en TON/hr).

El bagazo destinado por hora para cogeneración (D.B.cog.) se determinó considerando la misma proporcionalidad que para el caso del combustible.

$$D.B.cog = BTQ \text{ (f.p.p.)}$$

$$D.B.cog = 6.6115 \text{ (0.3785)} = 2.49 \text{ (TBQ/hr)}$$

con las toneladas de bagazo quemado por hora obtenidas, se calculará la energía suministrada por el bagazo para cogeneración (E.S.B.cog).

$$E.S.B.cog = Pcb \times D.B.cog \text{-----V.7}$$

donde:

$$Pcb = \text{Poder calorífico del bagazo} = 7,053.36 \text{ KJ/kg}$$

sustituyendo valores:

$$E.S.B.cog = 2,490 \text{ (kg/hr)} \times 7,053.36 \text{ (KJ/kg)}$$

$$E.S.B.cog = 17,562,866.4 \text{ (KJ/hr)}$$

$$E.S.B.cog = 4,878.57 \text{ (kW)}$$

V.1.1. ENERGIA DEL COMBUSTIBLE MAS BAGAZO DESTINADA AL SISTEMA DE COGENFRACION.

Finalmente sumando las energías (E.S.C.cog + E.S.B.cog) se obtiene la energía total destinada al sistema de cogeneración (E.T.cog).

$$E.T.cog = E.S.C.cog + E.S.B.cog \text{-----V.8.}$$

$$E.T.cog = 74,893,385.43 \text{ (KJ/hr)} + 17,562,866.4 \text{ (KJ/hr)}$$

$$= 92,456,251.83 \text{ (KJ/hr)}$$

$$E.T.cog = 20,748.16 + 4,878.57 = 25,626.71 \text{ (kW)}$$

de donde se concluye que:

La energía suministrada por el combustible para cogeneración es el 80.9% y la energía suministrada por el bagazo para cogeneración es el 19.1% de la energía total para cogeneración con una demanda de vapor

de 22.608 kgv/hr (37,65%) del total producido.

FIG. V.1 SISTEMA BASTIDO DE COGENERACION EN EL INGENIO AZUCARERO.

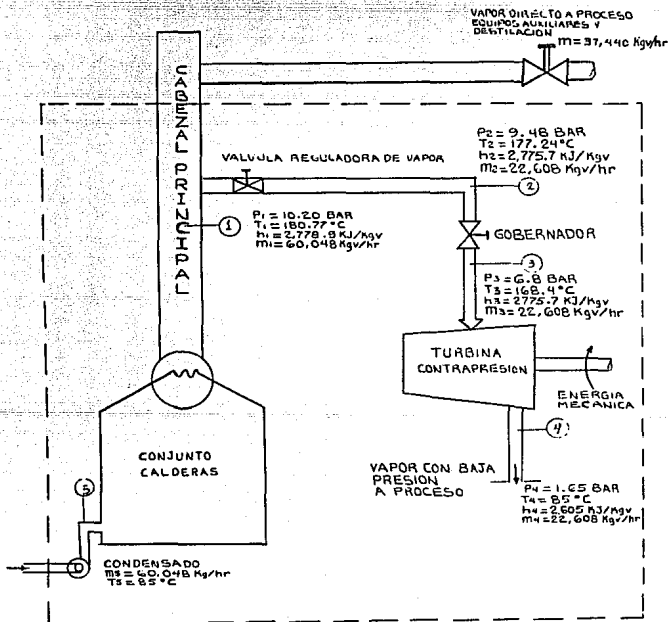
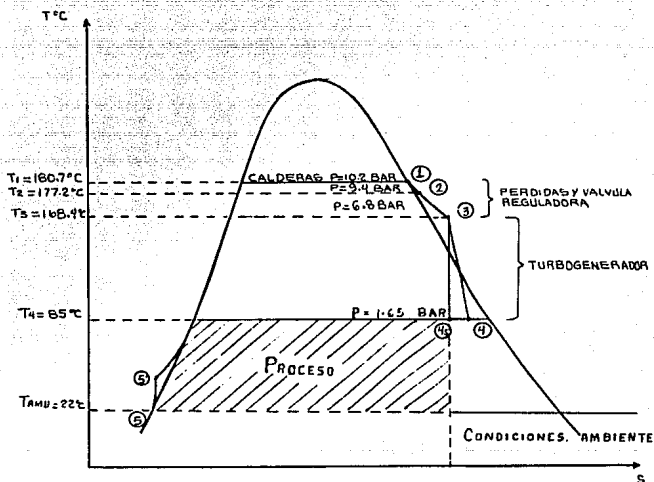


FIG. V 2 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE COGENERACION.



DESCRIPCION DE LOS ESTADOS

5 - 5' COMPRESION ISOENTROPICA EN BOMBAS
 5 - 1 SUMINISTRO DE CALOR, P=CTE. EN CALDERAS
 1 - 2 EXPANSION ISOENTROPICA H=CTE. EN TUBERIAS Y ACCESORIOS.

2 - 3 EXPANSION ISOENTALPICA H=CTE. EN VALVULA GOBERNADORA.
 3 - 4 EXPANSION EN TURBOGENERADOR
 3 - 4s EXPANSION ISOENTROPICA EN EL TURBOGENERADOR.
 4s - 5 EXTRACCION DE CALOR A P = CTE. EN PROCESO.

V.2 VAPOR GENERADO EN LAS CALDERAS DEL INGENIO.

En la tabla V.1, se muestra la generación de vapor, en cada una de las calderas con su presión de generación:

TARLA V.1

CALDERA No.	MASA DE VAPOR (1) (kgv/hr)	PRESIÓN (2) GENERADA (BAR)
1	11,020	10
2	13,868	10
3	12,880	10
4	9,105	11
5	12,178	10.20

NOTA: C1) Datos tomados de balance de masa en el ingenio
Tesis "Desarrollo de metodología para diagnóstico energético del ingenio"
C2) Valores tomados en manómetros de las calderas.

V.3. ANALISIS ENERGETICO DEL SISTEMA DE COGENERACION.

- a) Características del vapor proveniente de las calderas (de tabla V.1 valores medios reales).

Vapor para cogeneración

$$* \text{ m mvcog} = 22,608. \text{ (kgv/hr)}$$

$$** \text{ P}_1 = 10.2 \text{ bar (valor medio)}$$

Entrando a tablas de vapor con la presión P_1 , se obtienen los valores:

$$*** \text{ T}_1 = 180.77 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$h_1 = 2,778.0 \text{ KJ/kg}$$

$$s_1 = 6.5770 \text{ KJ/kg }^\circ\text{C}$$

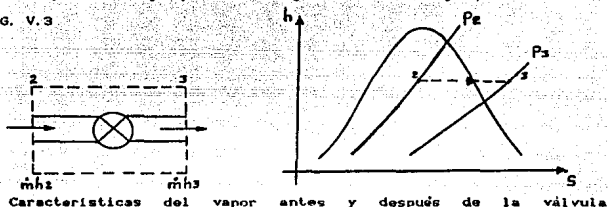
- b) PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LA VALVULA GOBERNADORA.
DEFINICION:

Es un dispositivo que permite regular la velocidad de la turbina para generar energía eléctrica a la misma frecuencia, la cual produce caída de presión en el fluido que pasa a través de ella, además provoca aceleración del fluido hasta una elevada velocidad al pasar éste por una restricción, posteriormente se desacelera. sin embargo, debido a pérdidas por fricción la presión a la salida es inferior a la de entrada (ref. termodinámica Reynolds, Perkins pág. 131).
Igualando se tiene que:

$$m \text{ h}_2 = m \text{ h}_3$$

La entalpía del flujo que sale es igual a la del flujo que entra.

FIG. V.3



Características del vapor antes y después de la válvula

gubernadora, utilizada para regular la velocidad en la turbina.

Con el valor medio de presión (de apéndice A.2)

$$P_2 = P(\text{a.v.}) + P_{\text{atm.}}$$

$$P_2 = 8.55 + 0.02 = 8.4 \text{ (bar)}$$

P_{atm} = Presión atmosférica de Cuautla Morelos.

$P(\text{a.v.})$ = Presión antes de la válvula.

De tablas de vapor, con la presión media $P = (8.4 \text{ bar})$ se obtiene:

$$T = 177.24 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$h = 2,775.7 \text{ KJ/kg}$$

$$S = 8.6077 \text{ KJ/kg }^\circ\text{C}$$

Por lo que las pérdidas de energía por el paso del vapor en accesorios y líneas de conducción proveniente de las calderas a los turbogeneradores, se evalúan mediante la siguiente relación:

$$m \text{ vap } (h_1 - h_2) = 22,608. \times (2,778.0 - 2,775.7) = 72,345.6 \text{ KJ/hr}$$

$$\text{Pérdida} = 72,345.6 \text{ KJ/hr} = 20.096 \text{ kW}$$

Notas: M valor obtenido de tesis, Desarrollo de metodología para diagnóstico energético aplicado a un ingenio azucarero. 1988 cap. 4 (Guadarrama, Hernández y Silva Méx. D.F.).

(MM) y (MMM) valores tomados el 12 de abril de 1989 en el ingenio casasano.

Con el valor medio de presión después de la válvula gobernadora (según datos obtenidos del apéndice A.2, en valor absoluto con una $P_{atm} = 0.02 \text{ bar}$).

$$P_3 = 5.56 + 0.02 = 5.6 \text{ (bar)}$$

$$\text{si } h_2 = h_3 = 2,775.7 \text{ (KJ/Kg)}$$

con esta presión y de tablas de vapor e interpolando para h_2 se tendrá una temperatura T_3 de: $T_3 = 189.4 \text{ }^\circ\text{C}$

conociendo P_3 y T_3 y entrando a tablas de vapor se encuentra s_3 .

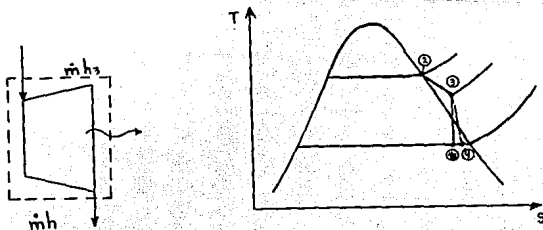
$$s_3 = 6.7116 \text{ KJ/kg }^\circ\text{C}$$

c) BALANCE ENERGETICO DE LA TURBINA.

Considerando que su comportamiento es adiabático, y no se toman en cuenta los cambios de energía cinética y potencial (ref. termodinámica

Reynolds, Perkins pág. 304)

FIG. V. 4.



i) $W = m \eta$ turbogenerador $(h_3 - h_4)$ despejando h_4 para las condiciones reales.

$$ii) h_4 = h_3 - \frac{W}{m \text{ vap} \times \eta \text{ turbogenerador}} \text{-----V.9}$$

donde : W = demanda de potencia en las terminales del generador eléctrico (kW_e).

h_3 = entalpía de entrada a la turbina (KJ/kg v)

m_{vap} = masa de vapor destinada a cogeneración (kgv/hr)

η turbogen. = eficiencia del turbogenerador (%)

h_4 = entalpía real de salida de la turbina (KJ/kgv)

Para nuestro estudio se tiene :

$$\eta \text{ turbogen.} = 84\%$$

$$W = 996.67 \text{ (kWt)}$$

$$m \text{ vap} = 22,608 \text{ (kgv/hr)}$$

$$h_3 = 2,775.7 \text{ (KJ/kgv)}$$

sustituyendo en la ec. V.9 se tiene lo siguiente:

$$h_4 = 2,775.7 \text{ (KJ/kgv)} - \frac{996.67 \times 3,600}{22,608 \times 0.84}$$

$$h_4 \text{ real} = 2,527.72 \text{ (KJ/kgv)}$$

NOTA: * Se toma como dato de la tesis de la facultad de ingeniería-UNAM " Desarrollo de metodología para diagnóstico energético aplicada a un ingenio azucarero" Guadarrama Lojero Hector, Hernández Hernández Julio, Silva Tamayo Felipe de Jesús año 1988.

** Se toma de la demanda media de potencia eléctrica, zafra, 88-89.

Para poder conocer la humedad en el punto (4) real, de tablas de vapor con la presión del vapor a la salida de la turbina $P_4 = 1.65$ bar y $h_4 = 2,627.72$ KJ/kgv

se tiene :

$$h_{f4} = 479.3 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$h_{fg4} = 2,218.5 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$s_{f4} = 1.4652 \text{ (KJ/kg} \cdot \text{C)}$$

$$s_{fg4} = 5.7202 \text{ (KJ/kg} \cdot \text{C)}$$

de la ecuación de calidad del vapor para un líquido saturado, la expansión estará dada por:

$$X_4 \text{ real} = \frac{h_4 - h_{f4}}{h_{fg4}} \times 100 \text{ -----V.10}$$

sustituyendo valores en la ec. V.10

$$X_4 \text{ real} = \frac{2,627.72 - 479.3}{2,218.5} \times 100 = 92.33$$

de la ecuación de entropía se tiene:

$$s_4 \text{ real} = s_{f4} + X_4 s_{fg4} \text{ -----V.11}$$

sustituyendo en la ec. V.11 se tiene:

$$s_4 = 1.4652 + 0.9233 (5.7202)$$

$$s_4 = 6.7522 \text{ (KJ/kg} \cdot \text{C)}$$

c.1) ANALISIS ISOENTROPICO.

Para conocer el comportamiento isoentrópico de la turbina, la entalpia h_{4s} se define a partir de la entropia de salida s_4 , que será la misma s_3 de entrada; es decir ($s_3 = s_4s = 6.7116$) y con la presión $p_4 = 1.65$ bar (apéndice A.2).

De la ecuación de calidad del vapor para un líquido saturado, donde la expansión estará dada por:

$$X_{4s} = \frac{S_{4s} - S_{f4s}}{S_{fg4s}} \times 100 \text{ -----V.12}$$

$$S_{f4s} = 1.4652 \text{ (KJ/kg}^\circ\text{C)}$$

$$S_{fg4s} = 5.7262 \text{ (KJ/kg}^\circ\text{C)}$$

sustituyendo valores en la ecuación V.12 se obtiene X_{4s} .

$$X_{4s} = \frac{6.7116 - 1.4652}{5.7262} \times 100 = 91 \%$$

de la ecuación de entalpia de saturación .

$$h_{4s} = h_{f4s} + X_{4s} h_{fg4s} \text{ -----V.13}$$

A partir de tablas de vapor con $P = 1.65$ bar se tiene:

$$h_{f4s} = 470.3 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$h_{fg4s} = 2,218.5 \text{ (KJ/kgv)}$$

sustituyendo:

$$h_{4s} = 470.3 + 0.91 (2,218.5) = 2,498.16 \text{ (KJ/kgv)}$$

conociendo h_3 y h_{4s} se puede calcular el trabajo isoentrópico en una turbina de vapor, el cual se define mediante la siguiente relación:

$$W_s = h_3 - h_{4s} \text{ -----V.14}$$

donde: $h_3 = 2,775.7 \text{ (KJ/kgv)}$

$$h_{4s} = 2,498.18 \text{ (KJ/kgv)}$$

Sustituyendo en la ec. V.14 se tiene:

$$W_s = 2,775.7 - 2,498.18 = 277.54 \text{ (KJ/kgv)}$$

dividiendo entre 3600 se obtiene la potencia eléctrica.

$$277.54 \text{ (22,608)}$$

$$W_e = \frac{\text{-----}}{3,600} = 1,742.98 \text{ (kWt)}$$

La potencia real eléctrica, $W_{real} = 996.67 \text{ kW}_e$, equivale al 57.18 % del trabajo isoentrópico, con lo cual se puede observar que se requiere de aproximadamente el doble de potencia térmica para satisfacer las necesidades eléctricas.

c.2) EFICIENCIA INTERNA DE LA TURBINA.

Como $W = h_3 - h_4$ y $W_s = h_3 - h_{4s}$

entonces:

$$\eta_s = \frac{W}{W_s} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}} \times 100 \text{ -----V.15}$$

donde :

$$h_3 = 2,775.7 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$h_4 = 2,527.7 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$h_{4s} = 2,498.18 \text{ (KJ/kgv)}$$

sustituyendo en ec. V.15

$$\eta_s = \frac{2,775.7 - 2,527.7}{2,775.7 - 2,498.18} \times 100 = 89.35 \%$$

$$\eta_s = 89.35 \%$$

El rendimiento máximo que se puede tener en una turbina de vapor se obtiene de su eficiencia interna, sin embargo, debido a pérdidas por transferencia de calor en la carcasa y la fricción que existe en las partes mecánicas y eléctricas, solo se aprovecha el 57.18% de potencia real.

d) ANALISIS DE CONDENSADOS .

Tomando la temperatura en el tanque de condensados se determina $T_5 = 85 \text{ }^\circ\text{C}$, con este dato y utilizando tablas de vapor se puede conocer la entalpía h_5 .

$$hf_5 = h_5 = 353.9 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$sf_5 = s_5 = 1.1343 \text{ (KJ/kg }^\circ\text{C)}$$

V.4. EFICIENCIA ENERGETICA DE LAS CALDERAS, QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA Y SOLAMENTE COMBUSTOLEO.

a) Bagazo de caña más combustóleo

De la energía total suministrada y del vapor obtenido en la planta para cogeneración se tiene que :

$$\eta_{\text{cal}} = \frac{m_{\text{vap}} (h_1 - h_5)}{E.T.\text{cog.}} \times 100 \text{ -----V.16}$$

(comb.+bag)

donde:

E.T.cog. = energía total destinada al sistema de cogeneración
KJ/hr

m vap = masa de vapor para cogeneración kg/hr

h_1 = entalpía del vapor a la salida del generador de vapor
en KJ/kg

h_5 = entalpía de condensados en KJ/kg

P.C.C. = poder calorífico del combustóleo

m comb. = masa del combustóleo.

sustituyendo valores se tiene:

$$\eta_{\text{cal}} (\text{comb. + bag}) = \frac{22,608 (2,776.0 - 355.0)}{92,256,252.23} \times 100 = 59.37 \%$$

El valor obtenido de eficiencia es bajo pues considerando que los hornos de bagazo son de los más ineficientes. Cabe mencionar que al quemar combustóleo más bagazo de caña con alta humedad, se está disminuyendo la vida útil de los generadores de vapor, ya que al mezclar los gases producto de la combustión del combustóleo con el vapor de agua del bagazo, se forman gases altamente corrosivos como el H₂SO₄ (ácido sulfhídrico), que provocan corrosiones en el equipo.

b) COMBUSTOLEO

Partiendo de la extrapolación, de consumo de combustóleo zafras (81-85)* (apéndice A.5) y de las condiciones de vapor obtenido en la planta para cogeneración, se tiene:

$$\eta_{\text{cal}} (\text{combustóleo}) = \frac{m \text{ vap } (h_1 - h_2)}{P. C. C. (m \text{ comb.})} \times 100 \text{-----V. 16a}$$

sustituyendo valores en la ec. V.16a se tiene:

$$\eta_{\text{cal}} (\text{combustóleo}) = \frac{22,608 (2,776.0 - 355.0)}{41,041.39 (1833.88)} \times 100 = 71.10$$

Al quemar combustóleo, la eficiencia se mantiene a un mejor nivel; ya que éstos generadores de vapor se diseñaron para este tipo de combustible, los costos de operación y mantenimiento disminuyen en forma significativa como se verá más adelante y por ende una mayor vida útil.

* El valor del consumo de combustóleo se obtuvo de una regresión no lineal con datos de los informes oficiales de las corridas de 85 a 89, que no considera el desgaste mayor de las calderas.

V.5. BALANCE DE EXERGIA EN EL SISTEMA DE COGENERACION.

Definición de exergia.- Es el trabajo útil máximo que puede obtenerse al llevar un fluido desde un estado inicial hasta el estado muerto.

ESTADO MUERTO. Se tiene cuando un sistema llega al equilibrio termodinámico completo con el ambiente, en este estado la presión y la temperatura del sistema son iguales a las del ambiente.

Relación para determinar la exergia de un fluido.

$$b_i = (h_i - h_a) - T_a(S_i - S_a) \text{ -----V.17}$$

donde:

b_i = exergia

h_i = entalpía de estado de 1 a 6 en KJ/Kgv

S_i = entropía de estado de 1 a 6 en KJ/Kgv°C

h_a = entalpía de equilibrio

T_a = temperatura de equilibrio

S_a = entropía de equilibrio

Las características del vapor en las diferentes etapas del sistema de cogeneración, según la fig. No.V.2 se muestran a continuación:

ESTADO	ETAPA O LOCALIZACION DEL VAPOR	P (BAR)	T (°C)	h (KJ/kgv)
1	SALIDA DE CALDERAS	10.2	180.0	2,778.9
2	SALIDA DE VALV. REGULADORA	9.4	177.24	2,775.7
3	SALIDA DE VALV. GOBERNADORA	8.8	188.4	2,775.7
4	SALIDA A PROCESO	1.85	65.0	2,527.7
5	SALIDA A TANQUE DE CONDENSADOS	0.92	85.0	358.9
6	TANQUE DE CONDENSADOS	0.92	22.0	92.3

T A B L A V.2

A partir de los datos de la tabla V.2 es posible determinar las exergías específicas del vapor generado.

Tomando como referencia las condiciones ambientales de Cuantla Morelos, donde la presión atmosférica es de 0.92 bar y la temperatura media del agua de repuesto a los generadores de vapor es de 22 °C, según reporte meteorológico proporcionado por la Secretaría de Programación y Presupuesto.

Sustituyendo en la ecuación V.17, se obtienen las exergías.

$$b_1 = (2,778.9 - 92.33) - 295(6.5796 - 0.3251) = 841.49 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$b_2 = (2,775.7 - 92.33) - 295(6.6027 - 0.3251) = 830.29 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$b_3 = (2,775.7 - 92.33) - 295(6.7116 - 0.3251) = 799.35 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$b_4 = (2,527.7 - 92.33) - 295(6.7522 - 0.3251) = 496.98 \text{ (KJ/kgv)}$$

$$b_5 = (355.9 - 92.33) - 295(1.1343 - 0.3251) = 24.98 \text{ (KJ/kgv)}$$

A continuación se presenta la tabla V.3 donde se muestran las diferentes etapas del sistema de cogeneración.

EDO.	ETAPA O LOCALIZACION DEL VAPOR	T (°C)	S (KJ/kgv°C)	h (KJ/kgv)	b (KJ/kgv)	b/h
1	SALIDA DE CALD.	180.0	6.5796	2,778.9	841.49	0.3028
2	SALIDA VALV REG.	177.24	6.6027	2,775.7	830.29	0.2991
3	SALIDA VALV GOB.	168.4	6.7116	2,775.7	799.35	0.2879
4	SALIDA A PROCESO	85.0	6.7522	2,527.7	530.37	0.2133
5	SAL. TANQ. CONDEN.	85.0	1.1343	355.9	24.98	0.0701
6	TANQ. CONDENSADOS	22.0	0.3251	92.33	-----	0.0

T A B L A V.3

Los valores obtenidos en la última columna, muestran la relación de exergía contra entalpía, donde se observa como disminuye el aprovechamiento exergético conforme se va cambiando de etapa en el sistema.

Con la tabla V.3 se determina la eficiencia exergética según las condiciones analizadas en el sistema de cogeneración.

