



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICA-ECONOMICA DE COGENERACION DE UNA INDUSTRIA DEL SECTOR PAPELERO

T E S I S

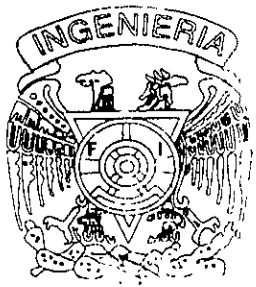
Que para obtener el título de:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

AREA: INGENIERIA MECANICA

p r e s e n t a

JUAN CARLOS SERRANO GARCIA



Director de tesis:

M. en C. Ing. Mario Rodríguez Cazares

Co-Director de tesis:

Dr. Francisco Javier Solorio Ordaz

México, D.F.

Junio de 1998

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

264200



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

D e d i c a t o r i a

A mi madre y hermanos

Quienes con su confianza, cariño
y apoyo, sin escatimar esfuerzo alguno,
me han convertido en persona de provecho,
ayudándome al logro de una meta más:
mi Carrera Profesional.

Por compartir tristezas y alegrías,
éxitos y fracasos, por todos los detalles que me han
brindado durante mi vida
como estudiante y por hacer
de mí lo que soy.

¡ Gracias !

Juan Carlos

	3.2.4 Costo de los insumos energéticos	65
	3.2.5 Costo de los insumos enregéticos de respaldo	66
	3.2.6 Venta de excedentes	66
	3.2.7 Indices económicos	66
	3.2.8 Criterios de selección y comparación de alternativas	67
3.3	Esquemas y hojas de cálculo de la planta industrial papelera sin cogeneración y con cogeneración	70
	3.3.1 Situación actual de la planta	70
	3.3.2 Situación con primera alternativa de cogeneración	71
	3.3.3 Situación con segunda alternativa de cogeneración	75
	3.3.4 Situación con tercera alternativa de cogeneración	79
Capítulo 4	Resultados y conclusiones	83
Apéndice A	Equipos para un sistema de cogeneración	87
Apéndice B	Descripción general del proceso de la industria del sector papelero	97
Apéndice C	Niveles de transmisión de energía eléctrica	102
	Glosario	105
	Nomenclatura	122
	Bibliografía	124
	Referencias	126

PROLOGO

Los estudios de factibilidad técnica-económica de cogeneración están universalmente aceptados. Hoy en día la utilización de esta tecnología supone para una industria moderna la reducción de sus costos energéticos y para el país una mayor efectividad en la utilización de los combustibles, al reducirse el consumo de energía primaria.

Las actividades de ingeniería a desarrollar en un proyecto de cogeneración presentan cuatro fases principales: estudios de prefactibilidad y viabilidad, desarrollo de la ingeniería básica, ingeniería de detalle, gestión de compras y dirección técnica.

A todos los ingenieros para quienes el tema es la esencia de su profesión, va dirigida esta tesis que ha sido escrita exponiendo los aspectos más interesantes para el nuevo ingeniero que, aunque no sea especialista en estudios de factibilidad técnica-económica de cogeneración, tenga la necesidad de conocer parte o todo el campo de los proyectos de cogeneración. Desde este punto de vista se ha intentado que los temas expuestos sean fácilmente inteligibles para el lector, aunque no tenga una preparación previa en los estudios de cogeneración, con la excepción, de las partes de la obra dedicadas al planteamiento de las diferentes alternativas y de la estimación de las inversiones a realizar.

La tesis consta de cuatro capítulos y tres apéndices. En el primer capítulo se examinan los términos que definen la cogeneración, la clasificación de la cogeneración y los estudios de factibilidad y rentabilidad técnica-económica para su identificación. En este mismo capítulo se da una semblanza general de los consumos energéticos de la industria de la celulosa y el papel. También se exponen los objetivos del presente trabajo.

En el segundo capítulo, se muestra la aplicación de las etapas del estudio de factibilidad técnica de cogeneración. En este capítulo se hace la identificación de la instalación industrial, se examinan los datos energéticos básicos, se determina su análisis energético y se obtiene el

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, que ha hecho en mi favor cosas grandes y maravillosas

M. en C. Ing. **MARIO RODRIGUEZ CAZARES**, por haberme brindado su amistad y por ayudarme a encauzar mi formación profesional. Gracias Ing. Rodríguez por la calma y motivación.

Srita. **ALEJANDRA SERRANO GARCIA**, hermana gracias por todo el apoyo brindado, Ale te agradezco tu ayuda para que pudiera realizar y terminar esta tesis.

Sr. **MIGUEL ANGEL RABAGO MENDOZA**, no se como agradecerte la valiosa ayuda que me proporcionaste, por haberme permitido utilizar los recursos de cómputo, te agradezco tu buena disposición para que pudiera realizar y terminar esta tesis, gracias amigo.

A los señores M. I. **VICENTE LOPEZ FERNANDEZ**, **ING. ADRIAN VALERA NEGRETE**, **DR. FRANCISCO SOLORIO ORDAZ**, **DR. LUIS FERNANDO MARTINEZ BAEZ** Y **DR. ROGELIO GONZALEZ OROPEZA**, por el tiempo que dedicaron a la revisión de mi tesis y el haber aportado valiosos comentarios a este trabajo, con el fin de crear y desarrollar este espíritu de profesionalismo, gracias.

AI DEPARTAMENTO DE TERMOENERGÍA Y MEJORAMIENTO AMBIENTAL, por permitirme desarrollar los conocimientos de este trabajo.

Gracias a todos los **RESPONSABLES DE LAS DIFERENTES AREAS ORGANIZACIONALES DE LA FACULTAD DE INGENIERIA**, por la atención y la información proporcionada para la realización del presente trabajo.

INDICE

Capítulo 1	Introducción	1
1.1	Generalidades	1
1.2	Definición de cogeneración	2
1.3	Clasificación de la cogeneración	4
1.4	Estudios de factibilidad técnica	5
1.5	Estudios de rentabilidad técnica-económica	15
1.6	Consumos energéticos en la industria de la celulosa y el papel	17
1.6.1	Origen y valor de la energía consumida en las industrias de la celulosa y del papel	18
1.6.2	Destino de los combustibles y del vapor generado en las industrias de la celulosa y del papel	20
1.6.3	Estructura del destino de los combustibles en las industrias de la celulosa y del papel	22
1.7	Objetivos del presente trabajo	23
Capítulo 2	Aplicación de las etapas del estudio de factibilidad técnica	26
2.1	Aplicación del cuestionario	26
Capítulo 3	Análisis del estudio de factibilidad técnica-económica	50
3.1	Análisis de factibilidad técnica	50
3.1.1	Alternativas	50
3.1.2	Criterios para la selección de alternativas	53
3.1.3	Desarrollo del análisis de factibilidad técnica	60
3.2	Análisis de factibilidad económica	64
3.2.1	Situación actual de la planta	64
3.2.2	Costo de los equipos para cada alternativa	65
3.2.3	Condiciones de operación del sistema de cogeneración	65

ordenamiento descendente de las cargas de los perfiles de comportamiento de demanda eléctrica y térmica.