Considerando la relación de exergía proporcionada por los combustibles (siendo su energía) y la exergía absoluta obtenida en el generador de vapor, es decir:

$$\eta_{\text{exergética}} = \frac{m v (b1 - b5)}{D.C.P.C. \times P.C.C. + D.B.cog \times P.C.B.} \quad \text{---V.18}$$

(Comb + bag)

Donde:

$m v$ = masa de vapor para cogeneración (kgv/hr)

$b1$ = exergía a la salida de la caldera (KJ/kgv)

$b5$ = exergía a la salida del tanque de condensados (KJ/kgv)

D.C.P.C. = demanda de combustóleo para cogeneración (lt/hr)

D.B.cog. = demanda de bagazo de caña para cogeneración (TON)

P.C.C. = poder calorífico del combustóleo (KJ/lt)

P.C.B. = poder calorífico del bagazo de caña (KJ/TON)

E.T.cog = D.C.P.C. \times PCC + (D.B.cog \times PCB) = Equivalente térmico para cogeneración.

sustituyendo valores en ec. V.18 se tiene:

$$\eta_{\text{exergética}} = \frac{22,608 (841.49 - 24.98)}{99'256,262.23} \times 100 = 21 \%$$

(comb + bag)

Para combustóleo más bagazo de caña la eficiencia exergética es baja, debido a que se incrementa el consumo de energía (ETcog) para cogeneración.

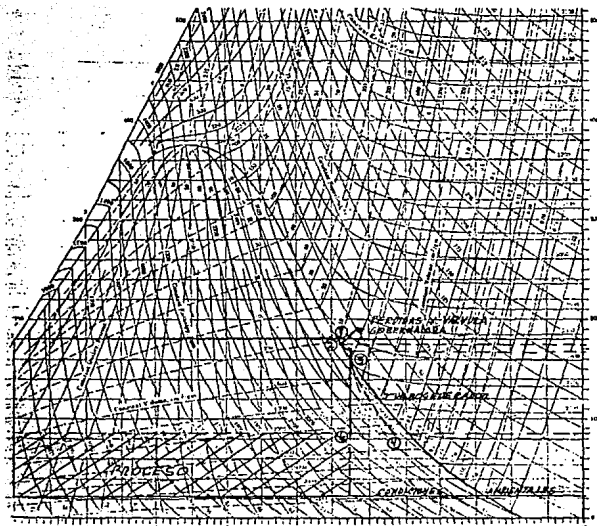
$$\eta_{\text{exergética}} = \frac{22808 \text{ (841.40 - 24.98)}}{1,833.88 \text{ (41,041.37)}} \times 100 = 24 \%$$

(D.E.comb)

La eficiencia exergética obtenida para combustóleo es regular, ya que las calderas operan entre un 30 y un 35% de su capacidad nominal en condiciones óptimas por considerarse equipos obsoletos, dado que su fecha de fabricación data de 1955-65.

A continuación se muestra un diagrama de Molliere donde se representan los estados termodinámicos obtenidos en el presente estudio de cogeneración de energía eléctrica, mostrando el comportamiento energético en el Ingenio Azucarero.

FIGURA N.º 5 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA COGENERATIVO



1---	h1 = 2.778,9 (KJ/kg)	4----	h4 = 3.527,7 (KJ/kg)
	s1 = 6.5706 (KJ/kg°C)		s4 = 6.8959 (KJ/kg°C)
	b1 = 841,49 (KJ/kg)		b4 = 406,98 (KJ/kg)
2---	h2 = 2.775,7 (KJ/kg)	4s----	h4s = 2.498,16 (KJ/kg)
	s2 = 6.6087 (KJ/kg°C)		s4s = 6.7116 (KJ/kg°C)
	b2 = 830,29 (KJ/kg)		
3---	h3 = 2.775,7 (KJ/kg)	5----	h5 = 355,9 (KJ/kg)
	s3 = 6.7116 (KJ/kg°C)		s5 = 1.1343 (KJ/kg°C)
	b3 = 790,35 (KJ/kg)		b5 = 24,98 (KJ/kg)

" COGENERACION EN UN INGENIO AZUCARERO "

```
" ANALISIS DE LA ENERGIA TOTAL DESTINADA A COGENERACION "
3 LPRINT "COGENERACION EN UN INGENIO AZUCARERO"
5 LPRINT "ANALISIS DE LA ENERGIA TOTAL DESTINADA A COGENERACION"
7 LPRINT
10 PRINT "DEME;GENERACION DE VAPOR EN CALDERAS GVC(KGS/HR)"
20 INPUT GVC
30 PRINT "DEME;PRESION DE TRABAJO PT[BAR]"
40 INPUT PT
50 PRINT "DEME;CONSUMO DE COMBUSTOLEO COC[LTS]"
60 INPUT COC
70 PRINT "DEME;NUMERO DE HORAS DE ZAPRA HZA[HR]"
80 INPUT HZA
90 LET DC=COC/HZA
100 LPRINT "*"DEMANDA DE COMBUSTOLEO DC(LTS/HR)=" ,DC
105 LPRINT
106 LPRINT
110 LPRINT "I)DEMANDA DE COMBUSTOLEO UTILIZADO PRA COGENERACION DCPC(LTS/HR)"
120 PRINT "DEME;VAPOR PARA COGENERACION VPC(KGV/HR)"
130 INPUT VPC
140 PRINT "DEME VAPOR TOTAL GENERADO VTG(KGV/HR)"
150 INPUT VTG
160 LET FPP=VPC/VTG
170 LET DCPC=FPP*DC
175 LPRINT "DCPC(LTS/HR)=" ,DCPC
177 LPRINT
178 LPRINT
180 LPRINT "II)ENERGIA SUMINISTRADA POR EL COMBUSTOLEO PARA COGENERACION ESCCOG(
KJ/HR)"
190 PRINT "DEME;PODER CALORIFICO DEL COMBUSTOLEO PCC(KJ/LTO)"
200 INPUT PCC
210 LET ESCCOG=DCPC*PCC
220 LPRINT "ESCCOG(KJ/HR)=" ,ESCCOG
230 LET ESCCOG1=ESCCOG/3600
235 LPRINT
240 LPRINT "ESCCOG1(KWT)=" ,ESCCOG1
245 LPRINT
246 LPRINT
250 LPRINT "III)DEMANDA DE BAGAZO DE CA&A DB(TON/HR)"
260 PRINT "DEME;TONELADAS DE CA&A MOLIDA TOTAL (TON)"
270 INPUT TC
280 LET DB=TC/HZA
290 LPRINT "DB(TON/HR)=" ,DB
300 PRINT "DEME;PORCIENTO DE BAGAZO CONTENIDO EN LA CA&A %B"
310 INPUT B
315 LPRINT
316 LPRINT
320 LPRINT "IV)BAGAZO POR HORA TOTAL GENERADO BHT(TON/HR)"
330 LET BHT=DB*B
340 LPRINT "BHT(TON/HR)=" ,BHT
345 LPRINT
346 LPRINT
350 LPRINT "V)BAGAZO QUEMADO EN LOS HORNO DE LAS CALDERAS BQT(TON/HR)"
360 PRINT "DEME;POR CIENTO DE BAGAZO DESTINADO A HORNO %H"
370 INPUT H
380 LET BQT=BHT*H
385 LPRINT
390 LPRINT "BQT(TON/HR)=" ,BQT
395 LPRINT
400 LPRINT "VI)BAGAZO POR HORA DESTINADO PARA COGENERACION CBDCOG(TON/HR)"
```

```
410 LET CBDCOG=BQT*FPP
420 LPRINT "CBDCOG(TON/HR)=",CBDCOG
425 LPRINT
426 LPRINT
430 LPRINT "(VII)ENERGIA POR HORA SUMINISTRADA POR EL BAGAZO PARA COGENERACION ES
BCOG(KJ/HR)"
440 PRINT "DEME;PODER CALORIFICO DEL BAGAZO PCB(KJ/KG)"
450 INPUT PCB
460 LET ESBCOG=PCB*(CBDCOG*1000)
470 LET ESBCOG1=ESBCOG/3600
480 LPRINT "ESBCOG(KJ/HR)=",ESBCOG
485 LPRINT
490 LPRINT "ESBCOG1(KWT)=",ESBCOG1
495 LPRINT
496 LPRINT
500 LPRINT "(VIII)ENERGIA TOTAL DESTINADA AL CICLO DE COGENERACION ETCOG(KJ/HR)"
510 LET ETCOG=ESBCOG+ESCCOG
520 LET ETCOG1=ESBCOG1+ESCCOG1
530 LPRINT "ETCOG(KJ/HR)=",ETCOG
535 LPRINT
540 LPRINT "ETCOG1(KWT)=",ETCOG1
550 END
```

COGENERACION EN UN INGENIO AZUCARERO
ANALISIS DE LA ENERGIA TOTAL DESTINADA A COGENERACION

*I)DEMANDA DE COMBUSTOLEO DC (LTS/HR) = 4730.38905

II)DEMANDA DE COMBUSTOLEO UTILIZADO PRA COGENERACION DCPC (LTS/HR)
DCPC (LTS/HR) = 1780.9858

III)ENERGIA SUMINISTRADA POR EL COMBUSTOLEO PARA COGENERACION ESCCOG (KJ/HR)
ESCCOG (KJ/HR) = 74697020.3
ESCCOG1 (KWT) = 20749.1723

IV)DEMANDA DE BAGAZO DE CA&A DB (TON/HR)
DB (TON/HR) = 61.9050217

V)BAGAZO POR HORA TOTAL GENERADO BHT (TON/HR)
BHT (TON/HR) = 18.8996031

VI)BAGAZO QUEHADO EN LOS HORNOS DE LAS CALDERAS BQT (TON/HR)
BQT (TON/HR) = 6.61486109

VII)BAGAZO POR HORA DESTINADO PARA COGENERACION CBDCOG (TON/HR)
CBDCOG (TON/HR) = 2.49048726

VIII)ENERGIA POR HORA SUMINISTRADA POR EL BAGAZO PARA COGENERACION ESBCOG (KJ/HR)
ESBCOG (KJ/HR) = 17566303.2
ESBCOG1 (KWT) = 4879.52867

IX)ENERGIA TOTAL DESTINADA AL CICLO DE COGENERACION ETCOG (KJ/HR)
ETCOG (KJ/HR) = 92263323.5
ETCOG1 (KWT) = 25628.7009

" ANALISIS ENERGETICO DEL CICLO DE COGENERACION "

```

10 LPRINT "COGENERACION EN UN INGENIO AZUCARERO"
20 LPRINT "ANALISIS ENERGETICO DEL CICLO DE COGENERACION"
30 LPRINT "1)CARACTERISTICAS DEL VAPOR PARA COGENERACION VCG(KGS/HR)"
40 PRINT "DAHE EL GASTO DE VAPOR TOTAL EN CALDERAS GVC(KGS/HR)"
42 PRINT
45 INPUT GVC
50 PRINT "DAHE EL FACTOR DE PROPORCIONALIDAD $PPP"
52 PRINT
55 INPUT FPP
60 PRINT "DAHE LA PRESION DE OPERACIONDE CALDERAS PT(BAR)"
62 PRINT
65 INPUT PT
70 LET VCG=GVC*FPP
80 PRINT "DAHE DE TABLAS DE VAPOR SATURADO CON PT=PT1"
90 PRINT "DAHE T1('C),H1(KJ/KG),S1(KJ/KG'C)"
100 INPUT T1,H1,S1
110 LPRINT "T1('C)=",T1
120 LPRINT "H1(KJ/KG)=",H1
130 LPRINT "S1(KJ/KG'C)=",S1
140 LPRINT "2)CARACTERISTICAS DEL VAPOR ANTES DE LA VALV. GOBERNADORA PT2(BAR)"
150 PRINT "DAHE:PRESION ANTES DE LA VALV. GOBERNADORA PAV(BAR)"
160 INPUT PAV
170 PRINT "DAHE:PRESION ATMOSFERICA DE CUAUTLA HOR. PATM(BAR)"
175 INPUT PATM
180 LET PT2=PAV+PATM
190 PRINT "DAHE: DE TABLAS DE VAPOR SATURADO CON PT2(BAR)"
200 PRINT "T2('C),H2(KJ/KG),S2(KJ/KG'C)"
210 INPUT T2,H2,S2
220 LPRINT "T2('C)=",T2
230 LPRINT "H2(KJ/KG)=",H2
240 LPRINT "S2(KJ/KG'C)=",S2
250 LPRINT "3)CARACTERISTICAS DEL VAPOR DESPUES DE LA VALV. GOBERNADORA PT3(BAR)"
"
260 PRINT "DAHE:PRESION DESPUES DE VALV. GOBERNADORA PDV(BAR)"
270 INPUT PDV
280 LET PT3=PDV+PATM
290 PRINT "DAHE:DE TABLAS DE VAPOR SOBRECALENTADO CON PT3 E INTERPOLANDO PARA H2
"
300 PRINT "T3('C),H3(KJ/KG),S3(KJ/KG'C)"
310 INPUT T3,H3,S3
320 LPRINT "T3('C)=",T3
330 LPRINT "H3(KJ/KG)=",H3
340 LPRINT "S3(KJ/KG'C)=",S3
350 LPRINT "4)PERDIDAS ESTIMADAS EN ACCESORIOS Y LINEAS DE CONDUCCION DE VAPOR H
VC"
360 PRINT "DAHE:VALORES ESTIMADOS DE CAIDA DE ENTALPIA PH1 Y PH2(KJ/KG)"
370 INPUT PH1,PH2
380 LET HVC=VCG*(PH1-PH2)
390 LET HVCL=HVC/3600
400 LPRINT "HVC(KJ/KG)=",HVC
410 LPRINT "HVCL(KWT)=",HVCL
420 LPRINT "5)BALANCE ENERGETICO DE LA TURBINA H4(KJ/KG)"
430 PRINT "DAHE:ENERGIA MEDIDA EN LAS TERMINALES DEL GEN.ELECT. WI(KW)"
440 INPUT WI

```

```

450 PRINT "DEME;EFICIENCIA DEL TURBOGENERADOR NT(%)"
460 INPUT NT
470 LET H4=H3-((W1*3600)/(VCG*NT/100))
480 LPRINT "H4(KJ/KG)=",H4
490 LPRINT "6)ANALISIS ISOENTROPICO DE LA ENTALPIA A LA SALIDA DEL TURBOGEN."
495 PRINT "DEME;PRESION(BAR),TEMPERATURA(^C),DE ESCAPE A LA SALIDA DEL TURBOGENE
RADOR"
496 INPUT P4,T4
500 PRINT "PRINT DE TABLAS DE VAPOR SATURADO CON P4=1.65 BAR,TOMADA ALA SALIDA D
EL TURBOGEN."
510 PRINT
520 PRINT "DAME;ENTALPIA DE LIQUIDO SUBENFRIADO HF4(KJ/KG)"
522 INPUT HF4
524 PRINT "DAME;ENTALPIA DE VAPOR SATURADO HFG4(KJ/KG)"
526 INPUT HFG4
528 PRINT "DAME;ENTROPIA DE LIQUIDO SUBENFRIADO SF4(KJ/KG^C)"
530 INPUT SF4
532 PRINT "DAME;ENTROPIA DE VAPOR SATURADO SFG4(KJ/KG^C)"
534 INPUT SFG4
540 LET X4={(H4-HF4)/HFG4}
550 LPRINT "LA CALIDAD DEL VAPOR A LA SALIDA DEL TURBOGEN. ES X4(%)"=,X4
560 LET S4=SF4+(X4*SFG4)
570 LPRINT "LA ENTROPIA ALA SALIDA DEL TURBOGEN. ES S4(KJ/KG^C)"=,S4
580 LPRINT
590 LPRINT "PARA UNA TURBINA DE VAPOR; S3=S4S Y P4=P4S"
600 PRINT
610 LET X4S={(S3-SF4)/SFG4}
620 LPRINT
630 LPRINT "LA CALIDAD DEL VAPOR PARA EL ESTADO ISOENTROPICO ES X4S(%)"=,X4S
640 PRINT "DAME;DE TABLAS DE VAPOR SATURADO CON P4=1.65(BAR)"
642 PRINT "ENTALPIA DE LIQ.SUBENFRIADI ISOENTROPICO HF4S(KJ/KG)"
644 INPUT HF4S
646 PRINT "ENTALPIA DE VAPOR SATURADO ISOENTROPICO HFG4S(KJ/KG)"
648 INPUT HFG4S
660 LET H4S=HF4S+(X4S*HFG4S)
670 LPRINT "LA ENTALPIA ISOENTROPICA ES H4S(KJ/KG)"=,H4S
680 LPRINT "7)RENDIMIENTO ISOENTROPICO DE LA TURBINA NR(%)"
690 LET NR=(H3-H4)/(H3-H4S)
700 LPRINT "NR(%)"=,NR
710 LPRINT "8)ANALISIS DE CONDENSADOS"
720 PRINT "DAME; DE TABLAS DE LIQUIDO SUBENFRIADO CON T5=85(^C)"
722 PRINT "ENTALPIA DE LIQUIDO SUBENFRIADO HF5(KJ/KG)"
724 INPUT HF5
726 PRINT "ENTROPIA DE LIQUIDO SUBENFRIADO SF5(KJ/KG^C)"
728 INPUT SF5
730 LPRINT
740 LPRINT
745 LPRINT "HF5(KJ/KG)"=,HF5
750 LPRINT "SF5(KJ/KG^C)"=,SF5
752 PRINT "DAME;TEMPERATURA AMB.DE CUAUTLA MOR. TAMB.(^C)"
754 INPUT TAMB
756 PRINT "CON TAMB=22(^C),DE TABLAS DE LIQ. SUBENFRIADO"
758 PRINT "DAME;ENTALPIA DEL LIQUIDO HPAMB(KJ/KG)"
759 INPUT HPAMB
760 PRINT "DAME;ENTROPIA DEL LIQUIDO SPAMB(KJ/KG^C)"

```

```

762 INPUT SPAMB
764 PRINT "DAME LA PRESION ATMOSFERICA DE CUAUTLA MOR. (BAR)"
765 INPUT PATH
766 LPRINT
768 LPRINT
770 LPRINT "9) ***** RESUMEN DE ESTADOS *****"
***
775 LPRINT
780 LPRINT
790 LPRINT " E S T A D O      P (BAR)      T (°C)      H (KJ/KG)      S (KJ/KG)"
C) "
795 LET P5=PATH
796 LET T5=TAMB
800 LPRINT "CALDERA      1°,PT,T1,H1,,S1
810 LPRINT "VALV.REG.    2°,PT2,T2,H2,,S2
820 LPRINT "VALV.GOB.    3°,PT3,T3,H3,,S3
830 LPRINT "PROCESO     4°,P4,T4,H4,,S4
840 LPRINT "CONDENSADO  5°,P5,T5,H5,,SF5
850 LPRINT "C. AMB.      6°,PATH,TAMB,HPAMB,,SFAMB
860 LPRINT
865 LPRINT
870 END
880 END

```

COGENERACION EN UN INGENIO AZUCARERO

ANALISIS ENERGETICO DEL CICLO DE COGENERACION

1) CARACTERISTICAS DEL VAPOR PARA COGENERACION VCG (KGS/HR)

T1 (°C) = 180.77

H1 (KJ/KG) = 2778.9

S1 (KJ/KG °C) = 6.5779

2) CARACTERISTICAS DEL VAPOR ANTES DE LA VALV. GOBERNADORA PT2 (BAR)

T2 (°C) = 177.24

H2 (KJ/KG) = 2775.7

S2 (KJ/KG °C) = 6.6077

3) CARACTERISTICAS DEL VAPOR DESPUES DE LA VALV. GOBERNADORA PT3 (BAR)

T3 (°C) = 168.4

H3 (KJ/KG) = 2775.7

S3 (KJ/KG °C) = 6.7116

4) PERDIDAS ESTIMADAS EN ACCESORIOS Y LINEAS DE CONDUCCION DE VAPOR HVC

HVC (KJ/KG) = 72345.8304

HVC1 (KWT) = 20.096064

5) BALANCE ENERGETICO DE LA TURBINA H4 (KJ/KG)

H4 (KJ/KG) = 2527.72357

6) ANALISIS ISOENTROPICO DE LA ENTALPIA A LA SALIDA DEL TURBOGENERADOR.

LA CALIDAD DEL VAPOR A LA SALIDA DEL TURBOGEN. ES X4 (%) = 0.9233372

LA ENTROPIA ALA SALIDA DEL TURBOGEN. ES S4 (KJ/KG °C) = 6.75241347

PARA UNA TURBINA DE VAPOR; S3=S4S Y P4=P4S

LA CALIDAD DEL VAPOR PARA EL ESTADO ISOENTROPICO ES X4S (%) =

0.91620970

2

LA ENTALPIA ISOENTROPICA ES H4S (KJ/KG) = 2511.91122

7) RENDIMIENTO ISOENTROPICO DE LA TURBINA NR (%)

NR (%) = 0.940056759

8) ANALISIS DE CONDENSADOS

HP5 (KJ/KG) = 355.9

SP5 (KJ/KG °C) = 1.1343

9) ***** RESUMEN DE ESTADOS *****

ESTADO	P (BAR)	T (°C)	H (KJ/KG)	S (KJ/KG °C)	
CALDERA	1	10.2	180.77	2778.9	6.5779
VALV.REG.	2	9.47	177.24	2775.7	6.6077
VALV.GOB.	3	6.48	168.4	2775.7	6.7116
PROCESO	4	1.65	85	2527.72357	6.75241347
CONDENSADO	5	0.92	22	355.9	1.1343
C. AMB.	6	0.92	22	92.33	0.3251


```

1 LIST , "LPI1"
10 LPRINT
20 LPRINT "BALANCE DE ENERGIA EN EL SISTEMA DE COGENERACION"
25 LPRINT
26 LPRINT
27 LPRINT
30 PRINT "DAME: ENTALPIA H1(KJ/KG), Y ENTROPIA S2(KJ/KG C) DEL VAPOR A LA SALIDA
DE LA CALDERAS"
40 INPUT H1,S1
50 LET B1=(H1-92.33)-(295*(S1-.3251))
60 LPRINT "ENERGIA DEL VAPOR A LA SALIDA DE LAS CALDERAS B1(KJ/KG)"
70 LPRINT ,, "B1(KJ/KG)"=,B1
80 PRINT "DAME: ENTALPIA H2(KJ/KG), Y ENTROPIA S3(KJ/KG C) DEL VAPOR A LA SALIDA
DE LA VALVULA REGULADORA"
90 INPUT H2,S2
100 LET B2=(H2-92.33)-(295*(S2-.3251))
110 LPRINT "ENERGIA DEL VAPOR A LA SALIDA DE LA VALVULA REGULADORA B2(KJ/KG)"
120 LPRINT ,, "B2(KJ/KG)"=,B2
130 PRINT "DAME: ENTALPIA H3(KJ/KG), Y ENTROPIA S3(KJ/KG C) DEL VAPOR A LA SALIDA
DE LA VALVULA REGULADORA"
140 INPUT H3,S3
150 LET B3=(H3-92.33)-(295*(S3-.3251))
160 LPRINT "ENERGIA DEL VAPOR A LA SALIDA DE LA VALVULA REGULADORA B3(KJ/KG)"
170 LPRINT ,, "B3(KJ/KG)"=,B3
180 PRINT "DAME: ENTALPIA H4(KJ/KG), Y ENTROPIA S4(KJ/KG C), DEL VAPOR A LA SALIDA
DEL TURBOGENERADOR"
190 INPUT H4,S4
200 LET B4=(H4-92.33)-(295*(S4-.3251))
210 LPRINT ,, "B4(KJ/KG)"=,B4
220 PRINT "DAME: ENTALPIA H5(KJ/KG), Y ENTROPIA S5(KJ/KG C), DEL VAPOR A LA SALIDA
DEL PROCESO"
230 INPUT H5,S5
240 LET B5=(H5-92.33)-(295*(S5-.3251))
250 LPRINT "ENERGIA DEL VAPOR A LA SALIDA DEL PROCESO, B5(KJ/KG)"
260 LPRINT ,, "B5(KJ/KG)"=,B5
270 LET A1=B1/H1
280 LET A2=B2/H2
290 LET A3=B3/H3
300 LET A4=B4/H4
310 LET A5=B5/H5
320 LPRINT
330 LPRINT " ETAPAS DEL SISTEMA DE COGENERACION"
340 LPRINT
350 LPRINT " EDU. ETAPA DEL VAPOR ENTALPIA ENERGIA H/B"
360 LPRINT
370 LPRINT " 1 SAL. DE CALDERAS ",H1,B1,A1
380 LPRINT " 2 SAL. DE VALV. REG. ",H2,B2,A2
390 LPRINT " 3 SAL. DE VALV. GUB. ",H3,B3,A3
400 LPRINT " 4 SAL. A PROCESO ",H4,B4,A4
410 LPRINT " 5 SAL. TANQUE DE COND.",H5,B5,A5
420 LPRINT
430 LPRINT
440 LPRINT
450 LPRINT "EFICIENCIA EXERGETICA EN EL SISTEMA DE COGENERACION"
460 LPRINT
470 PRINT "DAME: LA MASA DE VAPOR PARA COGENERACION MV(KG/HR)"
480 INPUT MV
490 PRINT "DAME: LA ENERGIA DEL COMBUSTIBLE MAS ENGAZO DESTINADA AL SISTEMA DE
COGEN. POR UN HORA FIC"