En el capítulo tercero, se muestra el análisis del estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración. En este capítulo se muestran los análisis de factibilidad técnica y económica de cogeneración, así como esquemas y hojas de cálculo de la planta industrial papelera sin cogeneración y con cogeneración.

Finalmente, en el cuarto capítulo figuran los resultados y conclusiones, propios de un estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración.

Tres apéndices dedicados a equipos para un sistema de cogeneración, descripción general del proceso de la industria del sector papelero y niveles de transmisión de energía eléctrica completa la tesis. Así como un glosario que permite al lector familiarizarse con los términos empleados en el análisis técnico-económico, y se ha escrito con el objetivo de servir de base para la comprensión de los estudios o descripciones realizados en los capítulos dos y tres.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Generalidades

Dentro de los programas nacionales para impulsar el ahorro y uso eficiente de la energía, la cogeneración tiene especial importancia porque permite disminuir considerablemente la cantidad de combustible que se requiere para la generación de electricidad y porque contribuye también a que mejore la posición competitiva de las empresas en las que se pueda utilizar.

Para lograr que el desarrollo de la cogeneración en México aproveche el flujo creciente de avances tecnológicos que se está dando en todo el mundo, en este campo, es necesario que las industrias, las firmas de ingeniería y consultorías mexicanas conozcan y tengan acceso a estos avances y a las experiencias que se están teniendo de su aplicación en otros países.

Hoy en día la productividad de una industria se mide por el uso eficiente que hace de la energía que consume. Este indicador permite adquirir una idea de su eficiencia energética.

La reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de diciembre de 1992 abre la posibilidad para que la iniciativa privada participe en la construcción y operación de centrales de energía eléctrica, permite un mejor uso de la energía que se genera o se usa.

En efecto, al establecerse y reglamentarse que los particulares podrán construir sistemas de cogeneración de energía eléctrica, se abre una importante vía para elevar la productividad de nuestra planta industrial.

Antes de entrar propiamente en materia se puede decir que la cogeneración en México está permitida en nuestra legislación desde los años 40's y existe como parte integrante de muchos

procesos entre los que se pueden mencionar los ingenios azucareros, las fábricas de la celulosa, papel, petróleo, textiles, cerveza, comida, cemento, acero, vidrio, química y otras más.

Si bien, desde estos años se establecieron estos desarrollos, la cogeneración únicamente sirvió para dar seguridad de suministro eléctrico y poco para objetivos de aumento de eficiencia energética y productividad.

A partir de 1950 y hasta 1975 el desarrollo de cogeneración fue casi nulo, pero de 1975 a 1990 prácticamente se duplicó la cogeneración en la industria, en este último año se contaba con 600 mW instalados en el sector industrial. Por otro lado, en el sector público en este mismo período, el desarrollo en cogeneración fue muy importante, se instalaron 1400 mW en los sectores petrolero, siderúrgico y azucarero, para un total nacional a fines de 1992 de cerca de 2,000 mW.

La mayoría de los diseños de estos sistemas no han buscado una maximización de la eficiencia térmica, ni de energía eléctrica y con excepción de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y del Ingenio el Potrero, hasta 1995, ninguna otra empresa entrega energía eléctrica a la red.

1.2 Definición de cogeneración

Uno de los principales intereses que presenta la aplicación de sistemas de cogeneración, es el ahorro de energía primaria, ya que, aunque éstos no disminuyen la demanda energética directa de un proceso, si mejoran las condiciones de competitividad de la empresa teniéndose costos menores en los consumos de energía eléctrica y térmica a proceso.

Por esta razón, se tiene un ahorro económico global para el país, ya que lo que se logra mediante la instalación del sistema de cogeneración es la misma cantidad de energía tanto eléctrica como térmica para el proceso, con una mayor eficiencia de utilización, lo que implica

que al utilizar menos energía primaria se repercute en una disminución en la factura energética por lo que los costos de producción son menores.

Como definición de los sistemas de *cogeneración* implica que se tenga una *producción secuencial de energía térmica útil y energía eléctrica, partiendo de una fuente energética común*, y su acoplamiento es el que genera uno de los principales problemas de la cogeneración, ya que normalmente las demandas puntuales para una forma de energía no coinciden con las demandas puntuales de la otra forma de energía. Esta situación hace necesario averiguar alguna aplicación para la energía no demandada o buscar un dimensionamiento de planta de tal manera que se satisfagan las demandas de base de los dos tipos de energía, suministrando los picos por métodos convencionales o trabajando cargas parciales, lo que no es muy conveniente por tener capacidad ociosa e incrementar la inversión inicial.

Para una utilización efectiva de la cogeneración, resulta evidente que se requiere un ajuste apropiado entre las características del sistema y las necesidades energéticas de la planta en que se aplique. Debido a esto el adecuado dimensionamiento de una planta de cogeneración dependerá de las características propias de operación de la misma, y el sistema que es el adecuado en una planta no lo será en otra.

En este sentido, es necesario contar con una auditoría energética previa que detalle la variación en el tiempo, de la demanda de energía eléctrica y térmica, los planes de funcionamiento a futuro así como las características de los procesos. En el dimensionamiento de una planta de cogeneración los factores más importantes que intervienen son los consumos de energía térmica y eléctrica y sus variaciones, el equipo existente como son calderas, turbinas, motores, etc., y precios de los combustibles y de la electricidad.

Las decisiones de inversión en la industria dependen, entre otros, de los precios de los energéticos, de los criterios de rentabilidad aplicados, de las oportunidades de financiamiento, así como de las oportunidades de comercializar excedentes.

Para la realización del estudio de factibilidad de un proyecto de cogeneración, se deben analizar tres elementos esenciales que son: viabilidad técnica, viabilidad económica y viabilidad de mercado.

1.3 Clasificación de la cogeneración

La cogeneración puede clasificarse con base al orden en que se realiza la generación de energía calorífica y energía eléctrica o con base al tipo de primotor principal que se utilice. Con base al orden en que se realiza la cogeneración de energía, ésta se clasifica en:

1. **Sistemas superiores o Topping cycles**, la energía primaria se utiliza para producir un fluido a alta temperatura y presión, dicho fluido se utiliza para generar energía mecánica o eléctrica y el calor residual del fluido se utiliza en el proceso industrial.

Los sistemas superiores son ampliamente utilizados en los procesos de las industrias de pulpa y papel, petróleo, textiles, cerveza, comida, azúcar y otras más.

2. **Sistemas inferiores o Bottoming cycles**, la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica.

Los sistemas inferiores son utilizados en procesos generalmente con calor de desecho de 250°C de temperatura o mayor, tales como son las industrias del cemento, acero, vidrio, química y otras.

Con base al tipo de primotor principal la cogeneración se clasifica en:

1. **Cogeneración con turbina de gas**, cuando el sistema es integrado por una turbina de gas, la cual recibe este nombre debido a que el fluido que se expansiona a través de sus alabes es el gas producto de la combustión y no porque ésta solo utiliza gas como combustible
2. **Cogeneración con turbina de vapor**, cuando el sistema utiliza una turbina de vapor con condensación o a contrapresión
3. **Cogeneración con motor de combustión interna**, cuando el sistema utiliza algún motor reciprocante no importando el combustible que lo impulse

1.4 Estudio de factibilidad técnica

El *estudio de factibilidad* es un estudio técnico que permite optimizar el aprovechamiento de la energía primaria, contemplando el proceso (Demand Side Management), los servicios auxiliares y los posibles sistemas de generación eléctrica para autoabastecimiento.

En los resultados del estudio se espera contar con análisis comparativos, tanto de energía como económico, entre la situación actual y las alternativas de optimización energética incluyendo la cogeneración. Existen seis etapas principales previas al estudio, estas se citan a continuación:

1. Recopilación de información aplicando un cuestionario con los siguientes puntos primordiales:

I. Identificación de la empresa

Nombre de la empresa
Rama industrial a la que pertenece
Domicilio
Teléfono
Fax
Responsable: nombre y cargo

II. Producción

Período de trabajo
Hrs/día
Días/semana
Hrs/año
Número de trabajadores
Productos principales
Cantidad anual
Producción total anual últimos cinco años

III. Electricidad

kV tomados de la red
kV distribuidos
Consumo anual [kWh]
Fuerza
Alumbrado
Consumo anual [Miles de pesos]
Fuerza
Alumbrado
Costo kW, kWh base, punta e intermedio

Demanda máxima [kW]

IV. Consumo de combustibles

Combustóleo [Litros/año]

Gas natural [m³/año]

Carbón [Toneladas/año]

Gas L.P. [Toneladas/año]

Importe de combustibles [Miles de pesos]

Combustóleo

Gas natural

Carbón

Gas L.P.

Distribución aproximada del consumo en porcentaje:

Hornos

Calderas

Calefacción

Otros

V. Equipo eléctrico

Número de transformadores especificando:

Potencia nominal [kVa]

Potencia de entrada [kVa]

Potencia de salida [kVa]

Número de motores especificando:

Potencia nominal [Hp]

Factor de sobrecarga

VI. Equipo térmico

Número de calderas con:

Año de construcción

Tipo

Capacidad nominal y actual

Presión nominal y actual

Temperatura nominal y actual

Consumo de combustible

Condensadores con:

Porcentaje de recuperación

Temperatura

Tipo y flujo entregado de condensado

Quemadores de hornos registrando:

Modelo

Potencia térmica [kW]

Regulación

VII. Hornos

Número de unidades

Proceso en el que se usan

Combustible:

Tipo

Consumo

Potencia [kW]

Se deben analizar los datos plasmados en el cuestionario y obtener conclusiones previas y validación en gabinete; además, es muy recomendable realizar previamente un diagnóstico de segundo nivel para establecer la situación energética de la planta, dado que podría ser

engañoso el ahorro obtenido al implantar un sistema de cogeneración, sin haber previamente realizado un saneamiento de las condiciones energéticas actuales. Los datos señalados previamente sirven de base tanto para realizar un diagnóstico primario como para el estudio de prefactibilidad.

2. Preparación del modelo matemático para aplicarlo al análisis de alternativas
3. Recorrido por las instalaciones para verificar el estado de los equipos, el tipo y calidad del mantenimiento
4. Determinación de mediciones complementarias que tengan que hacerse en sitio
5. Conocimiento de horarios y patrones operativos en la planta, así como planes de aplicación en su caso
6. Validación de datos. Esta etapa concluye con:
 - I. Mediciones complementarias regionales
 - II. Análisis de patrones de operación: sistema de vapor, sistema eléctrico, precios y tarifas de energía
 - III. Costo de la energía actual y costos relacionados
 - IV. Determinación de costos de energía para las alternativas desarrolladas
 - V. Estimación de inversiones a realizar
 - VI. Análisis preliminar de rentabilidad

Es necesario además, analizar otros factores, que darán la sensibilidad al estudio. Estos son: las prácticas normales de operación de la planta; la posibilidad de recuperación de los gases de escape de procesos y la recuperación de condensados (actual y factible).

Otra información útil es la siguiente:

1. Los costos de mantenimiento

2. El costo de los servicios auxiliares (agua tratada, agua de enfriamiento, lubricantes, etc.)
3. Los combustibles disponibles alternos actuales y futuros
4. Proyección de necesidades futuras de energía eléctrica y vapor (10 ó más años) considerando planes de crecimiento o modificaciones, cancelaciones y ampliaciones de la industria
5. Leyes y reglamentos del Servicio Público de Energía Eléctrica en materia de autoabastecimiento y cogeneración aplicables
6. Leyes y reglamentos ecológicos aplicables

Este trabajo previo, concluye con la determinación de curvas de consumo de energía eléctrica, vapor y agua caliente (horaria, diaria, semanal, estacional y anual, si es posible), para cada sistema del proceso y la estimación de los costos de la energía actual.