```

```

500 INPUT ETCOG
510 LPRINT
520 LPRINT "1) LA EFICIENCIA EXERGETICA PARA COMBUSTOLEO MAS BAGAZO SERA:"
530 LET NE=MV*(B1-B5)/ETCOG
540 LET NEX=NE*100
550 LPRINT,, "NEX(X)=",NEX
560 LPRINT
570 LPRINT
580 LPRINT
590 LPRINT "2) LA EFICIENCIA EXERGETICA PARA COMBUSTOLEO SERA:"
600 PRINT "DAMEL PODER CALORIFICO DEL COMBUSTOLEO PCA(KJ/LTO)"
610 INPUT PCA
620 PRINT "DAMEL CONSUMO DE COMBUSTOLEO EQUIVALENTE COCEW(LTO/HP)"
630 INPUT COCEW
640 LET NEC=(MV*(B1-B5))/(PCA*COCEW)
650 LET NECX=NEC*100
660 LPRINT,, "NECX(X)=",NECX
670 END

```

BALANCE DE EXERJIA EN EL SISTEMA DE COGENERACION

```

EXERJIA DEL VAPOR A LA SALIDA DE LAS CALDERAS B1(KJ/KG)
      B1(KJ/KG) =      841.4923
EXERJIA DEL VAPOR A LA SALIDA DE LA VALVULA REGULADORA B2(KJ/KG)
      B2(KJ/KG) =      831.4778
EXERJIA DEL VAPOR A LA SALIDA DE LA VALVULA GOBERNADORA B3(KJ/KG)
      B3(KJ/KG) =      799.3525
      B4(KJ/KG) =      539.3754
EXERJIA DEL VAPOR A LA SALIDA DEL PROCESO, B5(KJ/KG)
      B5(KJ/KG) =      24.85602

```

ETAPAS DEL SISTEMA DE COGENERACION

EDU.	ETAPA DEL VAPOR	ENTALPIA	EXERJIA	H/B
1	SAL. DE CALDERAS	2778.9	841.4923	.3028149
2	SAL. DE VALV. REG.	2775.7	831.4778	.2995561
3	SAL. DE VALV. GUB.	2775.7	799.3525	.2879823
4	SAL. A PROCESO	2527.7	539.3754	.2133858
5	SAL. TANQUE DE COND	355.9	24.85602	.0698399

EFICIENCIA EXERGETICA EN EL SISTEMA DE COGENERACION

```

1) LA EFICIENCIA EXERGETICA PARA COMBUSTOLEO MAS BAGAZO SERA:
      NEX(X) =      20.01221

2) LA EFICIENCIA EXERGETICA PARA COMBUSTOLEO SERA:
      NEC(X) =      24.00364

```

CAPITULO VI

VI. ANALISIS ECONOMICO DE LOS COSTOS DE COGENERACION.

INTRODUCCION: Se consideran tres costos principales para el análisis de factibilidad de un sistema de cogeneración que son: Combustibles, inversión y . operación y mantenimiento.

Estos costos deben ser obtenidos tanto para el sistema de cogeneración como para el de producción de energía térmica para proceso en (\$/hr), que sumados mostrará el total en cada caso, cuya diferencia dividida entre la demanda de potencia eléctrica media del sistema cogenerativo (en kW) resultará el costo del kWh cogenerado, el cual debe ser menor al precio del kWh ponderado de acuerdo a la tarifa correspondiente de suministro y al factor de carga de la industria en cuestión.

Para que el proyecto sea factible :

$$(\$/\text{kWh})\text{Cogenerado} < (\$/\text{kWh})\text{Ponderado}$$

Y de esta manera conocer la rentabilidad del proyecto.

COSTO POR COMBUSTIBLE. En diversos procesos de generación o transformación de energía es necesario el uso de energéticos, para el presente trabajo se analiza la utilización de combustóleo y bagazo de caña como energéticos principales en la cogeneración del Ingenio Casasano, otros como: diesel, gas natural, etc. , son usados en calderas de otros sistemas cogenerativos. En el costo de los combustibles utilizados en el sistema se les debe agregar los fletes en caso dado, asimismo, cuando se están consumiendo combustibles se debe considerar su valor agregado.

COSTO DE INVERSION. Se considera todo el equipo y accesorios del sistema en estudio, en caso de vender excedentes de energía eléctrica se deberá además considerar los equipos de sincronización.

Es necesario conocer el factor de planta (F.P.) es decir la relación de horas de operación del sistema entre el número de horas del año, y así obtener la vida útil de los equipos. En la práctica, generalmente se realiza una depreciación lineal de los equipos y accesorios.

Por lo que el costo de inversión será :

$$\text{C.I.} = \frac{\text{COSTO INICIAL} - \text{VALOR DE SALVAMENTO}}{\text{VIDA UTIL}(\text{años}) \times \text{F.P.} \times 8760 \text{ hr/año}} \quad (\$/\text{hr})$$

donde : F.P.: Factor de planta

COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO. Se considera importante incluir los costos de operación y mantenimiento, ya que en este punto se efectúan grandes inversiones:

- a) En la reparación y paro total de los equipos de hasta dos o tres días por mes, representando grandes pérdidas para el Ingenio.
- b) En la producción de azúcar.
- c) En los salarios de los técnicos.

En este concepto se incluyen los salarios y prestaciones (seguro social) de todo el personal inmiscuido en el sistema en estudio para darle mantenimiento, los servicios externos requeridos, los gastos

generales y las refacciones compradas, que suman un total que dividido entre el número de horas de operación de dicho sistema da por resultado los costos de operación y mantenimiento.

Basados en la información del capítulo II donde se realizó un resumen del proceso de elaboración de azúcar, en el proceso se utilizan equipos como evaporadores, tachos, etc. que requieren vapor a baja presión para su funcionamiento. Por tanto se realizará un análisis económico para encontrar el costo de producir el vapor requerido para el proceso, dicho costo se restará al de cogeneración para determinar el precio en \$/kWh eléctrico cogenerado.

VI.1. COSTO POR CONSUMO DE COMBUSTIBLES (marzo de 1990)

Se analizará el costo para tres alternativas.

- A. Quemando solo combustóleo en hornos de las calderas.
- B. Quemando combustóleo más bagazo de caña sin considerar el valor agregado (VAB) del mismo.
- C. Quemando combustóleo más bagazo de caña considerando su valor agregado.

a) Precio del combustóleo.

El precio del combustóleo utilizado en el Ingenio es el establecido por PEMEX L.A.B. en la planta productora que será de 110 \$/lt. y considerando el transporte de la planta a la ciudad de Cuautla Morelos, el costo adicional por flete es de 17 \$/lt. donde la suma de los dos da un costo total de 127 \$/lt.

P.C. = PRECIO PEMEX LAB. + PRECIO FLETE

P.C. = 110 + 17 = 127 \$/lt

b) Valor agregado del bagazo de caña VAB.

VAB = Costo del bagazo que obtendría el ingenio al venderlo a otra empresa.

Considerando las siguientes características en el bagazo de caña:

-Una humedad (Base húmeda)* del 50.5%, 44.5 de fibra integral seca y un 5% de sólidos insolubles.

-Del contrato para venta de bagazo (capítulo III, inciso III.5) a la industria del papel (1990), se tiene la relación siguiente:

$$0.5 \times 172.2 \times \text{PRECIO DEL COMBUSTOLEO} + 0.5 (700)$$

$$\text{VAB} = \frac{\text{-----}}{\text{-----}} \text{-----VI.1}$$

TONELADA DE BAGAZO HUMEDO

Sustituyendo en la ec.VI.1, se tiene:

$$0.5 (172.2 \times 127) + 0.5 (700)$$

$$\text{VAB} = \frac{\text{-----}}{\text{TBH}}$$

$$\text{VAB} = 11,284.7 (\$/\text{TBH})$$

* La humedad se determina en el laboratorio del Ingenio Casasano, y se considera el valor acumulado a la última semana de zafra (APENDICE A.4. No. DE REF. 31).

1) COSTO DE COMBUSTIBLE CON COGENERACION EN LA INSTALACION ACTUAL DEL INGENIO.

ALTERNATIVA A. COSTO DE COMBUSTOLEO POR HORA (C. C. P. H.)

A partir de la extrapolación de consumo de combustóleo (ver apéndice A.5) se tiene que la demanda equivalente de combustóleo es D.E.C = 1,833.8 lts/hr.

El costo por hora se determina por la relación siguiente:

$$C.C.P.H. (\$/hr) = PC \times DEC \text{ -----VI.2}$$

Sustituyendo el costo y la demanda se tiene:

$$C.C.P.H. = 127 (\$/lt) \times 1,833.88 (lt/hr)$$

$$C.C.P.H. = 232,902.76 (\$/hr)$$

El dato de la demanda equivalente de combustóleo es una extrapolación a 1990 de datos de las zafras 80-85, éstas fueron las últimas en las que los hornos del ingenio quemaron solo combustóleo.

ALTERNATIVA B.

Costo de combustóleo y bagazo de caña sin considerar su VAB (C.C.B.S.V.)

De la ecuación VI.1 y considerando solo la demanda de combustóleo más bagazo de caña.

$$C.C.B.S.V. = \text{PRECIO DE COMB. } (\$/lt) \times \text{DEMANDA DE COMB. } (lt/hr) \\ + \text{PRECIO DEL BAGAZO} \times \text{DEMANDA DE BAGAZO}$$

En este caso el precio del bagazo se considera cero.

Sustituyendo valores:

$$P.C. = 127 (\$/hr)$$

La demanda de combustóleo se determina en el inciso V.2

$$D.C. = 1,781 \text{ (lts/hr)}$$

$$C.C.B.S.V. = 127 \text{ (\$/lt)} \times 1,781 \text{ (lt/hr)} = 226,187 \text{ (\$/hr)}$$

ALTERNATIVA C

Costo de combustóleo y bagazo de caña considerando su VAB (C.C.B.VAB.).

De la ec.VI.1 y valores obtenidos (CAP.V) se tiene que:

$$C.C.B.VAB = DC \text{ lt/hr} \times PC \text{ \$/lt} + BAG. \text{ TBQ/hr} \times VAB \text{ \$/TBQhr} \text{ (\$/hr)} \text{---VI.3}$$

Sustituyendo valores:

$$C.C.B.VAB = (1781 \text{ (lt/hr)} \times 127 \text{ (\$/lt)}) + (2.49 \text{ (TBQ/hr)} \times 11,284.7 \text{ (\$/TBQhr)})$$

$$C.C.B.VAB. = 254,286$$

2) COSTO DE COMBUSTIBLE PARA GENERAR VAPOR EN CALDERAS PARA EL PROCESO.

Se analizarán las tres alternativas ya propuestas para cogeneración.

A) Quemando solo combustóleo.

B) Quemando combustóleo + bagazo de caña sin considerar su valor agregado VAB.

C) Quemando combustóleo + bagazo de caña considerando su valor agregado VAB.

Para determinar el porcentaje de energía térmica requerida en la generación de vapor de baja presión para el proceso, es necesario conocer las condiciones.

del vapor en el punto (4) del ciclo a la salida de la turbina:

$$Wt = \frac{m \text{ vap } (h4-h5)}{\eta \text{ cal}} \quad \text{-----VI.4}$$

Donde:

Wt = energía térmica requerida (kgv/hr)

$\eta \text{ cal}$ = eficiencia de la caldera quemando combustible más bagazo de caña.

$\eta \text{ cal} = 0.593$ (ver cap. V, tema V.4)

$h4$ = entalpía de proceso (KJ/kgv)

$h5$ = entalpía de condensados (KJ/kgv)

Sustituyendo los datos determinados previamente en el capítulo anterior:

$$Wt = (22,608) \frac{(2,527.72 - 355.9)}{0.593}$$

$$Wt = 82,703,554.42 \text{ (KJ/hr)}$$

$$Wt = 82,703,554.42 / 3,600 \text{ (KJ/hr x hr/3,600)}$$

$Wt = 22,972.93 \text{ Kwt}$ Energía térmica necesaria para generar vapor para el proceso.

El equivalente de energía térmica para cogeneración se determina en el punto (V.1.1) en base a los combustibles utilizados:

$$E.E. \text{Icog} = 25,826.7 \text{ kwt}$$

Haciendo una relación entre la energía para cogeneración y la energía para proceso se determina el porcentaje de energía térmica destinada a proceso, y será K1.

$$\frac{25,626.7}{100\%} \quad \text{vs} \quad \frac{22,072.03}{K1}$$

Por tanto : $K1 = 89.64 \%$

a) ALTERNATIVA A1. QUEMANDO SOLO COMBUSTOLEO.

Aplicando el factor K1 a la demanda equivalente de combustoleo (DEC) se tendrá:

$$\begin{aligned} \$/hr &= PC \$/lt \times DEC \times (K1) \text{ lt/hr} \\ \$/hr &= 127 \$/lt \times 1,833.89 \times (0.89) \text{ lt/hr} \\ \$/hr &= 207,283 \text{ (\$/hr)} \end{aligned}$$

b) ALTERNATIVA B1. QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO SIN CONSIDERAR EL VAB. APLICANDO EL FACTOR K1 A LA DEMANDA DE COMBUSTOLEO

$$\begin{aligned} \$/hr &= PC \$/lt \times DC \times (K1) \text{ lt/hr} \\ \$/hr &= 127 \$/lt \times 1,781 (0.89) \text{ lt/hr} \\ \$/hr &= 201,306 \text{ (\$/hr)} \end{aligned}$$

c) ALTERNATIVA C1 QUEMANDO COMBUSTOLEO+BAGAZO DE CARA CONSIDERANDO SU VAB APLICANDO EL FACTOR K1 A LA DEMANDA DE COMBUSTOLEO Y EL CONSUMO DE BAGAZO.

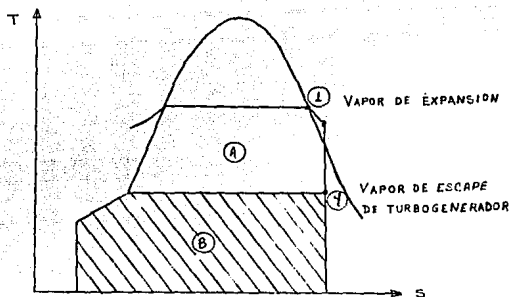
$$\begin{aligned} \$/hr &= (PC \$/lt) \times DC \text{ lt/hr} + (\text{cons de bag.} \times (K1) \times \text{cos. bag.}) \\ \$/hr &= (127 \$/lt \times 1,781(0.89) \text{ lt/hr}) + \\ &\quad (2.49(0.89) \text{ TBQ/hr} \times 11,284.7 \text{ (\$/TBQ)}) \\ \$/hr &= 226,314 \text{ (\$/hr)} \end{aligned}$$

VI.2. COSTOS POR INVERSION DE EQUIPO.

a) POTENCIA DE LAS CALDERAS.

Para determinar la potencia necesaria de las calderas para cogeneración y para proceso, se desarrolla la regla establecida por ASME.

GRAFICA VI.1



El diagrama T.S. muestra el ciclo de cogeneración área A, proceso área B.

Realizando un análisis para cada punto 1 y 4

1 : Caldera y turbogenerador (cogeneración)

4 : Caldera (proceso)

Nota: * Ver "Energía Mediante vapor, aire, o gas" WH Severns.

b) REGLA ASME PARA CALCULAR LA POTENCIA DE LA CALDERA

(caballos de vapor caldera: CVC)

Se basa en un generador de vapor que emplea 13.62 kg de vapor por cada CVC a una presión relativa de 4.0 kg/cm² (40 m columna de agua) con una temperatura T= 38.5 °C de agua de alimentación al generador de vapor. Lo cual equivale a la evaporación de 15.65 kg/hr de agua a una temperatura de 100 °C y a una presión normal de 1.033 kg/cm² (10.33 m columna de agua).

En estas condiciones el vapor producido requiere una entalpia de vaporización de 2,275.21 KJ/kgv.

De esta deducción se obtiene la ecuación para determinar la potencia de un generador de vapor.

Es la siguiente:

$$CVC = \frac{m (h_e - h_{sum}) \eta_{tot}}{2,275.21 \times 15.65} \text{ -----(VI.5)}$$

donde:

m = masa de vapor requerida

(h_e - h_{sum}) = diferencia de entalpia entre la generada y la de suministro.

η_{tot} = rendimiento de una caldera nueva.

Nota: La potencia de la caldera es el parámetro principal para seleccionar y presupuestar la misma.

c) CALCULO DE LA CAPACIDAD DE UN GENERADOR DE VAPOR (CALDERA) PARA LAS CONDICIONES DE COGENERACION (gráfica VI.1).

Del análisis energético del ciclo de cogeneración se conoce el valor de:

$h_e = h_i = 2,778.0 \text{ KJ/kg}$ (entalpía de vapor a la salida de la caldera)

$h_{sum} = h_s = 355.0 \text{ KJ/kg}$ (entalpía del agua de alimentación a la caldera)

$m_{\text{vap}} = 22,608 \text{ KJ/hr}$ (masa de vapor requerido para cogeneración)
* $\eta_{\text{tot}} = 0.81$

sustituyendo en la ecuación (VI.5)

$$\text{CVC} = \frac{22,608 \text{ kgv/hr} (2,778.0 - 355.0) \text{ KJ/kg} (0.81)}{2,275.21 \text{ KJ/kgv} \times 15.65 \text{ kgv/hr}}$$

$$\text{CVC} = 1,245 = 1,262.20 \text{ HP} = 1,606 \text{ kW}$$

$$1 \text{ CVC} = 0.9883 \text{ HP}$$

$$1 \text{ kW} = 1.3418 \text{ HP}$$

$$1 \text{ HP} = 0.746 \text{ kW}$$

Nota: * Es la mínima establecida por los fabricantes de generadores de vapor para equipo nuevo.

J) CAPACIDAD DEL GENERADOR DE VAPOR PARA SATISFACER LAS CONDICIONES DEL VAPOR DE ESCAPE (O A PROCESO) DE LOS TURBOGENERADORES (gráfica VI.1).

Aplicando la ecuación (VI.8)

$$CVC = \frac{m \text{ vap } (h_4 - h_5) \eta \text{ cal}}{2,275.2 \times 15.66}$$

y tomando los datos obtenidos en el análisis energético del sistema:

$$m \text{ vap} = 22,808 \text{ kgv/hr}$$

$$h_4 = 2,527.72 \text{ KJ/kg (entalpía a la salida de la turbina)}$$

$$h_5 = 355.9 \text{ KJ/kg (agua de alimentación)}$$

$$\eta \text{ cal} = 0.81$$

sustituyendo los valores en la ecuación:

$$CVC = \frac{22,808 (2,527 - 355.9) \times 0.81}{2,275.21 \times 15.66}$$

$$CVC = 1.102 = 1,117.4 \text{ HP} = 1,408 \text{ kW}$$

e) COTIZACION DE EQUIPO PARA PRODUCIR VAPOR PARA COGENERACION Y PROCESO.

CUADRO VI.1 COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION CON QUEMADOR DE COMBUSTIBLE EN EL HORNO DE LA CALDERA.

PARTIDA	CONCEPTO	IMPORTE	OBSERVACION
1	TURBOGEN. DE VAPOR 1200 kW	281,811,566	Ps TURB=1.65 Ra
2	*TURBOGEN. DE VAPOR 500KW 2U.	376,200,000	Ps TURB=1.65 Ba
3	GENERADOR DE VAPOR 1700kW	1,091,308,812	P = 10.2 Ba
4	TUBERIA DE ALTA PRESION	447,436,530	41% DE PARTIDA 3
5	TUBERIA DE BAJA PRESION	218,261,722	20% DE PARTIDA 3
6	INSTALACION ELECTRICA	340,834,035	20% PART. 1, 2, 3
7	MATERIALES MISCELANEOS	69,972,807	4% PART. 1, 2, 3
8	S U B T O T A L	2,834,865,272	
9	INSTALACION MANO DE OBRA	992,109,345	35% DE PARTIDA 8
10	IMPREVISTOS	141,742,764	5% DE PARTIDA 8
11	PROYECTO DE INGENIERIA	382,705,461	10% PART. 8 Y 9
12	TRANSPORTES Y MANIOBRAS	141,742,764	5% DE PARTIDA 8
	T O T A L	4,493,245,606	

NOTA : 1) Los costos tabulados fueron tomados en marzo de 1990.
 2) El costo de la turbina de vapor de 1200 kW se estima por medio de una interpolación para 500 kW dado que la variación es lineal.

= 500 kW ----188,100,000
 1,200 kW ----ST
 2,000 kW ----388,010,500

$$ST = \frac{(388,010,500 - 188,100,000)}{(2,000 - 500)} (1,200 - 500) + 188,100,000$$

$$ST = 281,811,566$$

DATOS BASADOS EN : Reference guide to small cogeneration systems
 for utilities (research project 1276-200)
 (pag. 5-54).

CUADRO VI. II. COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION CON QUEMADOR DE
 COMBUSTIBLE Y BAGAZO TIPO PARRILLA EN HORNO DE LA CALDERA.

PARTIDA	CONCEPTO	IMPORTE	OBSERVACION
1	TURBOGEN. DE VAPOR 1200kW	281,811,566	PS TURB. 185 Ba (CONTRAPRESTION)
2	TURBOGEN. DE VAP. 500kW 2U	378,200,000	P = 10.2 BA.
3	GENERADOR DE VAP. 1700kW	2,500,000,000	41% DE PART. 3 CUADRO I
4	TUBERIA DE ALTA PRESION	447,438,530	20% DE PART. 3 CUADRO I
5	TUBERIA DE BAJA PRESION	218,261,722	TOMADO CUADRO I
6	INSTALACION ELECTRICA	349,864,035	PART. 1, 2 Y 3
7	MATERIALES MISCELANEOS	128,320,462	4% PART. 1, 2 Y 3
8	S U B T O T A L	4,209,894,276	
9	INSTALACION MANO DE OBRA	1,504,062,007	35% DE PART. 8
10	IMPREVISTOS	214,004,714	5% DE PART. 8
11	PROYECTO DE INGENIERIA	580,465,727	10% DE PART. 8 y 9
12	TRANSPORTE Y MANIOBRA	214,004,713	5% DE PART. 8
	T O T A L	6,815,332,427	

NOTA: Dato de costo de generador de vapor proporcionado por gerencia.
 de ventas de Babcock and Wilcox de México s.a. (1990)
 El costo sube por ser inversión.

CUADRO VI.III. COTIZACION DE UN EQUIPO PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO
CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO.

Esta cotización se realiza con el fin de tener un comparativo de la generación de vapor para proceso a las condiciones de la salida del turbogenerador (ver fig.VI.1 punto 4) (1150 CVC = 1500kW).

PARTIDA	CONCEPTO	IMPORTE	OBSERVACION
1	GENERADOR DE VAPOR 1.500kW	885,070,250	P TRABAJO 1.85 Bar
2	TUBERIA ALTA PRESION	354,678,802	41% DE PARTIDA 1
3	TUBERIA DE BAJA PRESION	173,014,050	20% DE PARTIDA 1
4	INSTALACION ELECTRICA	173,014,050	20% DE PARTIDA 1
5	MATERIAL MISCELANEO	34,602,810	4% DE PARTIDA 1
6	S U B T O T A L	1,600,370,062	
7	INSTALACION MANO DE OBRA	560,132,087	35% DE PARTIDA 6
8	IMPREVISTOS	80,018,008	5% DE PARTIDA 6
9	PROYECTO DE INGENIERIA	218,051,295	10% DE PART. 6Y7
10	TRANSPORTE Y MANIOBRA	80,018,008	5% DE PARTIDA 6
	T O T A L	2,636,602,240	

- NOTA: 1) La capacidad de la caldera se determina en el punto (IV.4).
2) El costo de la caldera quemando combustoleo es proporcionado por calderas Múrgo S.A. de C.V.

CUADRO VI.IV COTIZACION DE UN SISTEMA PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO, CON QUEMADOR DE COMBUSTIBLEO MAS BAGAZO DE CAÑA.

PARTIDA	CONCEPTO	IMPORTE	OBSERVACIONES
1	GENERADOR DE VAPOR 1500kW	1,242,673,414	P TRABAJO 1.65Bar
2	TUBERIA DE ALTA PRESION	354,679,802	DE CUADRO VI.III
3	TUBERIA DE BAJA PRESION	173,014,050	DE CUADRO VI.III
4	INSTALACION ELECTRICA	173,014,050	DE CUADRO VI.III
5	MATERIAL MISCELANEO	49,706,937	4% DE PART. 1
6	SUBTOTAL	1,993,087,253	
7	INSTALACION (MANO DE OBRA)	607,580,530	35% DE PART. 6
8	IMPREVISTOS	99,654,383	5% DE PART. 6
9	PROYECTO DE INGENIERIA	260,066,770	10% DE PART. 6Y7
10	TRANSPORTE Y MANIOBRA	99,654,383	5% DE PART. 6
	TOTAL	3,150,043,207	

NOTA: La cotización para obtener el costo del generador de vapor con quemador de combustible y bagazo de caña para proceso; se estimó a partir de los cuadros VI.I y VI.II.

f) COSTO DE INVERSION DEL EQUIPO UTILIZADO PARA PRODUCIR VAPOR PARA COGENERACION Y PROCESO.

Descripción del método: Se tiene la siguiente relación:

$$CI = \frac{V_p - V_s}{n \times F.P. \times 8760} \times VI . 5$$

donde :

t = 0,1,2,3,...,n No. de períodos de depreciación
 CI = Costo de inversión
 Vp = Costo inicial o base no reajustada
 Vs = Valor de salvamento
 n = Vida Útil
 FP = Horas de zafra / Horas del año

$$FP = \left(\frac{3912}{8760} \right) \times 100 = 44.65\%$$

A) QUEMANDO COMBUSTOLEO EN HORNOS PARA COGENERACION.

Del cuadro VI.1 la cotización del equipo es de 4,493,245,606.

Sustituyendo en la ec. (VI.6)

$$\begin{aligned}
 t &= \text{anual} \\
 V_p &= 4,493,245,606 \\
 n &= 30 \text{ años} \\
 V_s &= 0 \\
 CI &= \frac{4,493,245,606 - 0}{30 \times 0.4465 \times 8760} = 38,286 \text{ (\$/hr)}
 \end{aligned}$$

Nota: * Los datos corresponden a los equipos del cuadro VI.1

B) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA PARA COGENERACION.

Del cuadro VI.II se tiene la cotización del equipo, es de 6,815,332,427.

$$\begin{aligned} V_p &= 6,815,332,427 \\ V_s &= 0 \\ n &= 25 \end{aligned}$$

Sustituyendo valores en la ecuación VI.6.

$$CI = \frac{6,815,332,427 - 0}{25 \times 0.4465 \times 8760} = 69,888 \text{ (\$/hr)}$$

Para este caso se considera un período de depreciación $n=25$ años en lugar de 30 años para combustóleo, debido a que no se considera un secador de bagazo previo. Por tanto la humedad que contiene el bagazo de caña combinada con el combustóleo produce gases corrosivos para el equipo (caldera, fluxes, chimeneas).

A1) QUEMANDO COMBUSTOLEO EN HORNOS PARA PROCESO.

Del cuadro VI.III la cotización del equipo es:

$$\begin{aligned} V_p &= 2,536,602,240 \text{ (\$)} \\ n &= 30 \text{ años} \\ V_s &= 0 \end{aligned}$$

Sustituyendo valores en la ecuación VI.6.

$$CI = \frac{2,536,602,240 - 0}{30 \times 0.4465 \times 8760} = 21,614 \text{ (\$/hr)}$$

BI) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA PARA PROCESO.

Del cuadro VI.IV la cotización del equipo es:

$$V_p = 3,159,043,297 (\$)$$

$$V_a = 0$$

$$n = 25 \text{ años}$$

Sustituyendo en la ecuación VI.6.

$$CI = \frac{3,159,043,297 - 0}{25 \times 0.4465 \times 8760} = 32,301 (\$/hr)$$

Para la alternativa C y CI quemando combustóleo más bagazo de caña considerando su VAB, la depreciación es igual a la alternativa B y BI en las que se utilizan los mismos combustibles, por tanto los sistemas están compuestos de equipos iguales.

VI.3. COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.

VI.3.1. ESCALA DE SALARIOS DE COSTOS DE OPERACION PARA COGENERACION.

CUADRO VI.V PERSONAL DE BASE EN PLANTA DE FUERZA

No. DE EMPLEADOS	CATEGORIA	MANANA 7:0 a 15:0	TARDE 15:0 a 23:0	NOCHE 23:0 a 7:0
1	OPERADOR TURBOG.	30,215	33,789	37,324
1	ENCARGADO TABS.	35,435	39,625	43,765
1	PEON PLANTA FUERZA	15,055	17,832	19,710
1	JEFE DE AREA	100,000		
T O T A L		\$/DIA	373,678	
		\$/hr	15,570	

COSTO POR HORA EN PERIODO DE ZAFRA

CUADRO VI. VI PERSONAL DE BASE AREA DE CALDERA. (combustóleo + bagazo)

No. DE EMPLEADOS	CATEGORIA	MAÑANA 7:0 a 15:0	TARDE 15:0 a 23:0	NOCHE 23:0 a 7:0
5	FOGONEROS	22,893	25,588	22,280
1	ENCARGADO CALDERAS	27,376	30,798	34,219
1	CABO DE AGUA	26,012	29,072	32,134
1	SOPLETERO	12,129	19,267	21,412
1	BOMBERO COMBUSTIB.	17,129	19,297	21,412
1	RASTRILLERO	14,482	16,276	18,084
1	PEON DE CALDERA	13,526	15,272	16,969
4	PEON CENICERO	13,526	15,272	16,969
1	JEFE DE AREA	100,000		
(1) SUBTOTAL x FACTOR PROPORCIONAL (VER PUNTO V.1.b) 37.65%		1,056,944 x 37.65%		
T O T A L		\$/DIA -----	397,939	
		\$/hr -----	16,581	

NOTA: (1) Se multiplica por factor proporcional ya que solo parte del vapor generado total se utiliza para cogeneración.

CUADRO VI. VII PERSONAL DE BASE AREA CALDERAS (SOLO COMBUSTOLEO).

No. DE EMPLEADOS	CATEGORIA	MAÑANA 7:0 A 15:0	TARDE 15:0 a 23:0	NOCHE 23:0 a 7:0
8	FOGONEROS	22,893	25,588	28,280
1	ENCARGADO CALDERAS	27,376	30,798	34,219
1	CABO DE AGUA	26,012	29,072	32,134
1	SOPLETERO	17,129	19,267	21,412
1	BOMBERO (COMBUSTIB)	17,129	19,267	21,412
1	PEON DE CALDERA	13,576	15,272	16,969
1	JEFE DE AREA	100,000		
C1) SUBTOTAL x FACTOR PROPORCIONAL (VER PUNTO V.1.b) 37.65 %		824,849 x 37.65		
T O T A L		\$/DIA	310,566.64	
		\$/hr	12,940.23	

NOTA:1. El personal de operación es el que se encarga de llevar los reportes diarios y de verificar las condiciones de los diferentes equipos.

2. Personal de mantenimiento es el encargado de efectuar el mantenimiento preventivo y/o correctivo, que requieren los equipos e instalaciones del ingenio.

C1) Se multiplica por el factor proporcional ya que solo parte del vapor generado total se utiliza en la cogeneración.

V.3.2. ESCALA DE SALARIOS PARA COSTOS DE MANTENIMIENTO EN LA COGENERACION.

CUADRO VI. VIII PERSONAL DE BASE Y EVENTUAL PARA MANTENIMIENTO

No. DE EMPLEADOS	CATEGORIA	SUELDO BASE POR TURNO		
		MAÑANA 7:0 a 15:0	TARDE 15:0 a 23:0	NOCHE 23:0 a 7:0
1	ELECTRICISTA 1a	35,453	39,625	43,795
1	ELECTRICISTA 2a	25,785	28,798	31,827
1	AYUDANTE ELECT. 1a	18,252	20,399	22,547
1	AYUDANTE ELECT. 2a	15,955	17,832	19,710
1	ENGRASADOR	15,955	17,832	19,710
1	MECANICO DE 1a	34,283	-----	-----
1	MECANICO DE 2a	25,785	-----	-----
1	MECANICO DE TURNO	34,283	-----	-----
1	AYUDANTE DE MECANICO	15,955	-----	-----
SUBTOTAL POR FACTOR PROPORCIONAL (VER PUNTO V.1.b) 37.65%		483,739 x 37.65%		
T O T A L		\$/DIA -----	182,128	
		\$/hr -----	7,589.	

NOTA 1: Se multiplica por el factor proporcional ya que solo parte de las horas que se destinan a mantenimiento se utilizan para cogeneración.

VI.3.3. COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.

COSTOS FIJOS: Se deben a salarios, prestaciones y seguro social, para este estudio se consideran como costos fijos los que se producen por los salarios, por ser datos tomados de nomina de la empresa.

COSTOS VARIABLES: Se generan por materiales menores, impuestos, servicios a terceros y gastos generales. Para su obtención, se hace uso del modelo matemático que utiliza C.F.E., para las centrales termeléctricas, el cual es función de la capacidad de los turbogeneradores.

$$Cv = 8.8956 (M) K(\exp.(-0.5827)) \text{-----VI.7}$$

(K a la -0.5827)

donde : Cv = costo variable en \$/KWh generado
K = capacidad de la máquina en MW.

sustituyendo:

$$Cv = 8.8956 \times (1.70) \exp. -0.5827 = 8.8148 \text{ \$/kWh}$$

$$Cv = 8.8148 \times 996.87 = 8,588.1 \text{ \$/hr} = 206,066.7 \text{ \$/día}$$

= costo estimado para factores de planta cercanos a 0.65 en nuestro caso del 40 al 70% de costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico CFE 1997 actualizado a \$/dolar = 2300.

VI.3.4. SUMA DE COSTOS POR OPERACION Y MANTENIMIENTO.

A) PARA COGENERACION, (QUEMANDO SOLO COMBUSTOLEO)

$$E \text{ Ccog} = (373,678 + 310,555 + 206,066.7 + 182,128.0) / 24 \text{ hr} =$$

$$E \text{ Ccog} = 44,684 \text{ \$/hr}$$

A1) PARA PROCESO, (QUEMANDO SOLO COMBUSTOLEO)

En el punto VI.1.2 se determina el valor de K1; que afectaremos por el costo obtenido en los cuadros VI.V.1 y Cv; se tendrá:

$$E \text{ CP} = (310,555 + (206,066.7 + 182,128.0) \times 0.89) / 24 \text{ hr}$$
$$= 27,335 \text{ \$/hr}$$

B) PARA COGENERACION (QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO).

$$B \text{ E Ccog} = (373,678 + 397,939 + 206,066.7 + 182,128.0) / 24 \text{ hr} =$$
$$= 48,325 \text{ \$/hr.}$$

B1) PARA PROCESO (QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO)

$$B \text{ E CP} = (397,939 + (206,066.7 + 182,128.0) \times 0.89) / 24 \text{ hr.}$$
$$= 30,976 \text{ \$/hr.}$$

VI.3.5. TABLAS DE RESULTADOS.

A continuación se muestran las tablas 1,2 Y 3 de resultados indicando los valores obtenidos para las tres alternativas.

TABLA 1 COSTOS CON COGENERACION PARA LAS ALTERNATIVAS A,B y C.

COSTOS CON COGENERACION (\$/hr)	A L T E R N A T I V A S		
	A	B	C
POR COMBUSTIBLES	232,003	226,197	254,296
POR INVERSION	38,286	60,686	60,686
POR OPERACION Y MANTENIMIENTO	44,684	48,325	48,325
C O S T O T O T A L	315,873	344,198	372,297

NOTAS:

- A : QUEMANDO COMBUSTOLEO
- B : QUEMANDO COMBUSTOLEO + BAGAZO SIN SU VALOR AGREGADO
- C : QUEMANDO COMBUSTOLEO + BAGAZO CON SU VALOR AGREGADO

TABLA 2 COSTOS PARA PROCESO PARA LAS ALTERNATIVAS A1, B1 y C1

COSTOS SIN COGENERACION (\$/hr)	A L T E R N A T I V A S		
	A1	B1	C1
POR COMBUSTIBLES	207,283	201,308	228,314
POR INVERSION	21,814	32,301	32,301
POR OPERACION Y MANTENIMIENTO	27,335	30,976	30,976
C O S T O T O T A L	256,232	264,583	289,591

NOTAS:

- A1: QUEMANDO COMBUSTOLEO Y APLICANDO EL FACTOR $(K1=0.89)$ A LA DEMANDA EQUIVALENTE $(D.E.=1,833.88 \text{ lt/hr})$ DE COMBUSTOLEO.
- B1: QUEMANDO COMBUSTOLEO + BAGAZO SIN SU VALOR AGREGADO APLICANDO SOLO EL FACTOR $(K1)$ A LA DEMANDA DE COMBUSTOLEO $(1,791 \text{ lt/hr})$.
- C1: QUEMANDO COMBUSTOLEO + BAGAZO CON VALOR AGREGADO APLICANDO EL FACTOR $(K1)$ A LA DEMANDA DE COMBUSTOLEO Y AL CONSUMO DE BAGAZO (2.49 TBQ/hr) .

Como síntesis del estudio, se tiene el cálculo del incremento y la comparativa de costos de cogeneración contra la tarifa de CFE ; a partir de los resultados obtenidos en las tablas 1 y 2 .

1) Diferencia en los costos de cogeneración (D.C.C. (\$/hr)).

$$D.C.C. = \frac{\$}{hrcc} - \frac{\$}{hrsc} \quad (\$/hr)$$

donde :

$$\frac{\$}{hrcc} = \text{Costo total con cogeneración}$$

$$\frac{\$}{hrsc} = \text{Costo total sin cogeneración}$$

Sustituyendo valores en la ecuación se tiene:

$$D.C.C. = A - A1 = 315,873 - 256,232 = 59,641 \quad (\$/hr)$$

$$D.C.C. = B - B1 = 344,198 - 264,583 = 79,615 \quad (\$/hr)$$

$$D.C.C. = C - C1 = 372,297 - 289,591 = 82,706 \quad (\$/hr)$$

2) Diferencia del costo por cogeneración eléctrica, considerando el valor de la potencia eléctrica demandada por el ingenio (D.C.E. (\$/KWhr)).

$$D.C.E. = \frac{D.C.C. (\$/hr)}{996.67 (KWe)*}$$

* dato obtenido del CAP.IV.

Desarrollando se tiene:

$$D.C.E. = \frac{59,641 (\$/hr)}{996.67 (KWe)} = 59.84 (\$/KWhr)$$

$$D.C.E. = \frac{79,615 (\$/hr)}{996.67 (KWe)} = 79.88 (\$/KWhr)$$

$$D.C.E. = \frac{82,706 (\$/hr)}{996.67 (KWe)} = 82.98 (\$/KWhr)$$

3) Precio de energía eléctrica, según cálculos elaborados por CFE utilizando la siguiente fórmula para su obtención (C.G.E. (\$/KWhr)) .

$$C. G. E. = \frac{\$}{KWhr} + \frac{\$}{KW} \times \frac{1}{C. FC \times hr^{**}}$$

Sustituyendo valores* se tiene:

$$C. G. E. = 96.28 \$/KWhr + 25,375.76 \$/KW \times \frac{1}{0.743 \times 730.5 hr}$$

$$C. G. E. = 143.03 (\$/KWhr)$$

FC = Factor de carga = 0.743 (Factor de carga del Ingenio Casasano)

En la tabla 3, que se muestra a continuación se puede tener una mejor apreciación de la diferencia obtenida en la cogeneración, así como el precio de CFE, pudiendo ver claramente la conveniencia de cogenerar en vez de comprarle la energía eléctrica a CFE, debido a que resulta más económico cogenerar en el Ingenio, utilizando únicamente combustóleo (ver conclusiones).

TABLA 3 INCREMENTO Y COMPARATIVA DE COSTOS DE COGENERACION CONTRA COSTOS DE CFE .

	ALTERNATIVAS		
	A	B	C
D. C. C. (\$/hr)	59,841	79,615	82,708
D. C. E. (\$/kWh)	59.84	79.88	82.98
C. G. E. (\$/kWh)	143.03	143.03	143.03

* Tomados de la tarifa de CFE en el mes de marzo de 1990.

** Se toma como referencia las horas trabajadas durante un mes.

De la diferencia del costo por cogeneración eléctrica contra el precio de C.F.E., tenemos:

ALTERNATIVA		\$/kWh
A	143.03 - 59.84 =	83.19
B	143.03 - 79.88 =	63.15
C	143.03 - 82.98 =	60.05

Para determinar el ahorro total anual a partir del número de horas y los kW medios demandados en ese período:

$$906.67 \text{ kW} \times 3912 \text{ h/año} = 3,898,973 \text{ kWh/año}$$

Teniendo un ahorro total de:

ALTERNATIVA	millones \$/año
A	$3,898,973 \times 83.19 = 3,243$
B	$3,898,973 \times 63.15 = 2,462$
C	$3,898,973 \times 60.05 = 2,341$

Si la diferencia de inversión para cogenerar es de:

$$6,815,332,427 - 3,159,043,297 = \$ 3,656,289,130$$

Y considerando que la inflación sea igual a la disminución del valor del dinero a través del tiempo, es decir a tasa simple, se tendrán las siguientes alternativas para la diferencia de inversión:

ALTERNATIVA	TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION (años)	VIDA UTIL DEL EQUIPO	FACTIBILIDAD (%)
A	$3,656/324 = 11.2$	30 años	37
B	$3,656/246 = 14.8$	25 años	59.2
C	$3,656/234 = 15.6$	25 años	62.4

- De dónde se observa que la mejor alternativa es quemando sólo combustóleo (alternativa 1) en el horno de las calderas, para hacer más rentable el sistema de cogeneración, se tendrá que hacer un estudio complementario en dónde se utilice una mejor eficiencia que la obtenida en el Ingenio Azucarero de Casasano.

A N E X O

" COSTO DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA COGENERACION "

```

10 LPRINT "COSTO DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA COGENERACION"
11 LPRINT
15 LPRINT "VALOR AGREGADO DEL BAGAZO DE CAÑA (VAB $/TBH)"
30 LPRINT
40 PRINT "DAME FACTOR DE AJUSTE DE PRECIO F.A. (#)"
45 INPUT FA
50 PRINT "DAME EQUIVALENTE DE COMBUSTOLEO A BAGAZO E.C.B. (CTE)"
53 INPUT ECB
55 PRINT " DAME: COSTO DEL COMBUSTOLEO LAB. ($/LTO)"
56 INPUT CLAB
57 PRINT " DAME: COSTO DEL TRANSPORTE DEL COMBUSTOLEO ($/LTO)"
58 INPUT CT
59 LET PCT =CLAB*CT
70 LET VAB=(.5*ECB*PCT)+.5*FA
80 LPRINT "VALOR AGREGADO DEL BAGAZO VAB($/TBH)",VAB
85 LPRINT "PRECIO DEL COMBUSTOLEO PCT ($/LTO)=",PCT
87 LPRINT
90 LPRINT"2)ANALISIS ECONOMICO DE COSTOS DE COGENERACION"
95 LPRINT
100 LPRINT"A) COSTO DE CONSUMO DE COMBUSTOLEO POR HORA (CCPH)"
110 PRINT"DAME DEMANDA DE COMBUSTOLEO EQUIVALENTE DCE ($/HR)"
120 INPUT DCE
136 LET CCPH=PCT*DCE
140 LPRINT"CCPH ($/HR)=",CCPH
145 LPRINT
150 LPRINT"B) COSTO DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA SIN CONSIDERAR VAB, (CCBSV)
"
160 PRINT"DAME DEMANDA DE COMBUSTOLEO DC (LTS/HR)"
165 INPUT DC
170 LET CCBSV=PCT*DC
180 LPRINT"CCBSV ($/HR)=",CCBSV
185 LPRINT
190 LPRINT"C) COSTO DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA CONSIDERANDO VAB, (CCB VAB)
"
200 PRINT"DAME : LA DEMANDA DE BAGAZO DB en (TBQ/HR)"
210 INPUT DB
220 LET CCB = CCBSV+(DB*(VAB))
230 LPRINT "CCBVAB=",CCB
240 LPRINT
245 LPRINT
246 LPRINT
250 LPRINT"3)COSTO POR DEMANDA DE COMBUSTOLEO USADO PARA PROCESO"
255 LPRINT
260 PRINT " DAME: MvAP. (KG/HR); H4(KJ/Kg); H5(KJ/Kg); Ncal(%)"
270 INPUT MVAP,H4,H5,NCAL
290 LET W= MVAP*(H4-H5)/(NCAL*3600)
300 LPRINT "ENERGIA TERMICA A LA SALIDA DE LA TURBINA W(KWt)=",W
310 LPRINT
320 LPRINT "PORCENTAJE DE ENERGIA TERMICA APROCESO K1 (%)"
330 PRINT "DAME: EQUIVALENTE DE ENERGIA TERMICA PARA COGENERACION EETCOG(KWt) "
340 INPUT EETCOG
350 LET K1=W/EETCOG
360 LPRINT "CONSTANTE K1=",.K1
370 LPRINT
380 LET CGPC=PCT*(K1/DCE)
390 LPRINT"A) QUEMANDO SOLO COMBUSTOLEO CGPC ($/Hr) ",CGPC
400 LET CGPCB=PCT*(DC*K1)
410 LPRINT
420 LPRINT "B) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA SIN CONSIDERAR EL VALOR A
GREGADO DEL BAGAZO ($/Hr)=",CGPCB
430 LET CGPVAB=CGPCB+(VAB*DB)*K1
440 LPRINT
450 LPRINT " C) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA CONSIDERANDO EL VALOR AG
REGADO DEL BAGAZO ($/Hr)=",CGPVAB
460 END

```

COSTO DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA COGENERACION

VALOR AGREGADO DEL BAGAZO DE CAÑA (VAB \$/TEH)

VALOR AGREGADO DEL BAGAZO VAB(\$/TBH) 11264.7
PRECIO DEL COMBUSTOLEO PCT (\$/LTO)= 127

2) ANALISIS ECONOMICO DE COSTOS DE COGENERACION

A) COSTO DE CONSUMO DE COMBUSTOLEO POR HORA (CCPH)
CCPH (\$/HR)= 232892.6

B) COSTO DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA SIN CONSIDERAR VAB, (CCBSV)
CCBSV (\$/HR)= 226187

C) COSTO DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA CONSIDERANDO VAB, (CCBVAB)
CCBVAB= 254285.9

3) COSTO POR DEMANDA DE COMBUSTOLEO USADO PARA PROCESO

ENERGIA TERMICA A LA SALIDA DE LA TURBINA W(KWt)= 23000.05

PORCENTAJE DE ENERGIA TERMICA A PROCESO K1 (%)
CONSTANTE K1= .8975034

A) QUEMANDO SOLO COMBUSTOLEO C6PC (\$/Hr) 209021.9

B) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA SIN CONSIDERAR EL VALOR AGREGADO DEL
BAGAZO (\$/Hr)= 203003.6

C) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CAÑA CONSIDERANDO EL VALOR AGREGADO DEL B
AGAZO (\$/Hr)= 228222.5

COSTOS DE MARZO DE 1990.