Posteriormente se inician las etapas del estudio técnico. Al terminar el análisis de las características de operación, consumos y la estimación de los costos de la energía actual, se pasa a determinar las alternativas técnicas factibles de cogeneración que dependerán de los siguientes factores:

1. El balance energético vapor-energía eléctrica, futuro, que determinará la relación de energía térmica útil a energía eléctrica (ET/EE)
2. Las presiones y temperaturas del vapor entregado a los diferentes sistemas de proceso
3. Tipo de combustible disponible

Las alternativas a considerar para proyectos de cogeneración dependerán además de lo anterior, del objetivo del sistema que puede ser (ver figura 1.4.1):

1. Cubrir las necesidades de energía eléctrica, sin que haya excedente y cubrir una parte de la energía térmica

2. Cubrir las necesidades de energía térmica, con posibilidad de contar con excedentes eléctricos para venta a la red
3. Cubrir las necesidades de energía térmica, con posibilidad de contar con faltantes eléctricos y complementar estos con energía eléctrica de la red

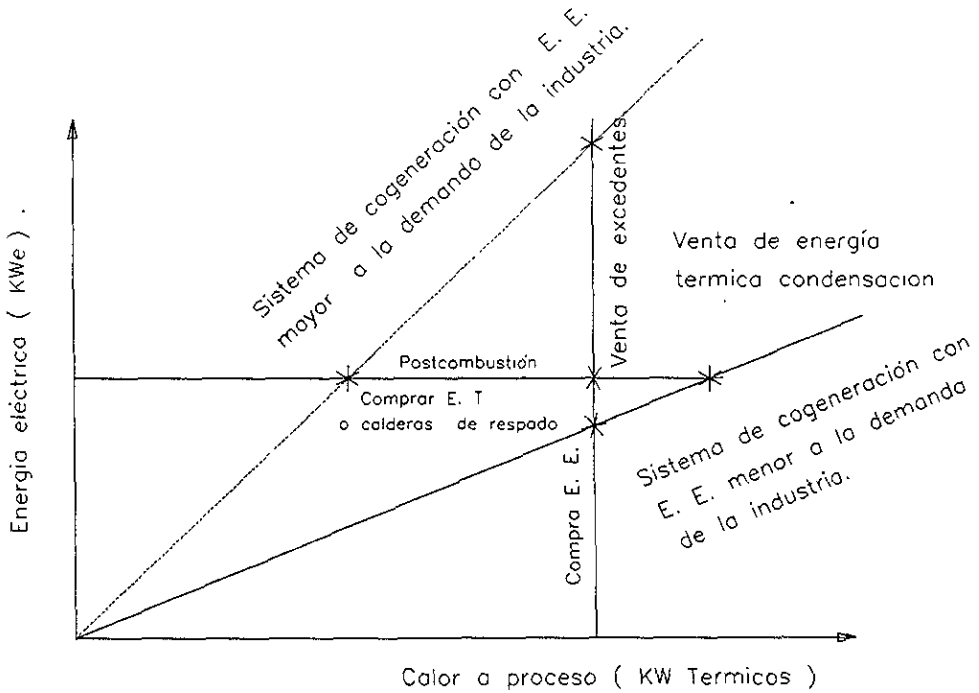


Fig. 1.4.1 Mapa energético.

Para cada uno de los sistemas y dependiendo de las curvas horarias y mensuales de requerimientos térmicos y eléctricos, se analizan alternativas técnicas con el objetivo de que el sistema que haya sido seleccionado cubra las necesidades de operación del proceso industrial, tanto térmicas como eléctricas.

Contando con una primera preselección de las alternativas factibles, se debe realizar el análisis de los costos de operación incluyendo el costo de la energía, para cada una de ellas.

Para lo anterior es necesario realizar un balance energético-económico que deberá incluir lo siguiente:

1. Consumo anual de energía térmica de los elementos primarios
2. Consumo anual de energía (en su caso) de los elementos de post-combustión
3. Energía eléctrica anual generada para condiciones de horario base, intermedio y punta
4. Energía eléctrica anual que se requiere de la red en horarios base, intermedio y punta
5. Energía eléctrica excedente que se venderá a la red en horarios base, intermedio y punta
6. Costo de la energía térmica en elementos primarios
7. Costo de la energía térmica (en su caso) en los elementos de post-combustión
8. Costo de energía eléctrica comprada a la red
9. Precio medio de la energía entregada a la red
10. Ingresos por concepto de energía vendida

Además del costo de la energía, habrá que considerar otros costos de operación anuales que incidirán en el costo unitario de la energía producida. Estos son:

1. Costos de refacciones y mantenimiento
2. Costo de los servicios auxiliares, agua tratada, agua de enfriamiento, lubricantes, etc.

3. **Costos de seguros**
4. **Dos por ciento de impuesto sobre el activo y a ésto habrá que restarle el ingreso anual por venta de energía eléctrica excedente de la red**
5. **Estimación de inversiones a realizar**
6. **Análisis preliminar de rentabilidad**

La finalidad de contar con todos estos valores es la de evaluar el ahorro neto anual comparativo entre las diferentes opciones. Siendo que el análisis preliminar de rentabilidad analizará los factores de costo-beneficio de la inversión, su tiempo y tasa de retorno, se requiere efectuar un buen estimado de la inversión. Lo cual incluye el análisis de inversión mínima y el de potencial de energía eléctrica maximizando el aprovechamiento de la energía térmica.

Las inversiones varían proporcionalmente con la potencia a generar y con la cantidad de recuperación de calor y la producción de vapor. En estudios finales, es necesario obtener cotizaciones firmes de fabricantes y contratistas, sin embargo en estos análisis de factibilidad es suficiente contar con estimaciones globales tomando valores típicos de inversión de US dll/kW como se muestra en la figura 1.4.2

COMPORTAMIENTO DE LAS INVERSIONES EN POTENCIA ELECTRICA

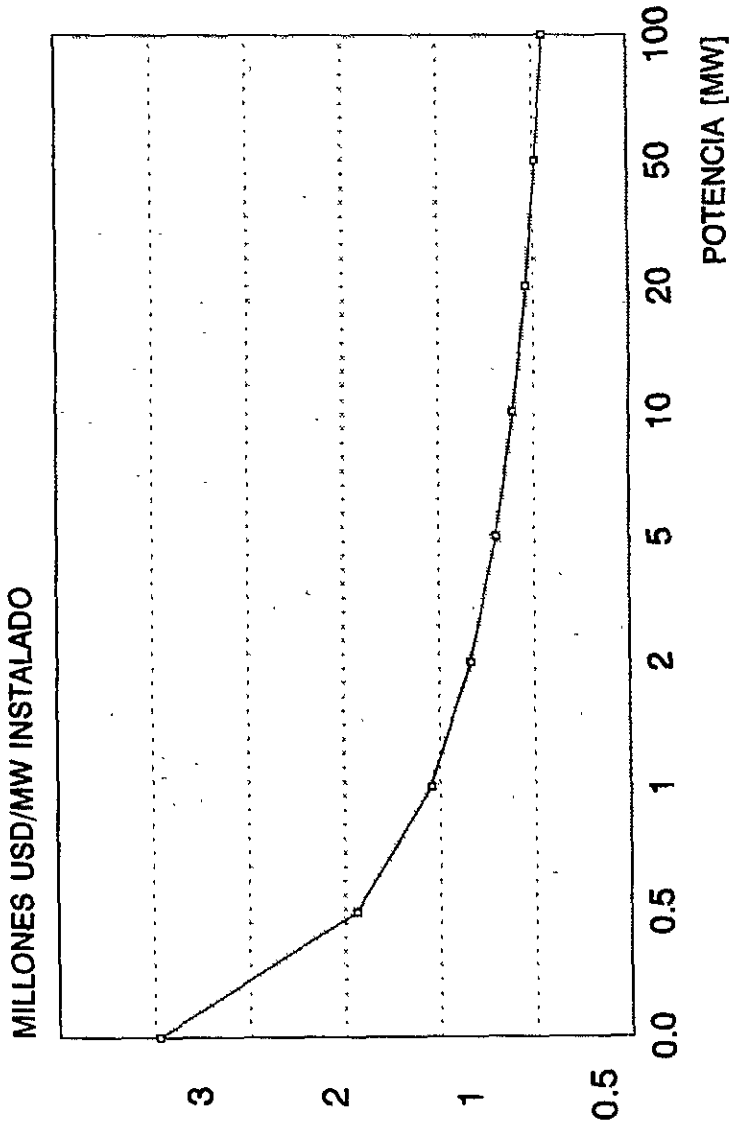


Figura 1.4.2

1.5 Estudios de rentabilidad técnica-económica

Terminando las etapas anteriores, se da inicio al **análisis de rentabilidad**. El análisis de rentabilidad de las inversiones debe ser realizado con cuatro parámetros que indican la conveniencia o no de hacer la inversión. Estos son:

1. La relación beneficio/costo: si es mayor que la unidad, la inversión es recomendable
2. La relación inversión/ahorro, también conocida como el tiempo de recuperación (meses) de la inversión: debe ser mucho menor a la vida útil de la inversión
3. La tasa de retorno de inversión o tasa interna de retorno, que debiera ser mayor que la tasa primaria existente al efectuar la inversión, la tasa de oportunidad o la tasa de inversión comercial
4. El valor presente de los flujos de efectivos del proyecto debe ser siempre positivo

En esta última etapa se tiene el contenido del **resumen ejecutivo del estudio**, el cual lleva los siguientes puntos:

1. El estudio llevará inicialmente una introducción mencionando los antecedentes del estudio, incluyendo una breve descripción de la planta objeto del estudio y el proceso manejado
2. Se presentarán a continuación datos, bases, resumen de la situación energética y el costo de la energía de la planta en su situación actual incluyendo su balance de masa y energía (expresado además como diagrama Sankey)
3. Descripción de todas las acciones propuestas para cada una de las opciones incluyendo mejoras en el uso de la energía en el proceso y servicios (características de operación de calderas y plantas de fuerza)
4. Modificaciones y/o nuevas inversiones propuestas a los equipos

5. **Balance de masa y energía de cada una de las opciones manejadas. Diagrama de Sankey. Relación de monto de inversiones y modificaciones (estimado, preliminar $\pm 20\%$)**
6. **Conclusiones y recomendaciones del estudio. Incluyendo comentarios sobre el interés de la industria, el nivel técnico del personal de la empresa, la capacidad económica de la empresa para las inversiones y en su caso, factores adicionales recomendables tales como confiabilidad del equipo existente, confiabilidad de suministro de combustible por parte de los proveedores, requerimiento de cambio de tarifas**
7. **Tabla resumen de balances de energía térmica y eléctrica (situación actual de la planta, opción de inversión mínima y opción de maximización eléctrica de energía térmica)**
8. **Tabla resumen de análisis de inversión, ahorro y beneficio-costo**
9. **Tabla comparativa de flujo de caja para las nuevas opciones**

1.6 Consumos energéticos en la industria de la celulosa y el papel

En este subtema se presentan los principales resultados referentes a las ramas de la celulosa y del papel, obtenidos de la encuesta sobre consumo de energía en la industria, efectuada en 1983-1984, coordinada por PEMEX y con trabajo de campo del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) [1].

La información recopilada por el IMP tuvo una cobertura de 26 plantas de las ramas que nos ocupan y fue sometida a revisión y validación por la Subgerencia de Economía de la Energía (SEE).

En seguida se muestran las tablas 1.6.1.1, 1.6.2.1 y 1.6.3.1, con la finalidad de dar una idea global sobre los consumos energéticos que se tienen sobre la industria del sector papelerero, por pertenecer a la rama industrial a la cual se le efectuará el estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración.

En estas tablas se puede consultar el origen, el valor de la energía consumida, el destino de los combustibles y vapor generado, y la estructura del destino de los combustibles todo perteneciente al sector que nos ocupa.

1.6.1 Origen y valor de la energía consumida en las industrias de la celulosa y del papel

Encuesta I. M. P. P. E. M. E. X.: origen y valor de la energía consumida en las industrias de la celulosa y del papel			
Concepto		Unidades	Cantidad
Energía comprada	Gas natural	10 ⁶ Kcal	2,409.65
	Gas licuado	10 ⁶ Kcal	23.12
	Combustóleo	10 ⁶ Kcal	4,885.36
	Diesel	10 ⁶ Kcal	15.62
	Coque de carbón	10 ⁶ Kcal	0.54
	Energía eléctrica	10 ⁶ Kcal	2,820.57
	Otros	10 ⁶ Kcal	1.23
	Total	10⁶Kcal	16,192.09
Energía autogenerada	Combustibles	10 ⁶ Kcal	1,365.10
	Electricidad	10 ⁶ Kcal	826.50
	Total	10⁶Kcal	2,191.60
Consumo total de energía (energía comprada más combustibles autogenerados)		10 ⁶ Kcal	18,383.69
Estructura del consumo	Gas natural	%	20.92
	Gas licuado	%	0.20
	Combustóleo	%	42.41
	Diesel	%	0.14
	Coque de carbón	%	0.00
	Energía eléctrica	%	24.48
	Otros	%	0.01
	Combustibles autogenerados	%	11.85
	Total	%	100.00
	Costo de la energía	Gas natural	10 ⁶ pesos
Gas licuado		10 ⁶ pesos	4.75
Combustóleo		10 ⁶ pesos	365.44
Diesel		10 ⁶ pesos	5.31
Coque de carbón		10 ⁶ pesos	0.22
Energía eléctrica		10 ⁶ pesos	1,278.01
Otros		10 ⁶ pesos	0.10
Combustibles autogenerados		10 ⁶ pesos	155.55
Electricidad autogenerada		10 ⁶ pesos	389.28
Total comprada		10⁶ pesos	1,901.90
Total autogenerada	10⁶ pesos	524.83	
Costo total de la energía	10⁶ pesos	2,426.73	

Tabla 1.6.1.1

En base a la tabla 1.6.1.1 es importante hacer notar que el combustóleo seguido por el gas natural y la energía eléctrica son las energías más compradas entre otras energías, referentes a las industrias de la celulosa y del papel.