COSTO DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA COGENERACION

VALOR ABREGADO DEL BAGAZO DE CARA (VAB \$/TBH)

VALOR ABREGADO DEL BAGAZO VAB(\$/TBH) 15100.9
PRECIO DEL COMBUSTOLEO P/LT (\$/LYO) = 169

2) ANALISIS ECONOMICO DE COSTOS DE COGENERACION

A) COSTO DE CONSUMO DE COMBUSTOLEO POR HORA (COPH)

COPH (\$/HR) = 309912.2

B) COSTO DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CARA SIN CONSIDERAR VAB, (CCBSV)

CCBSV (\$/HR) = 300999

C) COSTO DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CARA CONSIDERANDO VAB, (CCB VAB)

CCBVAB = 338590.3

3) COSTO POR DEMANDA DE COMBUSTOLEO USADO PARA PROCESO

ENERGIA TERMICA A LA SALIDA DE LA TURBINA W(KW) = 23000.05

PORCENTAJE DE ENERGIA TERMICA APROCESO K1 (%)

CONSTANTE K1 = .697503

A) QUEMANDO SOLO COMBUSTOLEO CGPC (\$/HR) 278147.1

B) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CARA SIN CONSIDERAR EL VALOR ABREGADO DE

BAGAZO (\$/HR) = 270138.5

C) QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CARA CONSIDERANDO EL VALOR ABREGADO DEL
BAGAZO (\$/HR) = 303885.8

ACTUALIZADO A MARZO DE 1992

" COSTOS POR INVERSION DE EQUIPO "

15

```

10 LPRINT "11" COSTOS POR INVERSION DE EQUIPO. "
12 LPRINT
14 LPRINT
16 LPRINT
20 LPRINT " 1) CALCULO DE LA CAPACIDAD DEL GENERADOR DE VAPOR PARA COGENERACION
(KGV/HR) "
30 PRINT "DAME: ENTALPIA DE VAPOR A LA SALIDA DE LA CALDERA H1 (KJ/KG) "
40 INPUT H1
50 PRINT "DAME: ENTALPIA DE CONDENSADO H5 (KJ/KG) "
60 INPUT H5
70 PRINT "DAME: MASA DE VAPOR REQUERIDO PARA COGENERACION MVAP (KG/HR) "
80 INPUT MVAP
90 PRINT "DAME: LA EFICIENCIA DE LA CALDERA N(%) "
100 INPUT N
110 LET CVC1=MVAP*(H1-H5)*(N/(2275.21*15.66))
120 LPRINT "CVC1(KGV/HR)=",CVC1
130 LPRINT "2) CALCULO DE LA CAPACIDAD DE VAPOR PARA PROCESO CVL2 (KG/HR) "
140 PRINT "DAME: LA ENTALPIA DE SALIDA DE LA TURBINA DE VAPOR H4 (KJ/KG) "
150 INPUT H4
160 LET CV2=(MVAP*(H4-H5))
162 LET C3=(N/(2275.21*15.66))
164 LET CVC2=CV2*C3
170 LPRINT "CVC2(KGV/HR)=",CVC2
172 LPRINT
174 LPRINT
176 LPRINT
180 LPRINT "COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION CON QUEMADOR DE COMBUSTOL:
EN EL HURNO DE LA CALDERA"
182 LPRINT
184 LPRINT
190 LPRINT " NO.          CONCEPTO          IMPORTE"
200 PRINT "DAME COSTO DE TURBOGENERADOR DE VAPOR T1($) DE 1200 KWT "
210 INPUT T1
215 LPRINT "1) TURBOGENERADOR DE 1200 KWT =",T1
220 PRINT "DAME EL COSTO DE DOS TURBOGENERADORES DE 500 KWT, T2($) "
230 INPUT T2
235 LPRINT "2) TURBOGENERADORES DE 500 KWT =",T2
240 PRINT "DAME EL COSTO DEL GENERADOR DE VAPOR DE 1700KWT, G1($) "
250 INPUT G1
255 LPRINT "3) GENERADOR DE VAPOR DE 1700KWT =",G1
260 LET TAP=G1*.41
280 LPRINT "4) TUBERIA DE ALTA PRESION TAP($) =",TAP
300 LET TBP=G1*.2
310 PRINT
320 PRINT
330 LPRINT "5) TUBERIA DE BAJA PRESION TBP($) =",TBP
340 LET IE=(T1*.2)+(G1*.2)+(T2*.2)
350 LPRINT "6) INSTALACION ELECTRICA IE($) =",IE
360 LET MM=(T1*.04)+(G1*.04)+(T2*.04)
370 LPRINT "7) MATERIALES MISCELANEOS MM($) =",MM
380 LET SUBC=T1+T2+G1+TAP+TBP+IE+MM
390 LPRINT "8) SUBTOTAL ($) =",SUBC
400 LET INST=SUBC*.35
410 LPRINT "9) INSTALACION, (M. DE OBRA) ($) =",INST
420 LET IMPR=SUBC*.05
430 LPRINT "10) IMPREVISTOS ($) =",IMPR
440 LET PING=(SUBC*.1)+(INST*.1)
450 LPRINT "11) PROYECTO DE INGENIERIA ($) =",PING
460 LET TMAN=SUBC*.05
470 LPRINT "12) TRANSPORTES Y MANIUBRAS =",TMAN
480 LET TUII=SUBC+INST+IMPR+PING+TMAN
490 LPRINT "I D T A L ($) =",TUII
500 END

```

II) COSTOS POR INVERSION DE EQUIPO.

- 1) CALCULO DE LA CAPACIDAD DEL GENERADOR DE VAPOR PARA COGENERACION (KGV/HR)
 CVC1 (KGV/HR) = 1245.338
 2) CALCULO DE LA CAPACIDAD DE VAPOR PARA PROCESO CVC2 (KG/HR)
 CVC2 (KGV/HR) = 1116.241

COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO EN EL HORNO DE LA CALDERA

NO.	CONCEPTO	IMPORTE
1)	TURBOGENERADOR DE 1200 Kw =	2.818116E+08
2)	TURBOGENERADORES DE 500 Kw =	3.762E+08
3)	GENERADOR DE VAPOR DE 1700Kw =	1.091309E+09
4)	TUBERIA DE ALTA PRESION TAP (#) =	4.474366E+08
5)	TUBERIA DE BAJA PRESION TBP (#) =	2.182617E+08
6)	INSTALACION ELECTRICA IE (#) =	3.49864E+08
7)	MATERIALES MISCELANEOS MM (#) =	6.997281E+07
8)	SUBTOTAL (\$) =	2.834855E+09
9)	INSTALACION, (M. DE OBRA) (#) =	9.921993E+08
10)	IMPREVISTOS (#) =	1.417428E+08
11)	PROYECTO DE INGENIERIA (#) =	3.827055E+08
12)	TRANSPORTES Y MANIOBRAS =	1.417428E+08
T O T A L (#) =		4.493246E+09

COSTOS DE 1990. (MARZO)

II) COSTOS POR INVERSION DE EQUIPO.

- 1) CALCULO DE LA CAPACIDAD DEL GENERADOR DE VAPOR PARA COGENERACION (KGV/HR)
 CVC1 (KGV/HR) = 1245.338
 2) CALCULO DE LA CAPACIDAD DE VAPOR PARA PROCESO CVC2 (KG/HR)
 CVC2 (KGV/HR) = 1116.241

COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION CON QUEMADOR DE COMBUSTIBLE EN EL HOR
 DE LA CALDERA

NO.	CONCEPTO	IMPORTE
1)	TURBOGENERADOR DE 1200 KWT =	5.10079E+08
2)	TURBOGENERADORES DE 500 KWT=	6.80922E+08
3)	GENERADOR DE VAPOR DE 1700KWT=	1.975269E+09
4)	TUBERIA DE ALTA PRESION TAP(%)=	8.058601E+08
5)	TUBERIA DE BAJA PRESION TBP(%)=	3.750337E+08
6)	INSTALACION ELECTRICA IE(%)=	6.332539E+08
7)	MATERIALES MISCELANEOS MM(%)=	1.266508E+08
8)	SUBTOTAL (%)=	5.131088E+09
9)	INSTALACION, (M. DE OBRA) (%)=	1.795001E+09
10)	IMPREVISTOS (%)=	2.565544E+08
11)	PROYECTO DE INGENIERIA (%)=	6.926368E+08
12)	TRANSPORTES Y MANIUBRAS =	2.565544E+08
T O T A L (%) =		8.132775E+09

ACTUALIZADO A MARZO DE 1992


```

10 LPRINT "B) COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION, HORNO CON
    QUEMADOR DE COMBUSTOLEO Y BAGAZO DE CANA"
12 LPRINT
13 LPRINT
15 LPRINT "NO.          C O N C E P T O          C O S T O ($)"
20 PRINT "DAME: COSTO DE GENERADOR DE VAPOR DE 1700 Kwt. G2($)"
25 INPUT G2
30 PRINT "DAME: COSTO DE TURBOGENERADOR DE 1200 KW. T1($)"
35 INPUT T1
36 LPRINT "1) TURBOGENERADOR DE 1200 KW      =      ",T1
45 PRINT "DAME: COSTO DE TURBOGENERADORES DE 500 KW. T2($)"
46 INPUT T2
47 LPRINT "2) TURBOGENERADORES DE 500 KW     =      ",T2
48 LPRINT "3) GENERADOR DE VAPOR DE 1700 Kwt=      ",G2
50 PRINT
55 LET MM2=(T1*.04)+(T2*.04)+(G2*.04)
60 PRINT "DAME: COSTO DE LA TUBERIA DE ALTA PRESION TAP ($)"
65 INPUT TAP
66 LPRINT "4) TUBERIA DE ALTA PRESION          =".TAP
70 PRINT "DAME: COSTO DE LA TUBERIA DE BAJA PRESION TBP ($)"
75 INPUT TBP
76 LPRINT "5) TUBERIA DE BAJA PRESION          =".TBP
80 PRINT "DAME: COSTO DE INSTALACION ELECTRICA IE ($)"
85 INPUT IE
86 LPRINT "6) INSTALACION ELECTRICA              =".IE
90 LPRINT "7) MATERIALES MISCELANEOS          =".MM2
100 LET SUB2=T1+T2+G2+TAP+TBP+IE+MM2
110 LPRINT "8) S U B T O T A L ($)"          =".SUB2
120 LET INST2=SUB2*.35
130 LPRINT "9) INSTALACION (M. DE OBRA)      =".INST2
140 LET IMPR2=SUB2*.05
150 LPRINT "10) IMPREVISTOS                   =".IMPR2
160 LET PING2=(SUB2*.1)+(INST2*.1)
170 LPRINT "11) PROYECTO DE INGENIERIA          =".PING2
180 LET TMAN2=SUB2*.05
190 LPRINT "12) TRANSPORTES Y MANIOBRAS       =".TMAN2
200 LET TOT2=SUB2+INST2+IMPR2+PING2+TMAN2
210 LPRINT " T O T A L ($)"                =".TOT2
220 LPRINT
225 LPRINT
230 LPRINT
240 LPRINT "A1) COTIZACION DE EQUIPO PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO
    CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO"
245 PRINT "DAME: COSTO DE GENERADOR DE VAPOR PARA PROCESO DE 1500 Kwt"
250 INPUT G3
260 LPRINT "NO.          C O N C E P T O          C O S T O"
270 LPRINT
280 LPRINT
290 LPRINT " 1) GENERADOR DE VAPOR G3(4)          =".G3
300 LET TAP3=G3*.41
310 LPRINT "2) TUBERIA DE ALTA PRESION TAP3    =".TAP3
320 LET TBP3=G3*.2
330 LPRINT "3) TUBERIA DE BAJA PRESION TBP3    =".TBP3
334 LET ME=G3*.2
335 LPRINT "4) INSTALACION ELECTRICA        =".ME
340 LET MM3=G3*.04
350 LPRINT "5) MATERIAL MISCELANEO              =".MM3
360 LET SUB3=G3+TAP3+TBP3+ME+MM3
370 LPRINT "6) S U B T O T A L ($)"          =".SUB3
380 LET INST3=SUB3*.35
390 LPRINT "7) INSTALACION (M. DE OBRA)      =".INST3
400 LET IMPR3=SUB3*.05
410 LPRINT "8) IMPREVISTOS                   =".IMPR3

```

```

420 LET PING3=(SUB3*.1)+(INST3*.1)
430 LPRINT "9) PROYECTO DE INGENIERIA          =" .PING3
440 LET TMAN3=SUB3*.05
450 LPRINT "10) TRANSPORTES Y MANIUBRAS        =" .TMAN3
460 LET TOT3=SUB3+INST3+IMPR3+PING3+TMAN3
470 LPRINT " T O T A L (#)                      =" .TOT3
475 LPRINT
476 LPRINT
477 LPRINT
480 LPRINT "B1) COTIZACION DE EQUIPO PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO
      CON QUEMADOR DE COMBUSTIBLE MAS BAGAZO DE CANA"
490 PRINT "DANE: COSTO DE GENERADOR DE VAPOR PARA PROLESO, QUEMANDO
      COMBUSTOLEO Y BAGAZO, CON CAP. DE 1500 Kwt."
500 INPUT G4
510 LPRINT "NO.          CONCEPTO          COSTO"
520 LPRINT
530 LPRINT
540 LPRINT "1) GENERADOR DE VAPOR          GS=" .G4
550 LPRINT "2) TUBERIA DE ALTA PRESION TAP4=" .TAP3
560 LPRINT "3) TUBERIA DE BAJA PRESION TBP4=" .TBP3
570 LPRINT "4) INSTALACION ELECTRICA      =" .ME
580 LET MM4=G4*.04
590 LPRINT "5) MATERIAL MISCELANEO        =" .MM4
600 LET SUB4=G4+TAP3+TBP3+ME+MM4
610 LPRINT "6) S U B T O T A L (#)        =" .SUB4
620 LET INST4=SUB4*.05
630 LPRINT "7) INSTALACION (M. DE OBRA)  =" .INST4
640 LET IMPR4=SUB4*.05
650 LPRINT "8) IMPREVISTOS                =" .IMPR4
660 LET PING4=(SUB4*.1)+(INST4*.1)
670 LPRINT "9) PROYECTO DE INGENIERIA    =" .PING4
680 LET TMAN4=SUB4*.05
690 LPRINT "10) TRANSPORTES Y MANIUBRAS   =" .TMAN4
700 LET TOT4=SUB4+INST4+IMPR4+PING4+TMAN4
710 LPRINT " T O T A L (#)
720 END

```

B) COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION HORNO CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO Y BAGAZO DE CANA

NO.	CONCEPTO	COSTO (\$)
1)	TURBOGENERADOR DE 1200 KW	= 2.318116E+08
2)	TURBOGENERADORES DE 500 KW	= 3.762E+08
3)	GENERADOR DE VAPOR DE 1700 KW	= 2.5E+09
4)	TUBERIA DE ALTA PRESION	= 4.474366E+08
5)	TUBERIA DE BAJA PRESION	= 2.182617E+08
6)	INSTALACION ELECTRICA	= 3.49864E+08
7)	MATERIALES MISCELANEOS	= 1.263205E+08
8)	SUBTOTAL (\$)	= 4.298895E+09
9)	INSTALACION (M. DE OBRA)	= 1.504963E+09
10)	IMPREVISTOS	= 2.149947E+08
11)	PROYECTO DE INGENIERIA	= 5.804858E+08
12)	TRANSPORTES Y MANIOBRAS	= 2.149947E+08
	TOTAL (\$)	= 6.815333E+09

A1) COTIZACION DE EQUIPO PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO

NO.	CONCEPTO	COSTO
1)	GENERADOR DE VAPOR GS(4)	= 8.650702E+08
2)	TUBERIA DE ALTA PRESION TAP3	= 3.546788E+08
3)	TUBERIA DE BAJA PRESION TBP3	= 1.730141E+08
4)	INSTALACION ELECTRICA	= 1.730141E+08
5)	MATERIAL MISCELANEO	= 3.460281E+07
6)	SUBTOTAL (\$)	= 1.60038E+09
7)	INSTALACION (M. DE OBRA)	= 5.60132E+08
8)	IMPREVISTOS	= 8.0019E+07
9)	PROYECTO DE INGENIERIA	= 2.160513E+08
10)	TRANSPORTES Y MANIOBRAS	= 8.0019E+07
	TOTAL (\$)	= 2.536602E+09

B1) COTIZACION DE EQUIPO PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CANA

NO.	CONCEPTO	COSTO
1)	GENERADOR DE VAPOR GS	= 1.242673E+09
2)	TUBERIA DE ALTA PRESION TAP4	= 3.546788E+08
3)	TUBERIA DE BAJA PRESION TBP4	= 1.730141E+08
4)	INSTALACION ELECTRICA	= 1.730141E+08
5)	MATERIAL MISCELANEO	= 4.970694E+07
6)	SUBTOTAL (\$)	= 1.992087E+09
7)	INSTALACION (M. DE OBRA)	= 6.375805E+08
8)	IMPREVISTOS	= 9.965435E+07
9)	PROYECTO DE INGENIERIA	= 2.69068E+08
10)	TRANSPORTES Y MANIOBRAS	= 9.965435E+07
	TOTAL (\$)	= 3.159043E+09

COSTOS DE MARZO DE 1990.

B) COTIZACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION, HORNO CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO Y BAGAZO DE CANA

NO.	CONCEPTO	COSTO (\$)
1)	TURBOGENERADOR DE 1200 KW	= 5.10079E+08
2)	TURBOGENERADORES DE 500 KW	= 6.80922E+08
3)	GENERADOR DE VAPOR DE 1700 Kw	= 4.525E+09
4)	TUBERIA DE ALTA PRESION	= 8.098601E+08
5)	TUBERIA DE BAJA PRESION	= 3.950537E+08
6)	INSTALACION ELECTRICA	= 6.332339E+08
7)	MATERIALES MISCELANEOS	= 2.2864E+08
8)	SUBTOTAL (\$)	= 7.782809E+09
9)	INSTALACION (M. DE OBRA)	= 2.723983E+09
10)	IMPREVISTOS	= 3.891405E+08
11)	PROYECTO DE INGENIERIA	= 1.050679E+09
12)	TRANSPORTES Y MANIOBRAS	= 3.891405E+08
	TOTAL (\$)	= 1.233575E+10

A1) COTIZACION DE EQUIPO PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO

NO.	CONCEPTO	COSTO
1)	GENERADOR DE VAPOR G3(4)	= 1.565777E+09
2)	TUBERIA DE ALTA PRESION TAP3	= 6.419686E+08
3)	TUBERIA DE BAJA PRESION TBP3	= 3.131554E+08
4)	INSTALACION ELECTRICA	= 3.131554E+08
5)	MATERIAL MISCELANEO	= 6.263109E+07
6)	SUBTOTAL (\$)	= 2.896688E+09
7)	INSTALACION (M. DE OBRA)	= 1.013841E+09
8)	IMPREVISTOS	= 1.448344E+08
9)	PROYECTO DE INGENIERIA	= 3.910528E+08
10)	TRANSPORTES Y MANIOBRAS	= 1.448344E+08
	TOTAL (\$)	= 4.59125E+09

B1) COTIZACION DE EQUIPO PARA GENERAR VAPOR PARA PROCESO CON QUEMADOR DE COMBUSTOLEO MAS BAGAZO DE CANA

NO.	CONCEPTO	COSTO
1)	GENERADOR DE VAPOR GS	= 3.587118E+09
2)	TUBERIA DE ALTA PRESION TAP4	= 6.419686E+08
3)	TUBERIA DE BAJA PRESION TBP4	= 3.131554E+08
4)	INSTALACION ELECTRICA	= 3.131554E+08
5)	MATERIAL MISCELANEO	= 1.434847E+08
6)	SUBTOTAL (\$)	= 4.998883E+09
7)	INSTALACION (M. DE OBRA)	= 1.749609E+09
8)	IMPREVISTOS	= 2.499442E+08
9)	PROYECTO DE INGENIERIA	= 6.748491E+08
10)	TRANSPORTES Y MANIOBRAS	= 2.499442E+08
	TOTAL (\$)	= 7.923229E+09

COSTOS ACTUALIZADOS A MARZO DE 1992.

" COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO "

11

```

1 LIST , "LPT1;"
10 LPRINT "COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO"
20 LPRINT "ESCALA DE SALARIOS DE COSTOS DE OPERACION PARA COGENERACION"
25 PRINT "PERSONAL DE PLANTA DE FUERZA"
30 PRINT "DAME: SALARIO DE OPERADOR TURBOGEN. MAÑANA, TARDE, NOCHE"
40 INPUT A,B,C
50 PRINT "DAME: SALARIO DE ENCARGADO DE TABLEROS: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
60 INPUT D,E,F
70 PRINT "DAME: SALARIO DE PEON PLANTA DE FUERZA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
80 INPUT G,H,I
90 PRINT "DAME: SALARIO JEFE DE AREA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
100 INPUT K,L,M
110 LET SU1 = A+B+C+D+E+F+G+H+I+J+K+L+M
115 PRINT " PERSONAL DE BASE AREA DE CALDERAS (COMBUSTOLEO MAS DAGAZO)"
120 PRINT "DAME: SUELDO FOGONERO: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
130 INPUT A1,D1,C1
140 PRINT "DAME: SUELDO ENCARGADO DE CALDERAS: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
150 INPUT D1, E1, F1
160 PRINT "DAME: SUELDO CABO DE AGUA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
170 INPUT G1, H1, I1
180 PRINT "DAME: SUELDO SOPLETERO: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
190 INPUT K1, L1, M1
200 PRINT "DAME: SUELDO BOMBERO: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
210 INPUT N1, O1, P1
220 PRINT "DAME: SUELDO RASTRILLERO: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
230 INPUT Q1, R1, S1
240 PRINT "DAME: SUELDO PEON DE CALDERAS: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
250 INPUT T1, U1, V1
260 PRINT "DAME: SUELDO PEON CENICERO: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
270 INPUT W1, X1, Z1
280 PRINT "DAME: SUELDO JEFE DE AREA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
290 INPUT A11, B11, C11
400 LET SU1 = (A1*5+B1*5+C1*5+D1*E1+F1+G1+H1+I1+K1+L1+M1+N1+O1+P1+Q1+R1+S1+T
              U1+V1+4*W1+4*X1+4*Z1+A11+B11+C11)*.3765
436 PRINT "PERSONAL DE BASE AREA DE CALDERAS (COMBUSTOLEO)"
526 LPRINT
540 LET SUB = SU1 /24
560 PRINT "DAME: SUELDO FOGONERO: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
570 INPUT A2, B2, C2
580 PRINT "DAME: SUELDO ENCARGADO DE CALDERAS: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
590 INPUT D2, E2, F2
600 PRINT "DAME: SUELDO CABO DE AGUA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
610 INPUT G2, H2, I2
620 PRINT "DAME: SUELDO SOPLETERO: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
630 INPUT J2, K2, L2
640 PRINT "DAME: SUELDO BOMBERO (DE COMBUSTIBLE): MAÑANA, TARDE, NOCHE"
650 INPUT M2, N2, O2
660 PRINT "DAME: SUELDO PEON CALDERA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
670 INPUT P2, Q2, R2
680 PRINT "DAME: SUELDO JEFE DE AREA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
690 INPUT S2, T2, U2
700 LET SU2 = (A2*5+B2*5+C2*5+D2+E2+F2+G2+H2+I2+J2+K2+L2+M2+N2+O2+P2+Q2+R2+S2
              T2+U2)*.3765
710 PRINT "T O T A L ($/DIA)=", SU2
720 LET SU3 = SU2/24
730 PRINT "T O T A L ($/HR)=", SU3
735 PRINT "PERSONAL DE BASE Y EVENTUAL PARA MANTENIMIENTO"
740 PRINT "DAME SUELDO ELECTRICISTA DE PRIMERA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
750 INPUT A3,B3,C3
760 PRINT "DAME: SUELDO ELECTRICISTA DE SEGUNDA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
770 INPUT D3,E3,F3
780 PRINT "DAME: SUELDO AYUDANTE DE ELECTRICISTA DE PRIMERA: MAÑANA, TARDE, NOCHE"
790 INPUT G3,H3,I3

```

```

800 PRINT "DAME SUELDO AYUDANTE DE ELECTRICISTA DE SEGUNDA:MAÑANA,TARDE,NOCHE"
815 INPUT J3,K3,L3
820 PRINT"DAME1 SUELDO ENGRASADOR ;MAÑANA,TARDE, NOCHE"
830 INPUT M3,N3,O3
840 PRINT"DAME SUELDO MECANICO DE PRIMERA;MAÑANA,TARDE,NOCHE"
850 INPUT P3,Q3,R3
860 PRINT"DAME SUELDO MECANICO DE SEGUNDA;MAÑANA,TARDE,NOCHE"
870 INPUT S3,T3,U3
880 PRINT"DAME SUELDO MECANICO DE TURNO;MAÑANA,TARDE,NOCHE"
890 INPUT V3,X3,Z3
900 PRINT"DAME SUELDO AYUDANTE DE MECANICO;MAÑANA,TARDE,NOCHE"
910 INPUT A33,B33,C33
920 LET SU4 = (A3+B3+C3+D3+E3+F3+G3+H3+I3+J3+K3+L3+M3+N3+O3+P3+Q3+R3+S3+T3+U3+V3+X3+A33+B33+C33)*.3765
930 PRINT" T O T A L ($/DIA)=",SU4
940 LET SUS = SU4/24
950 PRINT" T O T A L ($/HR)=",SUS
1045 LPRINT"SUMA DE COSTOS POR OPERACION,MANTENIMIENTO.Y REFACC. MENORES"
1210 LPRINT "PERSONAL DE PLANTA EN PLANTA DE FUERZA "
1220 LPRINT
1225 LPRINT
1230 LPRINT " C A T E G O R I A           MAÑANA           TARDE           NOCHE"
1240 LPRINT "           7 A 15 HR           15 A 23 HR           23 A 7 HR"
1250 LPRINT
1260 LPRINT"OP. DE TURB.           1",A,B,C
1270 LPRINT"ENC. DE TAB.           1",D,E,F
1280 LPRINT"PEON P. F2A.           1",G,H,I
1290 LPRINT"JEFE DE AREA           1",K,L,N
1300 LPRINT
1310 LPRINT" T O T A L ($/DIA)           ",,SU
1320 LET SUH=SU/24
1330 LPRINT" T O T A L ($/HR)           ",,SUH
1350 LPRINT
1360 LPRINT
1370 LPRINT
1380 LPRINT"PERSONAL DE BASE EN AREA DE CALDERAS ( Combustoleo mas bagazo de c
a) "
1390 LPRINT
1400 LPRINT
1410 LPRINT" C A T E G O R I A           MAÑANA           TARDE           NOCHE"
1420 LPRINT"           7 A 15 HR           15 A 23 HR           23 A 7 HR"
1430 LPRINT
1440 LPRINT " FOGONEROS           5",A1,B1,C1
1450 LPRINT " ENC. DE CAL.           1",D1,E1,F1
1460 LPRINT " CABO DE AGUA           1",G1,H1,I1
1470 LPRINT " SUPLETERO           1",K1,L1,M1
1480 LPRINT " BUMBERO           1",N1,O1,P1
1490 LPRINT " RASTRILLERO           1",Q1,R1,S1
1500 LPRINT " PEON DE CAL.           1",T1,U1,V1
1510 LPRINT " PEON CENICERO           1",W1,X1,Z1
1520 LPRINT " JEFE DE AREA           1",A11,B11,C11
1530 LPRINT
1540 LPRINT" T O T A L ($/DIA)           ",,SU1
1550 LPRINT" T O T A L ($/HR)           ",,SUD
1555 LPRINT
1556 LPRINT
1557 LPRINT
1560 LPRINT " PERSONAL DE BASE AREA DE CALDERAS (Combustoleo)"
1570 LPRINT
1580 LPRINT
1600 LPRINT" C A T E G O R I A           MAÑANA           TARDE           NOCHE"
1610 LPRINT"           7 A 15 HR           15 A 23 HR           23 A 7 HR"
1620 LPRINT
1630 LPRINT " FOGONERU           5",A2,B2,C2
1640 LPRINT " ENC. DE CAL.           1",D2,E2,F2
1650 LPRINT " CABO DE AGUA           1",G2,H2,I2

```

1664 LPRINT "SOPLETERO 1",J2,K2,L2
 1670 LPRINT " BOMBERO 1",M2,N2,U2
 1680 LPRINT " PEON DE CALD. 1",P2,U2,K2
 1690 LPRINT " JEFE DE AREA 1",S2,T2,U2
 1700 LPRINT
 1710 LPRINT " T O T A L (#/DIA) ".,,SU2
 1720 LPRINT " T O T A L (#/HR) ".,,SU3
 1730 LPRINT
 1740 LPRINT
 1750 LPRINT "PERSONAL DE BASE Y EVENTUAL PARA MANTENIMIENTO"
 1760 LPRINT " C A T E G O R I A MAÑANA TARDE NOCHE"
 1770 LPRINT " 7 A 15 HR 15 A 23 HR 23 A 7 HR"
 1780 LPRINT
 1790 LPRINT " ELEC. DE 1A. 1",A3,B3,C3
 1800 LPRINT " ELEC. DE 2A. 1",D3,E3,F3
 1810 LPRINT "AY. DE 1A.ELEC 1",G3,H3,I3
 1820 LPRINT "AY. DE 2A.ELEC 1",J3,K3,L3
 1830 LPRINT " ENGRASADOR 1",M3,N3,O3
 1840 LPRINT " MEC. DE 1A. 1",P3,Q3,R3
 1850 LPRINT " MEC. DE 2A. 1",S3,T3,U3
 1860 LPRINT " MEC. DE TURNO 1",V3,X3,Z3
 1870 LPRINT " AY. DE MEC. 1",A33,B33,C33
 1880 LPRINT
 1890 LPRINT " T O T A L (#/DIA) ".,,SU4
 1900 LPRINT " T O T A L (#/HR) ".,,SU5
 1910 END

MARZO DE 1990

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
 ESCALA DE SALARIOS DE COSTOS DE OPERACION PARA COGENERACION

a) SUMA DE COSTOS POR OPERACION, MANTENIMIENTO, Y REFACC. MENORES
 PERSONAL DE PLANTA EN PLANTA DE FUERZA

C A T E G O R I A		MAÑANA	TARDE	NOCHE
		7 A 15 HR	15 A 23 HR	23 A 7 HR
OP. DE TURB.	1	30215	33769	37324
ENC. DE TAB.	1	35435	39625	43795
PEON P. F2A.	1	15955	17832	19710
JEFE DE AREA	1	100000	0	0
T O T A L (#/DIA)				373660
T O T A L (#/HR)				15569.17

b) PERSONAL DE BASE EN AREA DE CALDERAS (Combustible mas bagazo de caña)

C A T E G O R I A		MAÑANA	TARDE	NOCHE
		7 A 15 HR	15 A 23 HR	23 A 7 HR
FOGONEROS	5	22893	25588	22280
ENC. DE CAL.	1	27376	30798	34219
CABO DE AGUA	1	26812	29072	32134
SOPLETERO	1	12129	19267	21412
BOMBERO	1	17129	19267	21412
RASTRILLERO	1	14462	16276	18084
PRIN DE CAL.	1	15522	15272	14469

PEON CENICERO	1	13526	15272	16969	
JEFE DE AREA	1	100000	0	0	21
T O T A L	(#/DIA)			384655.9	
T O T A L	(\$/HR)			16027.75	

c) PERSONAL DE BASE AREA DE CALDERAS (Combustoleo)

C A T E G O R I A	M AÑANA			TARDE			NOCHE		
	7 A 15 HR			15 A 23 HR			23 A 7 HR		
FOGONERO	5	22993		25588			28280		
ENC. DE CAL.	1	27376		30798			34219		
CABO DE AGUA	1	26012		29072			32134		
SOPLETERO	1	17129		19267			21412		
BOMBERO	1	17129		19267			21412		
PEON DE CALD.	1	13576		15272			16969		
JEFE DE AREA	1	100000		0			0		
T O T A L	(#/DIA)						310555.7		
T O T A L	(\$/HR)						12929.82		

d) PERSONAL DE BASE Y EVENTUAL PARA MANTENIMIENTO

C A T E G O R I A	M AÑANA		TARDE		NOCHE	
	7 A 15 HR		15 A 23 HR		23 A 7 HR	
ELEC. DE 1A.	1	35453	39625		43795	
ELEC. DE 2A.	1	25765	28796		31827	
AY. DE 1A, ELEC	1	18252	20399		22547	
AY. DE 2A, ELEC	1	15955	17832		19710	
ENGRASADOR	1	15955	17832		19710	
MEC. DE 1A.	1	34283	0		0	
MEC. DE 2A.	1	25765	0		0	
MEC. DE TURNO	1	34283	0		0	
AY. DE MEC.	1	15955	0		0	
T O T A L	(#/DIA)				182127.7	
T O T A L	(\$/HR)				7588.636	

MARZO DE 1990

ACTUALIZADO A MARZO DE 1992

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
ESCALA DE SALARIOS DE COSTOS DE OPERACION PARA COGENERACIONa) SUMA DE COSTOS POR OPERACION, MANTENIMIENTO, Y REFACC. MENORES
PERSONAL DE PLANTA EN PLANTA DE FUERZA

C A T E G O R I A	MANTENIMIENTO		
	MAÑANA 7 A 15 HR	TARDE 15 A 23 HR	NUCHE 23 A 7 HR
OP. DE TURB. 1	50761	56732	62704
ENC. DE TAB. 1	59531	66570	73576
PEON P. FZA. 1	26804	29958	33113
JEFE DE AREA 1	168000	0	0
T O T A L (\$/DIA)			627749
T O T A L (\$/HR)			26156.21

b) PERSONAL DE BASE EN AREA DE CALDERAS (Combustoleo mas bagazo de caña)

C A T E G O R I A	MANTENIMIENTO		
	MAÑANA 7 A 15 HR	TARDE 15 A 23 HR	NUCHE 23 A 7 HR
FUGONEROS 5	38460	42988	37430
ENC. DE CAL. 1	45992	51741	57488
CABO DE AGUA 1	43700	48841	53985
SUPLETERO 1	20377	32369	35972
BOMBERO 1	28777	32369	35972
RASTRILLERO 1	24296	27344	30381
PEON DE CAL. 1	22727	25657	28508
JEFE DE AREA 1	168000	0	0
T O T A L (\$/DIA)			646245
T O T A L (\$/HR)			26926.87

c) PERSONAL DE BASE AREA DE CALDERAS (Combustoleo)

C A T E G O R I A	MANTENIMIENTO		
	MAÑANA 7 A 15 HR	TARDE 15 A 23 HR	NUCHE 23 A 7 HR
FUGONEROS 5	38460	42988	47510
ENC. DE CAL. 1	45992	51741	57488
CABO DE AGUA 1	43700	48841	53985
SUPLETERO 1	20377	32369	35972
BOMBERO 1	28777	32369	35972
PEON DE CALD. 1	22808	25657	28508
JEFE DE AREA 1	168000	0	0
T O T A L (\$/DIA)			521733.4
T O T A L (\$/HR)			21738.89

d) PERSONAL DE BASE Y EVENTUAL PARA MANTENIMIENTO

C A T E G O R I A	MAYANA		TARDE	NUCHE
	7 A 15 HR	15 A 23 HR	23 A 7 HR.	
ELEC. DE 1A. 1	59561	66570	73576	
ELEC. DE 2A. 1	43285	48377	53469	
AY. DE 1A. ELEC 1	30663	34270	37879	
AY. DE 2A. ELEC 1	26804	29958	33113	
ENGRASADOR 1	26804	29958	33113	
MEC. DE 1A. 1	57595	0	0	
MEC. DE 2A. 1	43285	0	0	
MEC. DE TURNO 1	57595	0	0	
AY. DE MEC. 1	26804	0	0	
T O T A L (#/DIA)			305973.7	
T O T A L (#/HR)			12748.9	

26

ACTUALIZADO A MARZO DE 1992

```

10 LPRINT
20 LPRINT "COSTOS VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO"
30 PRINT "DAME LA CAPACIDAD DEL TURBOGENERADOR(ES) EN MEGAWATTS"
40 INPUT TC
50 PRINT "DAME LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN KILOWATTS"
60 INPUT CH
70 LET EV=8.895601*TC^(-.5627)
80 LPRINT
90 LPRINT "COSTO VARIABLE EN ($/KWhr) =",EV
100 LET CV=EV*CH
110 LPRINT
120 LPRINT "COSTOS VARIABLES EN ($/hr) =",CV
130 END

```

COSTOS VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

COSTO VARIABLE EN (\$/KWhr) =	6.599357
COSTOS VARIABLES EN (\$/hr) =	6577.381

COSTOS DE 1990. (MARZO)

```
20 LPRINT "COSTOS VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO"
30 PRINT "DAME; LA CAPACIDAD DEL TURBOGENERADOR(ES) EN MEGAWATTS"
40 INPUT TC
50 PRINT "DAME; LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN KILOWATTS"
60 INPUT CH
70 LET EV=11.7381*TC^(-.5627)
80 LPRINT
90 LPRINT "COSTO VARIABLE EN ($/KWhr) =",EV
100 LET CV=EV*CH
110 LPRINT
120 LPRINT "COSTOS VARIABLES EN ($/hr) =",CV
130 END
```

COSTOS VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

COSTO VARIABLE EN (\$/KWhr) =	8.709116
COSTOS VARIABLES EN (\$/hr) =	8679.118

ACTUALIZADO A MARZO DE 1992.

"COSTOS CON COGENERACION", SIN COGENERACION Y CUADRO DE

```

10 LPRINT "1) COSTOS CON COGENERACION"
20 LPRINT "RESULTADOS"
30 LPRINT "COSTOS CON COGENERACION " "
50 LPRINT " ($/hr)          A          B          C"
55 LPRINT
60 PRINT "DAME: COSTO POR COMBUSTIBLE CON COGENERACION. A,B,C ($/hr)"
70 LPRINT "POR COMBUSTIBLE",A,B,C
80 LPRINT "POR COMBUSTIBLE",A,B,C
100 PRINT "DAME: COSTO POR INVERSION CON COGENERACION. A1,B1,C1 (4/yr)"
110 INPUT A1,B1,C1
120 LPRINT "POR INVERSION",,A1,B1,C1
130 PRINT "DAME: COSTO POR OPERACION Y MANTENIMIENTO, A2,B2,C2 ($/hr)"
140 INPUT A2,B2,C2
150 LPRINT "POR OP. Y MANTO.",A2,B2,C2
155 LET P=A+A1+A2
156 LET Q=B+B1+B2
157 LET R=C+C1+C2
158 LPRINT " T O T A L      ".P,Q,R
160 LPRINT
170 LPRINT
180 LPRINT "2) COSTOS SIN COGENERACION "
190 LPRINT
200 LPRINT "COSTOS CON"
210 LPRINT "COGENERACION"
220 LPRINT " ($/hr)          A          B          C"
230 PRINT "DAME: COSTO POR COMBUSTIBLE SIN COGENERACION, X,Y,Z ($/hr)"
240 INPUT X,Y,Z
250 LPRINT
260 LPRINT "POR COMBUSTIBLE",X,Y,Z
270 PRINT "DAME: COSTO POR INVERSION SIN COGENERACION. X1,Y1,Z1 ($/yr)"
280 INPUT X1,Y1,Z1
290 LPRINT "POR INVERSION",,X1,Y1,Z1
300 PRINT "DAME: COSTO POR OPERACION Y MANTENIMIENTO, X2,Y2,Z2 ($/hr)"
310 INPUT X2,Y2,Z2
320 LPRINT "POR OP. Y MANTO.",X2,Y2,Z2
330 LET S=X+X1+X2
340 LET T=Y+Y1+Y2
350 LET U=Z+Z1+Z2
360 LPRINT " T O T A L      ".S,T,U
370 LPRINT
380 LPRINT
390 LPRINT "3) DIFERENCIA DE COSTOS CON COGENERACION ELECTRICA ($/hr)"
400 LPRINT " ALTERNATIVA          A          B          C"
410 LPRINT
420 LET D=P-S
430 LET E=Q-T
440 LET F=R-U
450 LPRINT "DIFERENCIA I.C.C.".D,E,F
460 LET G=D/996.67
470 LET H=E/996.67
480 LET I=F/996.67
490 LPRINT "DIFERENCIA I.C.E.",G,H,I
500 PRINT DAME: COSTO DE GENERACION ELECTRICA DE CFE A FACTOR DE CARGA DE 0.47"
510 INPUT CGE
520 LPRINT "PRECIO DE C.F.E. ".CGE,CGE,CGE
530 LPRINT "A F.C.(0.47)"
540 END

```

1) COSTOS CON COGENERACION

COSTOS CON
COGENERACION
(\$/hr)

	A	B	C
POR COMBUSTIBLE	232903	226187	254286
POR INVERSION	38286	69686	69686
POR OP. Y MANTO.	44684	48325	48325
T O T A L	315873	344198	372297

2) COSTOS SIN COGENERACION

COSTOS CON
COGENERACION
(\$/hr)

	A	B	C
POR COMBUSTIBLE	207283	201306	226314
POR INVERSION	21614	32301	32301
POR OP. Y MANTO.	27335	30976	30976
T O T A L	256232	264583	269591

3) DIFERENCIA DE COSTOS CON COGENERACION ELECTRICA (\$/hr)
ALTERNATIVA

	A	B	C
DIFERENCIA D.C.C.	59641	79615	92706
DIFERENCIA B.C.E.	59,84027	79,88101	82,98233
PRECIO DE C.F.E.	143.03	143.03	143.03
A F.C. (0.47)			

COSTOS DE MARZO DE 1990.

1) COSTOS CON COGENERACION

COSTOS CON COGENERACION (\$/hr)	A	B	C
POR COMBUSTIBLE	300912	300989	308590
POR INVERSION	69309	126153	126153
POR OP. Y MANTO.	69323	74511	74511
T O T A L	448544	501653	509254

2) COSTOS SIN COGENERACION

COSTOS CON COGENERACION (\$/hr)	A	B	C
POR COMBUSTIBLE	278147	270138	303855
POR INVERSION	39128	81028	81028
POR OP. Y MANTO.	40810	46952	46952
T C T A L	358085	398116	431835

3) DIFERENCIA DE COSTOS CON COGENERACION ELECTRICA (\$/hr) ALTERNATIVA

	A	B	C
DIFERENCIA D.C.C.	90459	105535	117769
DIFERENCIA D.C.E.	90.76124	103.9800	107.7478
PRECIO DE C.F.E.	182.66	182.66	182.66
A F.C. 10.471			

CÓSTOS ACTUALIZADOS A MARZO DE 1992.

**CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el desarrollo del presente trabajo se estuvo visitando al ingenio Casasano, con el objeto de estudiar a fondo las características generales de la operación y funcionamiento de la cogeneración, encontrándose que gran parte de los equipos están deteriorados y ya son muy antiguos, causando constantes interrupciones en el proceso, por lo que continuamente se realizan mantenimientos correctivos mayores, afectando con esto, los costos en la autogeneración de energía eléctrica.

Con la información obtenida se calcularon las eficiencias de las calderas, encontrando resultados poco aceptables, (del 59 al 71 %), aunque esto es atribuible en primer lugar al equipo obsoleto y en segundo el utilizar combustóleo más bagazo de caña, que resulta inconveniente al quemar el bagazo en los hornos pues presenta alta humedad (50.5%), además de causar problemas de corrosión, provocando un mayor consumo de combustóleo para satisfacer la carga de vapor demandado.

Con los resultados obtenidos a 1990 que luego se actualizan a 1992 con los índices de inflación se tiene un conocimiento de los costos de cogeneración con los combustibles utilizados, para poder seleccionar la mejor alternativa, a través de conocer los costos de inversión, operación y mantenimiento y propiamente los de combustibles, siendo las principales conclusiones:

- 1) El resultado de quemar solo combustóleo es de: \$ 59.84/kWh con un ahorro de 44.22% respecto al precio de CFE que es de \$ 107.28/kWh.
- 2) El resultado de quemar combustóleo más bagazo de caña sin considerar su valor agregado es de: \$ 79.88/kWh con un ahorro del 25.54 % respecto al mismo precio de CFE que es de \$107.28/kWh.
- 3) El resultado de quemar combustóleo más bagazo considerando su valor agregado es de: \$ 82.98/kWh con un ahorro de 22.85% respecto al precio de CFE que es de \$ 107.28/kWh.

Sugiriendo para este caso quemar solo combustóleo, cuyo costo queda por abajo del precio suministrado según tarifa de CFE, en tanto no se mejoren las condiciones que permitan quemar adecuadamente combustóleo más bagazo como:

- a) Hornos de bagazo.
- b) Generadores de vapor (recalentamiento y partes de transferencia).
- c) Líneas de vapor.
- d) Accesorios de líneas de vapor.

A pesar de esta situación, si le es atractivo al ingenio cogenerar pues no considera el costo por consumo de bagazo de caña. A continuación se mencionan algunas recomendaciones para mejorar la eficiencia térmica de operación, que permitan reducir los costos de cogeneración e incrementar la vida útil del equipo e instalaciones:

1.- Aplicación de tecnología de alto rendimiento para el sistema como:

a) Sustitución de equipo y maquinaria que ya han cumplido su vida útil (hornos, generadores de vapor, líneas de vapor).

b) La implantación de sistemas de secado de bagazo para incrementar las eficiencias, ya que es una forma de obtener grandes ahorros de energía con poca inversión por ejemplo, un equipo diseñado para este fin, es el secador neumático de bagazo que tiene una capacidad de 20 TON/hr y permite disminuir la humedad del bagazo hasta un 28 %, utilizando los gases de escape de la chimenea, permitiendo aumentar la eficiencia de las calderas por arriba del 70%.

c) Utilizar hornos de tipo ciclónico en todas las calderas, este tipo de hornos proporcionan un mejor rendimiento y aprovechamiento del poder calorífico del bagazo de caña.

d) Instalar aislamiento térmico en todas las líneas y accesorios de vapor.

e) Instalar instrumentos de medición, como: termómetros, manómetros y pirómetros, en todas las líneas de vapor y accesorios de combustión, que permitan tener un mejor control del aprovechamiento energético.

2.- Además, se recomienda al realizar un proyecto general de mejor aprovechamiento la energía de un ingenio:

- No considerar ^{el} el bagazo de caña como insumo gratuito, pues se puede integrar a alguna industria paralela (celulosa, aglomerados, fertilizantes).
- Desarrollar un programa de mantenimiento integral de alumbrado y de carga, para la distribución de energía eléctrica en las siguientes áreas: fuerza, calderas, centrifugas, tachos, patios y molinos del ingenio.