Existen dos tipos de energía autogenerada por esta rama industrial que son los combustibles y la electricidad.

El consumo de energía en esta área corresponde en mayor parte al combustóleo, energía eléctrica y gas natural entre otros consumos de energía.

La energía total comprada tiene el mayor costo en comparación con la energía total autogenerada del tema que nos ocupa en estudio.

1.6.2 Destino de los combustibles y del vapor generado en las industrias de la celulosa y del papel

Encuesta I. M. P. E. M. E. X. destino de los combustibles y del vapor generado en las industrias de la celulosa y del papel			
Concepto		Unidades	Cantidad
Uso directo en la producción	Gas natural	10 ⁶ Kcal	78.78
	Gas licuado	10 ⁶ Kcal	22.85
	Combustóleo	10 ⁶ Kcal	220.24
	Diesel	10 ⁶ Kcal	1.14
	Coque de carbón	10 ⁶ Kcal	0.54
	Autogenerados	10 ⁶ Kcal	0.00
	Otros	10 ⁶ Kcal	1.23
	Total	10⁶Kcal	324.86
Generación directa de electricidad	Gas natural	10 ⁶ Kcal	0.00
	Gas licuado	10 ⁶ Kcal	0.00
	Combustóleo	10 ⁶ Kcal	0.00
	Diesel	10 ⁶ Kcal	1.78
	Coque de carbón	10 ⁶ Kcal	0.00
	Autogenerados	10 ⁶ Kcal	0.00
	Otros	10 ⁶ Kcal	0.00
	Total	10⁶Kcal	1.78
Generación de vapor	Gas natural	10 ⁶ Kcal	2,330.88
	Gas licuado	10 ⁶ Kcal	0.17
	Combustóleo	10 ⁶ Kcal	4,885.12
	Diesel	10 ⁶ Kcal	1.45
	Coque de carbón	10 ⁶ Kcal	0.00
	Autogenerados	10 ⁶ Kcal	1,365.10
	Otros	10 ⁶ Kcal	0.00
	Total	10⁶Kcal	8,582.72
Otros usos	Total	10⁶Kcal	11.25
Destino del vapor		10 ⁶ Kcal	
Para usados en producción		10 ⁶ Kcal	3,783.30
Por alimentación directa		10 ⁶ Kcal	5,343.10
Por medio del vapor de extracción		10 ⁶ Kcal	221.59
Para generar energía eléctrica		10 ⁶ Kcal	2,696.32

* No se incluyen servicios secundarios (baños, cocinas, etc.)

Tabla 1.6.2.1

En referencia a la tabla 1.6.2.1 es importante hacer notar que el combustóleo seguido por el gas natural y el gas licuado son los combustibles que tienen mayor uso directo en la producción entre otros combustibles, referentes a las industrias de la celulosa y del papel.

El diesel es el único combustible utilizado en la generación directa de electricidad por esta rama industrial.

Para la generación de vapor de esta área se usan los siguientes combustibles: primero el combustóleo, seguido por el gas natural y finalmente combustibles autogenerados entre otros combustibles.

El vapor generado en este tipo de industrias se emplea esencialmente en unidades productivas, para alimentación directa y para generar energía eléctrica entre otros destinos.

1.6.3 Estructura del destino de los combustibles en las industrias de la celulosa y del papel

Encuesta I. M. P. E. M. E. X. estructura del destino de los combustibles en las industrias de la celulosa y del papel			
Concepto		Unidades	Cantidad
Uso directo en la producción	Gas natural	%	0.91
	Gas licuado	%	0.26
	Combustóleo	%	2.53
	Diesel	%	0.01
	Coque de carbón	%	0.00
	Autogenerados	%	0.01
	Otros	%	0.01
	Total	%	3.73
Generación eléctrica de centrales	Gas natural	%	0.00
	Gas licuado	%	0.00
	Combustóleo	%	0.00
	Diesel	%	0.01
	Coque de carbón	%	0.00
	Autogenerados	%	0.00
	Otros	%	0.00
	Total	%	0.01
Generación de vapor	Gas natural	%	26.80
	Gas licuado	%	0.00
	Combustóleo	%	53.63
	Diesel	%	0.01
	Coque de carbón	%	0.00
	Autogenerados	%	15.69
	Otros	%	0.00
	Total	%	96.13
Otros usos	Total	%	0.13
Consumo total de la energía	Total	%	100.00

Tabla 1.6.3.1

La tabla 1.6.3.1 permite hacer notar que el combustóleo seguido por el gas natural y el gas licuado son los combustibles que tienen el mayor uso directo en la producción entre otros combustibles, referentes a las industrias de la celulosa y del papel.

El diesel es el único combustible utilizado en la generación directa de electricidad por esta rama industrial.

Para la generación de vapor de esta área se usan los siguientes combustibles: primero el combustóleo, seguido por el gas natural y finalmente combustibles autogenerados entre otros combustibles.

1.7 Objetivos del presente trabajo

El presente trabajo tiene como objetivo principal realizar un estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de una industria del sector papelero y contribuya a la mejor comprensión de los estudios de factibilidad técnica-económica de cogeneración, al posibilitar el mejor conocimiento del cometido que la cogeneración juega en la industria, así como de sus limitaciones, además de orientar al lector hacia una forma de impulsar el ahorro y uso eficiente de la energía por medio de la cogeneración.

La cogeneración puede aplicarse en la mayoría de los procesos industriales, comerciales y de servicios en los que se requiere energía eléctrica y térmica, así como en aquellos procesos de empresas asociadas en las cuales se puede complementar el faltante de una de ellas con el excedente de la otra.

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía 1996 que publicó la Secretaría de Energía, los sectores industrial y comercial consumieron 33.5 y 14% respectivamente del consumo final total de energía [2] y no cuentan con sistemas de cogeneración, por lo que la implantación en estos sectores ofrece una oportunidad para ahorrar combustibles y disminuir las emisiones contaminantes a la atmósfera.

Con el objetivo de llevar a cabo el estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de una industria del sector papelerero, evaluar y promover el desarrollo de los sistemas de cogeneración se asesoró a una empresa del sector industrial papelerero en la realización de un estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración.

Esta industria papelerera es una planta que fabrica papel tisúe a partir del reciclaje de cartón y papel revista. Anteriormente contaba con tres máquinas procesadoras:

Máquina 1: El consumo de gas estimado para vapor es de 9, 969 kg/hr.

Máquina 2: El consumo de gas estimado para vapor es de 4, 200 kg/hr.

Máquina 3: El consumo de gas estimado para vapor es de 1, 411 kg/hr.

Actualmente se cuenta con una máquina 4, cuya capacidad de producción es mayor a la máquina 1, esto hace que los requerimientos energéticos de la máquina 4 sean de 9, 900 kg/hr de vapor.

Considerando la demanda eléctrica de la máquina 1 como el 60% de la demanda anterior total (dado que esta máquina produce el 60% del total), se infiere que la máquina 4 demanda de 4, 050 kW lo que hace un total para fines de evaluación de 10, 800 kW de demanda eléctrica media máxima. La última evaluación dió 6 mW para la máquina 4 y un incremento en la demanda anterior de 1 mW, lo que hace un total de 13.8 mW lo que resulta sumamente atractivo para poder cogenerar.

Los objetivos del análisis a cumplir son los siguientes:

1. Evaluar la factibilidad del proyecto de cogeneración con las condiciones actuales del mercado de los energéticos

2. **Proponer tres alternativas viables para el suministro de energía eléctrica sin descuidar las necesidades de energía térmica**

CAPITULO 2

APLICACION DE LAS ETAPAS DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICA

2.1 Aplicación del cuestionario

De acuerdo a lo establecido en 1.3 y 1.4, se aplican los siguientes puntos: clasificación de la cogeneración y el estudio de factibilidad técnica.

Para fines de este estudio se determinó utilizar los datos reales de una industria del sector paplero, con objeto de guardar total confidencialidad se omite, el nombre real de la empresa, el nombre de los responsables, dirección, ciudad, estado, teléfonos, fax, industrias cercanas, contactos personales y cualquier otro dato que pueda revelar su identidad.

En seguida se denominará "Industria papelera" a la empresa a la cual se le realizó el estudio de factibilidad técnica.

El cuestionario aplicado a esta "Industria papelera" se considera como típica, en ella se describen los datos principales, con los cuales podemos determinar si tiene las características técnicas para instalar algún sistema de cogeneración.

El cuestionario que se aplicó a la "Industria papelera" consta de las siguientes secciones:

- I. Identificación de la instalación industrial**
 - I.1 Identificación general**
 - I.2 Localización de la industria**
 - I.3 Contactos personales**

- I.4 Programa de trabajo
- I.5 Condiciones ambientales
- II. Datos energéticos básicos
 - II.1 Energía eléctrica
 - II.2 Energía eléctrica comprada
 - II.3 Energía térmica
 - II.3.1 Combustible
 - II.3.2 Producción de vapor
 - II.3.2.1 Generadores de vapor
 - II.3.2.2 Equipos motrices accionados con vapor
- III. Análisis energético
- IV. Perfiles de comportamiento de demanda térmica y eléctrica

Existe una gran variedad de encuestas, contando la mayoría de ellas con estructuras similares, por lo que dependerá del encargado del estudio o jefe de proyecto determinar la que más se adapte a los requerimientos de la empresa.

Para esta empresa la mayor parte de las 6 etapas o secciones del estudio de factibilidad técnica, ver 1.4, fueron llenadas sin embargo, algunas etapas o secciones no aparecen debido a que no aplican.

A continuación se presenta la encuesta típica realizada a la industria del sector papelerero.

- I. Identificación de la instalación industrial
 - I.1 Identificación general
Empresa: N. A.

Giro y/o actividad: Industria papelera

Responsables: N. A.

I.2 Localización de la industria

Dirección: N. A.

Ciudad: N. A.

Estado: N. A.

Teléfonos: N. A.

Fax: N. A.

Industrias cercanas: N. A.

I.3 Contactos personales

Responsable: N. A.

Cargo: N. A.

Responsable: N. A.

Cargo: N. A.

I.4 Programa de trabajo

Horario de trabajo

Horas al año: 8, 568

Horas/día/semana

lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado	domingo
24	24	24	24	24	16	0

Tabla 2.1.1

Semanas/año: 50

Período de vacaciones: semana santa y última semana de diciembre

Período de mantenimiento: variable

I.5 Condiciones ambientales

Altitud: 2, 444 m. s. n. m.

Temperatura ambiente: máxima 29. 4°C, mínima -1. 42°C

Temperatura de bulbo húmedo: N. A.

II. Datos energéticos básicos

II.1 Energía eléctrica

Consumo de energía eléctrica en la planta

Tipo de energía Demanda promedio	Consumo actual [kWh]	Demanda máxima	
		Máximo [mW]	Mínimo [mW]
Autogeneración	N. A.	N. A.	N. A.
Comprada	118, 238	14	13. 8

Tabla 2.1.2

II.2 Energía eléctrica comprada

De enero de 1994 a mayo de 1995

Consumo eléctrico de 1994

Periodo	D. Fact.	D. KW P	D. KW B	KWh Punta	KWh Base	KWh Punta \$	KWh Base \$
Enero	5,535	5,526	5,770	482,136	2,961,750	74,234	253,622
Febrero	5,554	5,642	5,699	463,070	2,812,035	71,299	240,991
Marzo	5,585	6,577	5,616	511,351	3,110,716	78,733	266,588
Abril	5,469	5,429	5,626	475,325	2,836,824	73,186	243,124
Mayo	5,606	5,602	5,620	524,587	3,207,913	80,771	274,918
Junio	5,626	5,620	5,649	452,804	2,641,132	69,718	226,345
Julio	5,694	5,681	5,742	493,739	2,908,674	76,021	249,273
Agosto	6,351	6,340	6,394	537,471	3,161,032	82,754	270,900
Septiembre	6,318	6,308	6,354	534,967	3,119,788	82,356	267,366
Octubre	7,190	7,175	7,247	606,924	3,743,953	93,448	320,857
Noviembre	7,325	7,298	7,431	656,240	3,993,214	101,041	342,218
Diciembre	7,504	7,498	7,535	579,575	3,545,638	89,238	303,661

Tabla 2.1.3

Periodo	D. Fact. \$	AJ. Comb. \$	Sumtotal \$	Pago \$	F. P.
Enero	130,692	14,292.12	473,040.57	498,807.61	0.9061
Febrero	133,502	9,467.80	155,290.00	486,707.64	0.9132
Marzo	131,873	1,304.66	478,498.73	531,752.56	0.9124
Abril	129,134	6,180.78	451,604.66	504,797.52	0.9086
Mayo	132,389	25,940.87	513,968.67	575,114.24	0.9054
Junio	132,841	17,852.61	498,756.85	498,877.56	0.9113
Julio	134,448	38,787.50	498,527.86	557,805.21	0.9047
Agosto	149,960	47,747.67	551,382.52	620,007.45	0.8943
Septiembre	148,180	55,844.62	554,759.15	623,206.48	0.8948
Octubre	169,770	40,941.75	625,018.61	704,230.58	0.8914
Noviembre	172,957	27,888.72	644,113.43	725,748.35	0.8914
Diciembre	177,184	25,493.84	595,776.80	667,949.33	0.8966