NOMENCLATURA

- bi = Exergia.
- BTQ = Bagazo Quemado en Hornos de Calderas.
- c = celulosa
- C = Carbón
- cm² = centimetro cuadrado.
- CCPH = Costo de Combustóleo Por Hora.
- CCBSV = Costo de Combustóleo y Bagazo de caña Sin considerar el VAB.
- CCBVAB = Costo de Combustóleo y Bagazo de caña considerando el VAB.
- Cv = Costo Variable.
- CVC = Caballos de Vapor Caldera
- DB = Demanda de Bagazo.
- DB cog = Demanda de Bagazo para cogeneración.
- DC = Demanda de Combustóleo.
- DCPC = Demanda de Combustóleo Para Cogeneración.
- DEC = Demanda Equivalente de Combustóleo.
- D media = Demanda Media.
- D max = Demanda máxima.
- DCPCT = Demanda de Combustóleo Total para Cogeneración.
- E = Cenizas.
- EET cog = Equivalente de Energía Térmica para Cogeneración.
- ESC cog = Energía Suministrada por el Combustóleo para Cogeneración.
- ESB cog = Energía Suministrada por el Bagazo para Cogeneración.
- ET cog = Energía Total para Cogeneración.
- FC = Factor de Carga.

FD = Factor de Demanda.
fp = factor de potencia.
fpm = factor de potencia medio.
FP = Factor de Planta.
fpp = factor de Proporcionalidad.
h = entalpia.
he = entalpia a la salida de la caldera.
hf = entalpia del liquido.
hfg = entalpia de mezcla.
hr = hora.
hsum = entalpia de alimentación a la caldera.
H = Hidrógeno.
HP = Caballos de Potencia.
I = Corriente total.
IA = Corriente Activa.
IL = Corriente Reactiva.
K = Capacidad de la máquina.
kg = kilogramos.
kgv = kilogramo de vapor.
KJ = Kilojoule.
KI = Porcentaje de energía térmica destinada a proceso.
KVA = Potencia Aparente (Kilovolt-amper).
KVAr = Potencia Reactiva (Kilovolt-Amper-Reactivos).
KVArh = Kilovares (kilovolt-Amper-Reactivos-hora)
KW = Potencia real o potencia activa (Kilowatts)
KWh = Kilowatts-hora.

KWt = Kilowatts térmicos.

lt = litro.

mvap = masa de vapor para cogeneración.

n = Vida esperada.

η_c = Eficiencia de caldera.

η_{tot} = Eficiencia total de una caldera nueva.

η_{turbog} = Eficiencia del turbogenerador.

η_s = Eficiencia isoentrópica.

η_{exerg} = Eficiencia exergética.

P = Presión.

P_{atm} = Presión atmosférica.

$P_{a.v.}$ = Presión antes de la válvula.

PC = Poder Calorífico.

P.C. = Precio del Combustóleo.

PCB = Poder Calorífico del Bagazo.

PCC = Poder Calorífico del Combustóleo.

PPM = Partes Por Millón.

ν = Peso específico aparente.

RPM = Revoluciones por minuto.

S = Entropía.

S_f = Entropía del líquido.

S_{fg} = Entropía de mezcla.

SSF = Saybolt Furol Seconds = Centistokes \times 0.4717.

SSU = Saybolt Universal Seconds = Centistokes \times 4.6347.

ST = Costo del turbogenerador de 1200 KW

T = Temperatura.

TBH = Tonelada de Bagazo por hora.
TBQhr = Toneladas de bagazo quemado por hora.
V = Voltaje en línea (Volts).
VAB = Valor Agregado del Bagazo.
Vp = Costo inicial.
Vs = Valor de salvamento.
w = Humedad.
W = Energía térmica.
W = Energía medida en terminales del generador.
Ws = Trabajo isoentrópico.
X = Calidad.

A P E N D I C E .

CONTENIDO:

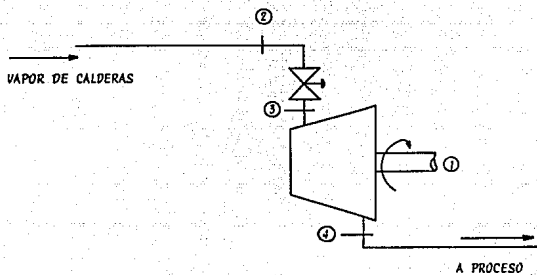
- A1. - Datos casa de fuerza.
- A2. - Reporte diario de casa de fuerza.
- A3. - Gráficas IV.1, IV.2, IV.3 de comportamiento de la demanda de potencia eléctrica.
- A4. - Informe oficial de corrida.
- A5. - Análisis de regresión no lineal.
- A6. - Norma (prefacio) para determinar la humedad del bagazo.
- A7. - Actualización de costos a 1992.

A P E N D I C E A 1
D A T O S C A S A D E F U E R Z A

BREVE DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS MOSTRADOS EN LAS TABLAS.

1. RPM : Revoluciones por minuto del turbogenerador
2. VAPOR ANTES DE LA VALVULA REGULADORA : Vapor que sale del cabezal principal de distribución, que tiene las características del vapor de escape de las calderas.
3. VAPOR A CONTRAPRESION: Es el vapor que sale del turbogenerador a presión atmosférica, que es enviado a proceso.
4. VAPOR DESPUES DE LA VALVULA GOBERNADORA: Dispositivo que regula el vapor necesario o demandado por los turbogeneradores.
5. AMPERES EN LA LINEA: Es la carga eléctrica que demanda el generador.
6. KW : (kilowatts). Es la potencia activa generada a una tensión de 480 volts.
7. KWh : Es el consumo eléctrico, tomado en el wattorímetro que en este caso no se utilizó, por ser erroneos los datos del wattorímetro, el cual no se encontraba en buenas condiciones; razón que expusieron los trabajadores de la casa de fuerza del ingenio, que se encontraban en ese momento.

--En el cuadro de carga mostrado a continuación, se puede observar el comportamiento de la demanda eléctrica y el estado del vapor antes y después de la válvula reguladora, localizada en el cabezal principal a la salida de las calderas, dando como función, la regulación del vapor para los diferentes procesos. Así como a la salida de la turbina se obtuvieron los valores medios que servirán para conocer las condiciones de generación eléctrica y las del vapor antes y después de la válvula gobernadora, la cual se encuentra a la entrada de los turbogeneradores, proporcionando únicamente el vapor requerido o demandado por los mismos.



APENDICE A2.

INGENIO DE CASASANO "LA ABEJA, S.A."
DEPARTAMENTO ELECTRICO

FORMA No. 33

FECHA _____

TURBO-GENERADOR No. 1 y 3
REPORTE DEL TURNO A

D I A	R. P. H.	VAPOR ANTES	VAPOR DESPUES	VAPOR CONTRA	AMPERES EN LA LINEA			K.W.	VOLTS.	K W H X 100
		VALVULA (BAR)	VALVULA (BAR)	PRESION (BAR)	1	2	3			
22/02/89	900	8.50	4.73	0.386	464.06	464.06	464.06	31.0	460	238.010
	1,200	9.18	5.67	0.975	762.33	762.33	762.33	609	450	238.091
06/03/89	900	8.16	5.15	0.47	497.9	497.9	497.9	325	460	239.279
	1200	8.75	6.64	1.15	967.7	967.7	967.7	785	460	
12/04/89	900	8.14	4.62	0.27	522.4	522.4	522.4	369	460	220.684
	1200	8.60	6.55	1.15	880.2	880.2	880.2	706	460	
TOTAL		8.55	5.5r							

OBSERVACIONES: _____

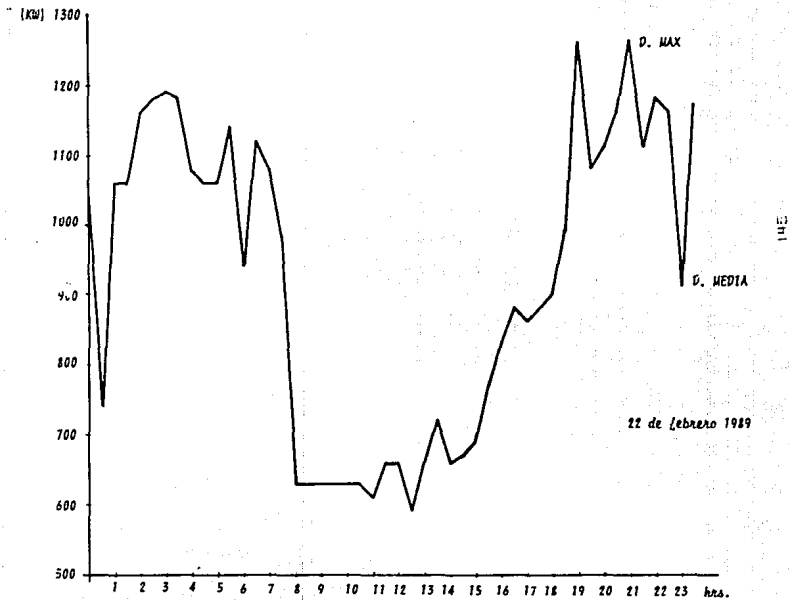
ENTREGA : _____

RECIBIO: _____

NOTA: LOS DATOS SON VALORES MEDICOS TOMADOS EN LA PLANTA DE FUERZA DE LECTURAS CADA MEDIA HORA, PARA TRES DIAS DIFERENTES.

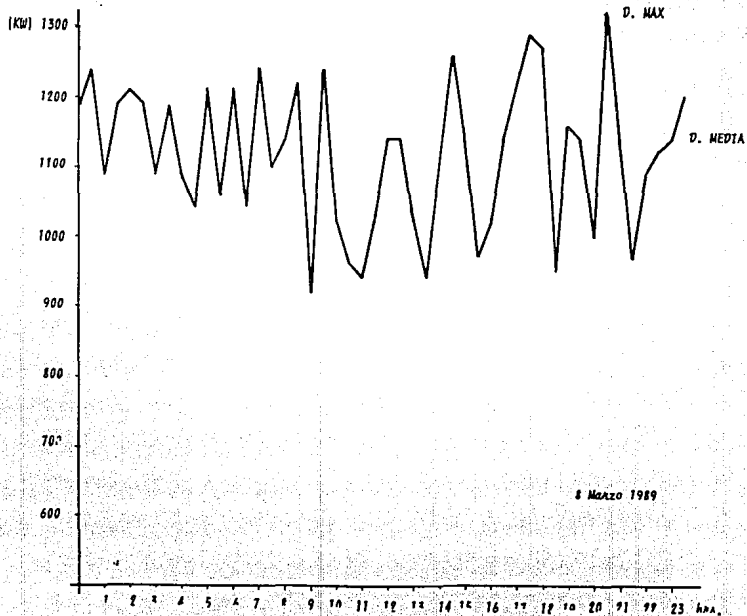
APENDICE A3.

GRAFICA IV.1 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELECTRICA



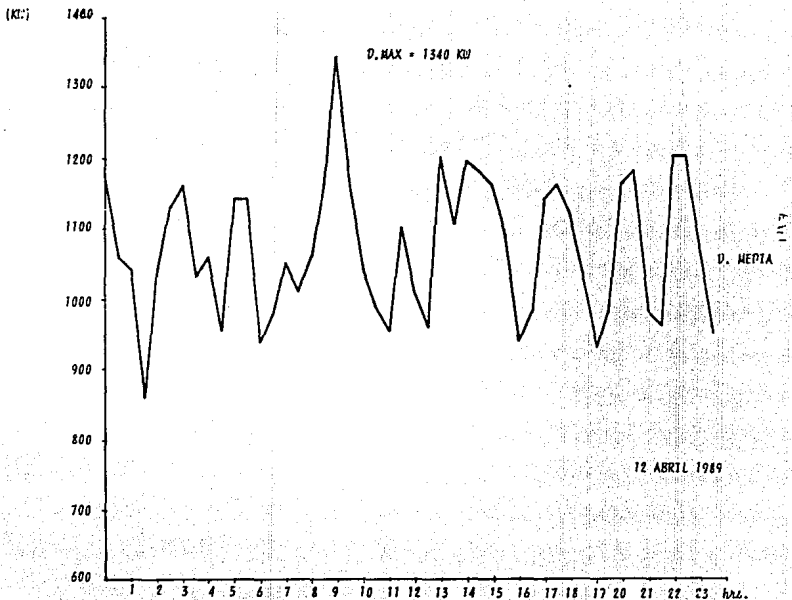
APENDICE A3.

GRAFICA IV.2 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELECTRICA (8-03-89)



APENDICE A3.

GRAFICA IV.3 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELECTRICA.



CASASANO
CURUPITA
CASA
ICA 441030 BG-5

INFORME OFICIAL DE COPIDA

SECRETARÍA NACIONAL DE PATRIMONIO Y FORTALECIMIENTO INDUSTRIAL

ZAFRA 1988
AL 10 DE JUNIO DE 1988

DATOS DE MOLIENDA		CORPIA A LA FECHA		DATOS ANALITICOS		POL. SAC. CC PZA. A PZA. C		MM DUREZ ACIDZ XED POL.	
REF	PRODUC Y CONSUMOS								
01	MM DIAS DE ZAFRA	7		01	CANA	14.09	12.503		
02	MM HOR Y MIN ZAFRA	168:00	163	02	CORPIA A LA FECHA	13.18	12.503		
03	MM HOR Y MIN ZAFRA	03:30	391:00	03	BAGAZO	43.18	7.01	60.74	
04	MM HOR Y MIN PERD	64:35	1121:00	04	CACHAZA	43.18	6.26	60.54	
05	MM PERD	7:00	1121:00	05	CACHAZA	0.70	5.89	30.49	
06	MM CANA MOLIDA	7907.000	242172.455	06	JUGO DESHEMIZADO	18.97	16.87		
07	MM CANA MOLIDA/DIB	119:29	1465.710	07	JUGO ABSOLUTO	18.12	14.26		
08	MM CANA MOLIDA/INDIA	11:28	2083.200	08	JUGO MEZCLADO	5.41	13.40		
09	MM CANA MOLIDA/ST	11:28	2083.200	09	JUGO RESIDUAL	5.33	13.27		
10	MM TANGA	11:16	192.180	10	JUGO CLARIFICADO	7.16	16.41		
11	MM TANGA MEDIA	11:16	192.180	11	MELADURA	7.20	15.45		
12	MM HIBICION DE CANA	11:48	74.15	12	MASA COCIDA A	6.62	16.66		
13	MM HIBICION DE CANA	11:48	74.15	13	MIEL A	91.20	72.01		
14	MM JUGO MEZCLADO	6390.000	201059.000	14	MIEL B	81.98	50.88		
15	MM EST J MEZ Y CANA	80:51	11.02	15	MASA COCIDA B				
16	MM EST J ABSO	72:66	74.15	16	MASA COCIDA C				
17	MM EST J POL CCIA	65:59	69.17	17	MIEL FINAL				
18	MM COEFICIENTE EXTRAC	104.54		18	MASA COCIDA C	93.12	52.31		
19	MM EST RES 1-5% FIBRA	87.19		19	MIEL FINAL	93.42	80.41		
20	MM J ABS SAC Y FIBRA	72:49		20	MASA COCIDA C	5.88	68.76		
21	MM J S/OIL BAG Y FIBRA	82.01		21	MIEL FINAL	5.88	68.76		
22	MM BAGAZO CANA BRDO	33.41		22	MASA COCIDA B				
23	MM AZUCAR MASC BRDO			23	MASA COCIDA C				
24	MM AZUCAR REF PE	635.950	21547.900	24	MIEL FINAL				
25	MM AZUCAR REF PE	747.500	10089.157	25	MASA COCIDA C				
26	MM M FINAL SSB BRDO	16.77	1214.176	26	MIEL FINAL				
27	MM M FINAL SSB BRDO	303.000	1515.000	27	MASA COCIDA C				
28	MM M FINAL SSB EXIS			28	MIEL FINAL				
29	MM AZUCAR PSE Y CANA	8.042	6.897.10	29	AZUCAR C SEMILLA				
30	MM WINTER Y CARB	65.00	4.500	30	AZUCAR FUNDIDO				
31	MM POL REF Y POL MEZ	75.14	60.843	31	AZUCAR FUNDIDO				
32	MM ESTIMIA BRDO	65.00	4.500	32	AZUCAR FUNDIDO				
33	MM ESTIMIA EN AZUC EST	82.081	81.844	33	AZUCAR FUNDIDO				
34	MM AZUCAR FUNDIDO	871.228	1858.142	34	LICOR REFINADO				
35	MM LT DISTR / M CANA	1110.80	828.515	35	JARABE DEV CRUDO				
36	MM LT DISTR / M CANA			36	AZUCAR				
37	MM LT DISTR / M CANA	1.389	1.558	37	BALANCE DE POL				
38	MM KFC FOSFAT A JFC	1.302	3.130	38	PERD BAGAZO				
39	MM KFC FOSFAT A JFC	0.742	0.910	39	PERD C-22A				
40	MM KFC FOSFAT A JFC	4.494	10.058	40	PERD C-22B				
41	MM KFC FOSFAT A JFC	14.481	18.195	41	PERD C-22C				
42	MM KFC FOSFAT A JFC			42	PERD C-22D				
43	MM KFC FOSFAT A JFC			43	PERD C-22E				
44	MM KFC FOSFAT A JFC			44	PERD C-22F				
45	MM KFC FOSFAT A JFC			45	PERD C-22G				
46	MM KFC FOSFAT A JFC			46	PERD C-22H				
47	MM KFC FOSFAT A JFC			47	PERD C-22I				
48	MM KFC FOSFAT A JFC			48	PERD C-22J				
49	MM KFC FOSFAT A JFC			49	PERD C-22K				
50	MM KFC FOSFAT A JFC			50	PERD C-22L				
51	MM KFC FOSFAT A JFC			51	PERD C-22M				
52	MM KFC FOSFAT A JFC			52	PERD C-22N				
53	MM KFC FOSFAT A JFC			53	PERD C-22O				
54	MM KFC FOSFAT A JFC			54	PERD C-22P				
55	MM KFC FOSFAT A JFC			55	PERD C-22Q				
56	MM KFC FOSFAT A JFC			56	PERD C-22R				
57	MM KFC FOSFAT A JFC			57	PERD C-22S				
58	MM KFC FOSFAT A JFC			58	PERD C-22T				
59	MM KFC FOSFAT A JFC			59	PERD C-22U				
60	MM KFC FOSFAT A JFC			60	PERD C-22V				
61	MM KFC FOSFAT A JFC			61	PERD C-22W				
62	MM KFC FOSFAT A JFC			62	PERD C-22X				
63	MM KFC FOSFAT A JFC			63	PERD C-22Y				
64	MM KFC FOSFAT A JFC			64	PERD C-22Z				
65	MM KFC FOSFAT A JFC			65	PERD C-22AA				
66	MM KFC FOSFAT A JFC			66	PERD C-22AB				
67	MM KFC FOSFAT A JFC			67	PERD C-22AC				
68	MM KFC FOSFAT A JFC			68	PERD C-22AD				
69	MM KFC FOSFAT A JFC			69	PERD C-22AE				
70	MM KFC FOSFAT A JFC			70	PERD C-22AF				
71	MM KFC FOSFAT A JFC			71	PERD C-22AG				
72	MM KFC FOSFAT A JFC			72	PERD C-22AH				
73	MM KFC FOSFAT A JFC			73	PERD C-22AI				
74	MM KFC FOSFAT A JFC			74	PERD C-22AJ				
75	MM KFC FOSFAT A JFC			75	PERD C-22AK				
76	MM KFC FOSFAT A JFC			76	PERD C-22AL				
77	MM KFC FOSFAT A JFC			77	PERD C-22AM				
78	MM KFC FOSFAT A JFC			78	PERD C-22AN				
79	MM KFC FOSFAT A JFC			79	PERD C-22AO				
80	MM KFC FOSFAT A JFC			80	PERD C-22AP				
81	MM KFC FOSFAT A JFC			81	PERD C-22AQ				
82	MM KFC FOSFAT A JFC			82	PERD C-22AR				
83	MM KFC FOSFAT A JFC			83	PERD C-22AS				
84	MM KFC FOSFAT A JFC			84	PERD C-22AT				
85	MM KFC FOSFAT A JFC			85	PERD C-22AU				
86	MM KFC FOSFAT A JFC			86	PERD C-22AV				
87	MM KFC FOSFAT A JFC			87	PERD C-22AW				
88	MM KFC FOSFAT A JFC			88	PERD C-22AX				
89	MM KFC FOSFAT A JFC			89	PERD C-22AY				
90	MM KFC FOSFAT A JFC			90	PERD C-22AZ				
91	MM KFC FOSFAT A JFC			91	PERD C-22BA				
92	MM KFC FOSFAT A JFC			92	PERD C-22BB				
93	MM KFC FOSFAT A JFC			93	PERD C-22BC				
94	MM KFC FOSFAT A JFC			94	PERD C-22BD				
95	MM KFC FOSFAT A JFC			95	PERD C-22BE				
96	MM KFC FOSFAT A JFC			96	PERD C-22BF				
97	MM KFC FOSFAT A JFC			97	PERD C-22BG				
98	MM KFC FOSFAT A JFC			98	PERD C-22BH				
99	MM KFC FOSFAT A JFC			99	PERD C-22BI				
100	MM KFC FOSFAT A JFC			100	PERD C-22BJ				

APENDICE AN.

SUPERINTENDENTE DE MANUFACTURA

SUPERINTENDENTE DE ELABORACION

LABORATORIO

F. DEL VALLE

ENRIQUE GONZALEZ TORRES

FERNANDEZ PERIA

ANALISIS GENERAL DE TIEMPO PERDIDO EN LA ZAFRA 1989/1990 INICIO: 28/12/89 LA ZAFRA: 66.70 H. DEL 30 DE DICIEMBRE 1989

ITEM REF	CAUSAS	CORRIDA A LA FECHA		Y TPO TOTAL		FREC CUENCIA CORRIDA	RECORRIDO CORRIDA	TIEMPO PERDIDO CORRIDA	CORRIDA A LA FECHA		Y TPO TOTAL	
		COPR	FECHA	COPR	FECHA				COPR	FECHA		
67	LATEY OTRAS		0.15		0.01							
68	MOLINEROS											
70	MOTOS ALERZADOS	0.10	3.15	0.10	0.08	1	175	FABRICA	63.70	968.00	37.00	25.26
71	MOTOS LAVABOS								0.20	2.70	0.13	1.24
72	CONDUCTORES CANA	0.40	2.35	0.40	0.07	1	177	DIAS FESTIVOS	0.45	37.50	0.45	0.79
73	FIVE ALERZOS CANA		1.90		0.07		26	CANAL				
74	CHILLAS		1.35		0.17		29	TRAMSES				
75	DESPIERDABOAS	1.10	13.15	0.69	0.39	1	130	TOTAL	64.35	1122.00	38.44	28.68
76	MOTOS DE SEC											
77	MOLINOS DESMUNZADORA											
78	CANAL INTERMEDIOS	0.20	20.25	0.20	0.78	2	1	PETROLIO (LITROS)				
79	CANALIS MUNDI		4.10		0.11		31	EN LITROS				
80	FRUCC DEL COND						1	EN LITROS				
81	MOTORES VAPOR		2.05		0.05		1	TOTAL		124160	2679757	
82	MOTORES Y S ELEC											
83	COLADORES JUGO		6.05		0.16		139	GENER VAPOR (TH)		16785	207087	
84	BOMBAS		1.05		0.03		139	CONS VAPOR KG VAP/KG CAN		22760	3876615	
85	CALDERAS COMO BAGAZO	0.20	20.10	0.20	0.82	2	140	CONS ENER ELEC KWH/THC		28.43	16.10	
86	COLAS	23.20	151.10	13.99	0.89	6						
87	EQUIPOS PETROLEO		3.10		0.09							
88	GENERACION VAPOR	27.25	36.20	16.22	0.39	87						
89	BOMBAS DE AGUA		12.70		0.47							
90	MOTORES Y S ELEC		1.70		0.01							
91	GENERACION ENER ELEC	0.15	3.30	0.15	0.09	1						
92	SECCION ALIATE COPRA											
93	ELABORACION CLARIF											
94	SUBCOPRA											
95	CRISTALIZACION	3.15	67.15	4.91	0.01							
96	SECCION ALIATE		4.10		0.19							
97	MOTOS Y S ELEC		1.10		0.04							
98	MOTOS Y S ELEC		57.45		1.28							
99	BOMBAS Y S ELEC	1.00	0.30	0.60	0.01	5						
100	BOMBAS		26.50		0.13							
101	ABASTECIMIENTO AGUA		22.30		1.34							
102	REFINACION											
103	EQUIPO DE VACIO											
104	REFINACION											
105	LINIAS DE VAPOR											
106	LINIAS MEL MIEL		3.20		0.09							
107	SECCION ALIATE		50.65		1.30							
108	SECCION ALIATE		1.10		0.10							
109	SUB-TOTAL FABRICA	63.70	968.00	37.80	25.26							
110	FALLAS DE LA FABRICA	0.20	44.10	0.20	0.89	2						
111	FALLAS OPER POLSACRA		14.85		0.79							
112	FALLAS OPER PERSONAL		0.50		0.02							
113	FALLAS OPER PERSONAL	0.20	0.50	0.20	0.02							
114	FALLAS OPER PERSONAL		28.00		1.13							
115	DIAS FESTIVOS		28.00		1.13							
116	FALLAS OPER PERSONAL		1.10		0.04							
117	FALLAS OPER PERSONAL		1.10		0.04							
118	FALLAS OPER PERSONAL	0.45	13.75	0.45	0.44	4						
119	FALLAS OPER PERSONAL		30.50		0.79							
120	LUVIAS											
121	TIEMPO PERDIDO TOTAL	64.35	1122.00									
122	TIEMPO PERDIDO TOTAL	103	1870.00									
123	MOTOS DE ZAFRA	168.00	3912.00									
124	TIEMPO PERDIDO TOTAL	38.44	28.68									
125	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
126	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
127	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
128	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
129	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
130	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
131	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
132	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
133	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
134	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
135	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
136	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
137	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
138	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
139	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
140	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
141	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
142	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
143	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
144	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
145	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
146	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
147	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
148	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
149	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
150	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
151	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
152	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
153	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
154	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
155	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
156	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
157	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
158	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
159	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
160	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
161	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
162	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
163	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
164	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
165	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
166	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
167	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
168	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
169	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
170	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
171	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
172	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
173	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
174	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
175	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
176	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
177	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
178	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
179	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
180	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
181	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
182	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
183	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
184	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
185	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
186	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
187	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
188	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
189	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
190	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
191	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
192	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
193	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
194	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
195	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
196	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
197	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
198	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
199	TIEMPO PERDIDO TOTAL											
200	TIEMPO PERDIDO TOTAL											

NOTA: LOS DATOS A LA SEMANA DE ESTA CORRIDA NUM. 24 CORRESPONDEN UNICA Y EXCLUSIVAMENTE A LA ZAFRA COMPLEMENTARIA INADULTA HECHA AL INGENIO DE SACATEPEC "MILITARIO ZARATA".

FABRICA DE ALCOHOL DATOS AL DIA 1

APENDICE A.5.

A continuación se describe un análisis de regresión no lineal, para determinar la eficiencia del generador de vapor (calderas) quemando solo combustóleo y poder determinar el consumo de combustóleo para la zafra (1988-1989) si éste se hubiera quemado solamente en lugar de bagazo mas combustóleo.

Para poder determinar la eficiencia se debe auxiliar de las siguientes expresiones, así como de la tabla que se muestra posteriormente.

$$a_0n + a_1 \sum_{i=1}^n X_i + a_2 \sum_{i=1}^n X_i^2 = \sum_{i=1}^n Y_i \text{-----1}$$

$$a_0 \sum_{i=1}^n X_i + a_1 \sum_{i=1}^n X_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^n X_i^3 = \sum_{i=1}^n X_i Y_i \text{-----2}$$

$$a_0 \sum_{i=1}^n X_i^2 + a_1 \sum_{i=1}^n X_i^3 + a_2 \sum_{i=1}^n X_i^4 = \sum_{i=1}^n X_i^2 Y_i \text{-----3}$$

$$\eta = Y_i = a_0 + a_1 X_i + a_2 X_i^2 \text{-----4}$$

TABLA (REFERENCIA 5) Cálculo de la eficiencia de la caldera para 1989 por medio del método de regresión no lineal.

M	X _i	Y _i	X _i ²	X _i Y _i	X _i ³	X _i ⁴	X _i ² Y _i
1	1980	82.77					
2	1981	81.73					
3	1982	75.07					
4	1983	68.21					
5	1984	87.6					
6	1985	72.0					
7	1986	72.82					
8	1987	72.29					
9	1988	71.75					
10	1989	71.22					
Σ							

Y_i = eficiencia de la generación de vapor (calderas)

Desarrollando las ecuaciones anteriores se conocen los valores de a_0 , a_1 y a_2 , siendo los siguientes:

$a_0 = 1306.72$

$a_1 = 0.7057$

$a_2 = 0.0000425$

y los valores de $x_1 = 1989$ y $x_1^2 = 3956121$

Sustituyendo valores en la ec. 4 se tiene que la eficiencia para 1989

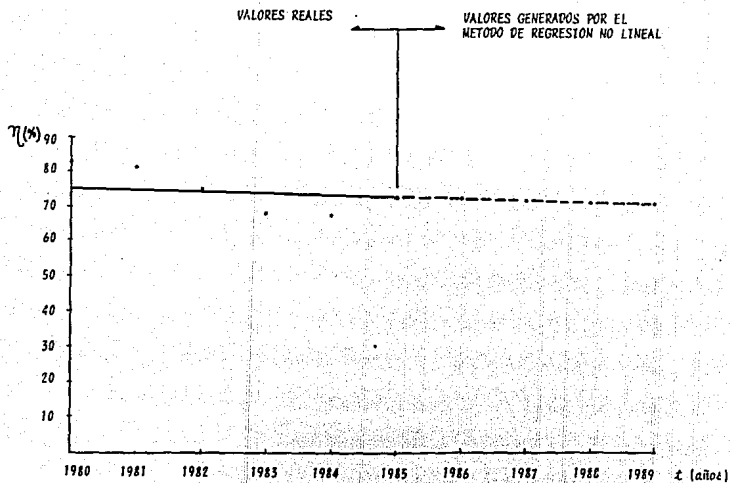
es: $\eta = 71.22 \%$

Con el valor de la eficiencia para 1989, se conocen los consumos de combustóleo para las zafra (1980-1989) tal como se muestra en la siguiente tabla AIII.

ZAFRA	CONSUMO DE COMBUSTOLEO (lt/h)
1980-81	1,501
1981-82	1,611
1982-83	1,733
1983-84	1,930
1984-85	1,948
1985-86	1,820
1986-87	1,806*
1987-88	1,820*
1988-89	1,833*

Notas: * A partir de esta zafra el ingenio consumió combustóleo más bagazo de caña.

GRAFICA No. 1: COMPORTAMIENTO ANUAL DE LA EFICIENCIA DE CALDERA QUEMANDO SOLO COMBUSTIBLE.



APENDICE A61

"DETERMINACION DE HUMEDAD, EN MUESTRAS
DE BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR".

F-280-1976

(METHOD OF TESTING TO DETERMINE HUMIDITY
IN UN SAMPLES OF BAGASSE FROM SUGAR -
CANES)

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION

Esta Norma Oficial establece el Método de Prueba para determinar el contenido de humedad, en muestras de bagazo de caña de azúcar.

2 DEFINICIONES

Para los efectos de esta norma se consideran las siguientes definiciones.

2.1 Bagazo de caña de azúcar

Residuo obtenido después de extraer el jugo a la caña de azúcar. - Normalmente el término bagazo se refiere al material que sale de la última unidad extractora de jugo del sistema a menos que, específicamente, se designe al que sale de alguna otra unidad anterior.

2.2 Humedad en bagazo de caña de azúcar

Contenido de agua y de aquellas sustancias susceptibles de ser eliminadas, junto con el agua, por el procedimiento que describe la norma.

3 FUNDAMENTO

Se basa en la medición de la pérdida en peso, que sufre una muestra de bagazo, al someterla a una operación de secado.

4 APARATOS Y EQUIPOS

- a) Balanza con sensibilidad de ± 0.1 gramos.
- b) Estufa eléctrica, con termómetro y control de temperatura de $\pm 1^{\circ}\text{C}$
- c) Canastilla para determinaciones de humedad, de malla de acero - inoxidable, de 3 cm de profundidad x 12 cm x 20 cm. (Ver D.G.N. B-231-1970).

5 PREPARACION DE LA MUESTRA

La muestra debe homogeneizarse, lo más rápidamente posible, dentro del recipiente que la contenga, para evitar cambios de humedad. (ver observación 2.1).

6 PROCEDIMIENTO

6.1 Tarar la canastilla, a peso constante.

De la parte media de la muestra representativa, tomar una porción - entre 90 y 110 gramos, en una sola extracción, y pesar en la canastilla tarada.

Colocar la canastilla en la estufa, regulando la temperatura a 125°C y secar hasta peso constante.

6.2 Sacar la canastilla de la estufa y pesar en caliente, en un lapso no mayor de un minuto.

7 EXPRESION DE LOS RESULTADOS

7.1 Cálculos

$$\% \text{ de humedad en bagazo} = \frac{(PH - PS)}{PH} \times 100$$

Donde:

PH = peso neto de la muestra inicial en gramos.

PS = peso neto de la muestra seca, en gramos.

8 INFORME DE LA PRUEBA

La diferencia entre los resultados de dos determinaciones efectuadas por el mismo analista, el mismo tiempo, o inmediatamente una - después de la otra, con la misma muestra y con los mismos aparatos, no debe excederse de 1.5 unidades. En caso contrario, debe repetirse la determinación. El resultado final debe expresarse como el promedio de los mismos.

9 APENDICE

9.1 Observaciones

Si la muestra se almacena por más de 4 horas y hasta 168 horas, debe conservarse en un recipiente cerrado que tenga un doble fondo, - cubierto con tela metálica, para evitar algodon o paño, impregnado con una mezcla de clorofórmio y asonifuro (1:10). Se recomienda cubrir el bagazo con tapa de tipo pistón, para evitar contacto con el - aire.

9.2 Después de tomada la muestra, pesar a la mayor brevedad. El - dato obtenido se hará en un solo intento. En la acción de pesar no - se debe ocupar un tiempo mayor de 1 minuto.

10 BIBLIOGRAFIA

Cañe Sugar Handbook. Spencer - Hende, 9 th. Ed. John Wiley & Sons Inc., New York 1963.

Sugar Cane Factory Control Ed. by John H. Payne, 5 th. Ed. Elsevier Publishing Co., Amsterdam 1968. 153

DIRE-200-1970

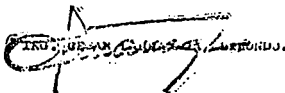
- 3 -

10 NORMAS INTERNACIONALES

Esta norma no coincide con ninguna Norma Internacional, por no existir sobre el tema tratado.

México, D.F., a 6 DIC. 1976

EL DIRECTOR GENERAL DE NORMAS.


ENRIQUE GUZMÁN

Actualización de precios y salarios a 1992.

INDICE DE PRECIOS Y SALARIOS : MARZO DE 1992 .

RAMA DE ACTIVIDAD ECONOMICA	AÑO 1990	AÑO 1992	INDICE ECONOMICO (%)
AZUCAR Y DERIVADOS	13,407.2	18,320.8	74
MAQUINARIA Y APARATOS ELECTRICOS	14,403.2	17,374.7	83
MAQUINARIA Y EQUIPO NO ELECTRICO	13,247.4	16,482.5	81
SALARIOS SUELDOS Y PRESTACIONES EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA (PRODUCTOS ALIMENTICIOS)	1,298.4	1,915.5	88

1) COSTO DEL COMBUSTOLEO PROPORCIONADO POR PEMEX, SUBGERENCIA DE DESARROLLO COMERCIAL. L.A.B. REFINERIA DE TULA HGO. MARZO DE 1992.

COSTO DEL COMBUSTOLEO L.A.B. : 144 \$/lto.

FLETE POR LLEVARLO AL INGENIO : 25 \$/lto.

2) COSTOS DE OPERACION, MANTENIMIENTO Y EQUIPO ACTUALIZADOS A MARZO DE 1992.

I) TABLA A PERSONAL DE BASE EN PLANTA DE FUERZA :

No. EMPLEADOS	CATEGORIA	MAÑANA 7 a 15	TARDE 15 a 23	NOCHE 23 a 7
1	OP. TURBOGEN.	50,761.2	56,732	62,704
1	ENCARGADO TABLEROS	59,531.2	66,570	73,576
1	PEON PLANTA FUERZA	26,804.4	29,958	33,113
1	JEFE DE AREA	168,000		

II) TABLA B PERSONAL DE BASE AREA CALDERA (COMBUSTOLEO MAS BAGAZO)

No. EMPLEADOS	CATEGORIA	MAÑANA 7 a 15	TARDE 15 a 23	NOCHE 23 a 7
5	FOGONEROS	38,460.24	42,989	37,430
1	ENCARGADO CALDERAS	45,992	51,741	57,468
1	CABO DE AGUA	43,700	49,841	53,985
1	SOPLETERO	20,377	32,369	35,072
1	BOMBERO COMBUSTIB.	28,777	32,369	35,072
1	RASTRILLERO	24,298	27,344	30,381
1	PEON CALDERA	22,727	25,857	28,508
4	PEON CENICERO	22,727	25,857	28,508
1	JEFE DE AREA	168,000		

III) TABLA C PERSONAL DE BASE AREA CALDERAS

No. EMPLEADOS	CATEGORIA	MAÑANA 7 a 15	TARDE 15 a 23	NOCHE 23 a 7
8	FOGONEROS	38,460	42,088	47,510
1	ENCARGADO CALDERAS	45,992	51,741	57,489
1	CABO DE AGUA	43,700	48,841	53,085
1	SOPLETERO	28,777	32,369	35,972
1	BOMBERO COMBUSTIBLE	28,777	32,369	35,972
1	PEON DE CALDERA	22,808	25,657	28,508
1	JEFE DE AREA	168,000		

IV) TABLA D COSTO DE EQUIPO UTILIZADO.

CANTIDAD	CONCEPTO	PRECIO	IMPORTE
1	TURBOGEN. VAPOR 1200KW	510'078,934	510'078,934
2	TURBOGEN. VAPOR 500KW	340'481,000	680'922,000
1	GENERADOR VAPOR 1700KW (COMBUSTOLEO)	1'975,268,588	1'975,268,588
1	GENERADOR VAPOR 1700KW (COMB + BAGAZO)	4'525,000,000	4'525,000,000
1	GENERADOR VAPOR 1500KW (COMBUSTOLEO)	1'565,777,153	1'565,777,153
* 1	GENERADOR VAPOR 1500KW (COMBUSTOLEO + BAGAZO)	3,587,118,334	3,587,118,334

V) TABLA E PERSONAL DE BASE Y EVENTUAL PARA MANTENIMIENTO.

No. EMPLEADOS	CATEGORIA	MAÑANA 7 a 15	TARDE 15 a 23	NOCHE 23 a 7
1	ELECTRICISTA DE 1a	59,561	66,570	73,576
1	ELECTRICISTA DE 2a	43,285	48,377	53,469
1	AYUDANTE ELECTR. 1a	30,683	34,270	37,870
1	AYUDANTE ELECTR. 2a	26,804	29,958	33,113
1	ENGRASADOR	26,804	29,958	33,113
1	MECANICO DE 1a	57,585		
1	MECANICO DE 2a	43,285		
1	MECANICO DE TURNO	57,585		
1	AYUDANTE DE MECANICO	26,804		

* Calculado del incremento real del costo de un generador de vapor que quema COMBUSTOLEO + BAGAZO DE CAÑA , en un (43.85%), por arriba del del que solo quema COMBUSTOLEO.

RESUMEN DE COSTOS ACTUALIZADOS A MARZO DE 1992.

I) COSTO POR CONSUMO DE COMBUSTIBLES:

CON COGENERACION

A) 309,812 (\$/hr)
 B) 300,989 (\$/hr)
 C) 338,590 (\$/hr)

SIN COGENERACION (A PROCESO)

A1) 278,147 (\$/hr)
 B1) 270,138 (\$/hr)
 C1) 303,885 (\$/hr)

II) COSTOS DE INVERSION:

CON COGENERACION:

$$A) \frac{8,132,775,000}{(30 \times .4485 \times 8760)} = 69,309.36 \text{ (\$/hr)}$$

$$B) \frac{12,335,750,000}{(25 \times .4485 \times 8760)} = 128,153.89 \text{ (\$/hr)}$$

C) IDEM A B.

SIN COGENERACION (A PROCESO):

$$A1) \frac{4,591,250,000}{(30 \times .4485 \times 8760)} = 39,127.88 \text{ (\$/hr)}$$

$$B1) \frac{7,923,229,000}{(25 \times .4485 \times 8760)} = 81,028.28 \text{ (\$/hr)}$$

C1) IDEM A B1.

III) DE OPERACION Y MANTENIMIENTO:

CON COGENERACION:

A) $(627,749 + 921,733 + 208,299 + 305,973)/24 = 69,323$ [\$/hr]

B) $(627,749 + 646,245 + 208,299 + 305,973)/24 = 74,511$ [\$/hr]

C) IDEM A B.

SIN COGENERACION (A PROCESO):

A1) $[(521,733 + (208,299 + 305,973) \times 0.89)/24 = 40,810$ [\$/hr]

B1) $[(646,245 + (208,299 + 305,973) \times 0.89)/24 = 46,952$ [\$/hr]

C1) IDEM A B1.

TABLAS DE RESULTADOS CON COSTOS DE MARZO DE 1992.

TABLA 1. CON COGENERACION :

COSTOS CON COGENERACION (\$/hr)	ALTERNATIVAS		
	A	B	C
POR COMBUSTIBLE	309,912	300,989	338,590
POR INVERSION	69,309	126,154	126,154
POR OPERACION Y MANTENIMIENTO	69,323	74,511	74,511
COSTO TOTAL	448,544	501,654	539,265

NOTAS: A : QUEMANDO SOLO COMBUSTOLEO.
 B : QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO SIN SU VALOR AGREGADO.
 C : QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO CON SU VALOR AGREGADO.

TABLA 2. SIN COGENERACION (PARA PROCESOS)

COSTOS SIN COGENERACION (\$/hr)	ALTERNATIVAS		
	A1	B1	C1
POR COMBUSTIBLE	278.147	270.138	303.885
POR INVERSION	39.128	81.028	81.028
POR OPERACION Y MANTENIMIENTO	40.810	46.952	46.952
COSTO TOTAL	358.085	397.164	430.911

NOTAS: A1: QUEMANDO COMBUSTOLEO Y APLICANDO EL FACTOR (K1=0.89) A LA DEMANDA EQUIVALENTE (D.E.=1.833.88 lt./hr) DE COMBUSTOLEO.
 B1: QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO SIN SU VALOR AGREGADO APLICANDO SOLO EL FACTOR (K1) A LA DEMANDA DE COMBUSTOLEO.
 C1: QUEMANDO COMBUSTOLEO MAS BAGAZO CON VALOR AGREGADO APLICANDO EL FACTOR (K1) A LA DEMANDA DE COMBUSTOLEO Y AL CONSUMO DE BAGAZO (2.49 TBQ/hr).

TABLA 3. COMPARATIVA DE COSTOS DE COGENERACION VS. C.F.E.

	ALTERNATIVAS		
	A	B	C
D.C.C. (\$/hr)	90.459.00	104.489.00	108.343.00
D.C.E. (\$/kWhr)	90.76	104.83	108.70
* D.G.E. (\$/kWhr)	182.88	182.88	182.88

* EL COSTO DEL kWh COGENERADO PONDERADO SEGUN LA TARIFA ELECTRICA HM. PARA ZONA CENTRAL :

DEMANDA FACTURABLE=DEMANDA MAXIMA PICO= 1340 kW

EL FACTOR DE CARGA = Dmedia/Dmaxima=998.67/1340=0.743

Por lo que el kWh será de acuerdo a usar el sistema 4hr/día en el periodo de punta y las restantes 20hr/día, en el periodo de base.

(\$/kWh)p = \$/kWh + [\$/kW/F.C.]

(201.20)*0.185 + (125.75)*0.835 + [24.135*0.743*730.5]=182.88

NOTAS: D. C. C. = DIFERENCIA EN COSTOS DE COGENERACION.
 D. C. E. = DIFERENCIA DEL COSTO POR COGENERACION CONSIDERANDO EL VALOR DE LA POTENCIA ELECTRICA MEDIA DEMANDADA.
 D. G. E. = COSTO DE ENERGIA ELECTRICA C. F. E.

TABLA 4. RECUPERACION DE LA INVERSION:

ALTERNATIVA	TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION (AÑOS)	VIDA UTIL DEL EQUIPO	FACTIBILIDAD (%)
A	$4.412/358 = 12.32$	30 AÑOS	59
B	$4.412/304 = 14.51$	25 AÑOS	42
C	$4.412/288 = 15.31$	25 AÑOS	39

- SE OBSERVA EL MISMO COMPORTAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN 1990.
- RESULTA MUY INTERESANTE CONOCER EL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS COGENERATIVOS POR LO QUE SE TENDRAN QUE HACER MAS ESTUDIOS SOBRE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS CONSIDERANDO LAS EFICIENCIAS Y COSTOS DE LOS DIFERENTES EQUIPOS EXISTENTES EN EL MERCADO.

BIBLIOGRAFIA

- Balance Nacional de Energía. 1987 SEMIP.
- Babcock and Wilcox de México s.a. de c.v., Gerencia de Ventas.
- Calderas, Quemadores y Equipo, Yorkshiple, Gerencia de Ventas.
- Calderas Mirgo s.a., Gerencia de Ventas.
- Cogeneración, Subdirección de Planeación y Coordinación Ejecutiva de Estudios Económicos, Generación de Economía Energética. Subgerencia de Conservación y Ahorro de Energía, PEMEX, 1985.
- Contrato de venta de fibra integral seca, Producciones y Transportes Industriales s.a. de c.v. Ingenio de Casasano "La abeja" s.a., 1988.
- Donald Beeman, Industrial Power Systems, Handbook Mc. Graw - Hill, 1955.
- Dr. Alfredo Navarro Crespo, Control de Factor de Potencia en la Industria para reducir los costos de operación, Técnica Salgar s.a.
- Escala de salarios, Departamento de nomina del Ingenio Casasano.
- Guadarrama Lojero Hector, Tesis, Desarrollo de Metodología para Diagnóstico Energético aplicada a un Ingenio Azucarero, 1988.
- Hugot, Manual para Ingenieros Azucareros. Editorial cecsa, 1984.
- Informe Oficial de Zafra, Ingenio Casasano 1989.
- Ing. E. Hernández Goribar, Apuntes de Plantas Termoelectricas.
- Kenneth Wark, Termodinámica, 4a Edición.

- Leland Blank, Ingeniería Económica, Ed. Mc.Graw Hill.
2a Ed. , 1985.
- M. I. Alfredo Hernández, Tesis de Grado,
Aprovechamiento Energético de Bagazo de Caña, 1987.
- Manual Azucarero Mexicano, 1987 y 1988.
- Manual para Ingenieros Azucareros Cubanos, 1985.
- Panorama Nacional Energético, 1988,
Poder Ejecutivo Federal, SEMIP.
- Parámetros de Referencia para la Información de Proyectos
de Inversión en el Sector Eléctrico, CFE, 1987.
- Precios Internos y Externos de Referencia, CFE
Gerencia de Estudios, 80-82.
- Reglamento para la Cogeneración de Energía Eléctrica,
1980, SEMIP.
- Reporte de Turno, Elaborado en Planta Generadora de
Energía Eléctrica, Ingenio Casasano.
- Reynolds/Perkins, Ingeniería Termodinámica, Mc.Graw-Hill.
- W.H. Severns, H.E. Degler, Energía Mediante Vapor, Aire o
Gas, Ed. Reverte, 1980.