Tabla 2.1.4

Consumo eléctrico de 1995

Periodo	D. Fact.	D. KW.P.	D. KW.B.	kWh Punta	KWh Base	kWh Punta \$	kWh Base \$
Enero	7,612	7,589	7,704	623,056	3,773,243	95,931.78	323,366.93
Febrero	7,636	7,636	7,517	614,101	3,584,864	94,553.13	307,222.84
Marzo	7,596	7,564	7,772	651,128	3,984,402	100,254.18	341,463.25
Abril	7,644	7,611	7,773	675,364	4,002,439	103,980.41	343,009.02
Mayo	7,686	7,686	7,665	685,158	4,063,472	105,483.78	348,239.55

Tabla 2.1.5

Periodo	D. Fact. \$	A.I. Comb. \$	F. P. \$	Subtotal \$	Pago \$	F. P.
Enero	179,734.54	27,462.43	1,252.99	627,759.17	703,080.27	0.8974
Febrero	180,301.23	102,832.65	2,739.63	687,659.99	770,179.19	0.8939
Marzo	179,356.75	121,033.69	1,484.21	743,602.58	832,634.89	0.8963
Abril	180,460.13	208,912.02	4,182.00	840,596.19	963,497.54	0.8921
Mayo	181,481.83	218,579.44	3,415.17	857,222.37	1,002,650.17	0.8960

Tabla 2.1.6

II.3 Energía térmica

II.3.1 Combustible

Consumo de gas natural de 1994

Poder calorífico: 8,460 [Kcal/m ³]					
Periodo	Planta 1	Planta 2	Total [m ³]	Índice [m ³ /ton]	Pago \$
Enero	1, 298, 570	—	1, 298, 570	420	334, 520
Febrero	1, 110, 066	—	1, 110, 066	396	259, 853
Marzo	1, 097, 588	—	1, 097, 588	373	277, 639
Abril	1, 043, 734	—	1, 043, 734	350	276, 908
Mayo	1, 189, 656	—	1, 189, 656	366	284, 623
Junio	1, 007, 686	—	1, 007, 686	361	242, 877
Julio	1, 132, 539	—	1, 132, 539	404	258, 023
Agosto	1, 063, 012	—	1, 063, 012	415	253, 425
Septiembre	1, 171, 338	—	1, 171, 338	427	255, 266
Octubre	1, 368, 139	12, 734	1, 380, 873	422	262, 265
Noviembre	945, 602	430, 417	1, 376, 019	445	251, 914
Diciembre	540, 940	562, 604	1, 103, 544	445	245, 572

Tabla 2.1.7

Consumo de gas natural de 1995

Poder calorífico: 8,460 [Kcal/m ³]					
Periodo	Planta 1	Planta 2	Total [m ³]	Índice [m ³ /ton]	Pago \$
Enero	732,369	567,403	1,289,772	442	330,818
Febrero	661,948	586,450	1,248,398	490	309,661
Marzo	1,079,099	577,497	1,656,597	641	487,642
Abril	1,201,891	520,424	1,722,315	578	556,604
Mayo	947,894	824,378	1,772,272	560	610,232

Tabla 2.1.8

II.3.2 Producción de vapor

Consumo anual [ton/año]		Consumo mensual	
		Máximo [ton/mes] Nominal	Mínimo [ton/mes] Real
P = 13 kg/cm ² T = 205 °C			
Nominal	= 233,049.60	19,420.80	11,781.00
Real	= 141,372.00		

Tabla 2.1.9

II.3.2.1 Generadores de vapor

No.	Tipo de unidad	Fabricante año	Combustible [unidad]	Datos nominales o de placa		
				Flujo de vapor [kg/hr]	Presión manométrica [kg/cm ²]	Temperatura [°C]
1	VU-5 Acuaturbular	N. A. 1952	Gas natural m ³ /hr	5, 477	17. 5	—
2	D Acuaturbular	N. A. 1978	Gas natural m ³ /hr	12, 520	17. 5	—
3	D Acuaturbular	N. A. 1981	Gas natural m ³ /hr	10, 900	17. 5	—

Tabla 2.1.10

Datos reales de demanda o uso						
No.	Presión manométrica [kg/cm ²]	Temperatura [°C]	Flujo de vapor [kg/hr]			Operación [horas/año]
			Mínimo	Medio Real	Máximo Nominal	
1	13	205	—	3, 500	5, 400	8, 568
2	13	205	—	6, 500	10, 900	8, 568
3	13	205	—	6, 500	10, 900	8, 568

Tabla 2.1.11

- ◆ Temperatura de retorno de condensados 90°C
- ◆ Temperatura del agua de alimentación 95°C

II.3.2.2 Equipos motrices accionados con vapor

No.	Tipo de equipo	Potencia media de operación [kW]	Flujo de aire caliente [ton/hr]	Presión manométrica [kg/cm ²]	Horas de operación [ton/año]
1	Secador	3, 700	88.7	1. 0348	8, 568
2	Secador	1, 225	29. 4	1. 0348	8, 568

Tabla 2.1.12

Para la máquina 1

- ◆ Esta máquina produce 2, 000 toneladas brutas de papel por mes. Consume 260, 850 m³/mes de gas para quemadores y 678, 000 m³/mes de gas para la producción de vapor.
- ◆ Condiciones nominales: potencia térmica a 3, 700 kW a 420°C con un consumo nominal de gas natural de 418 m³/hr, ó 10, 000 m³/día
- ◆ El flujo de aire manejado nominal por el turbosoplador es de 30. 55 m³/seg, equivalente a 88.7 ton/hr de aire caliente
- ◆ La temperatura de trabajo es de 297°C
- ◆ El consumo de gas estimado para el quemador de esta máquina para secado de papel es de 361 m³/hr, equivalente a 3, 200 kW térmicos a 297°C
- ◆ El consumo estimado de gas para la generación de vapor es de 941. 67 m³/hr, equivalentes a 9, 969 kg/hr

Para la máquina 2

- ◆ Esta máquina produce 1, 000 toneladas brutas de papel por mes. Consume 206, 340 m³/mes de gas para la producción de vapor y 99, 600 m³/mes para quemadores
- ◆ El consumo de gas estimado para el quemador de esta máquina para secado de papel es de 138.33 m³/hr, equivalente a 1, 225 kW térmicos.
- ◆ El flujo de aire manejado nominal por el turbosoplador es de 29. 4 ton/hr de aire caliente
- ◆ La temperatura de trabajo es de 297°C
- ◆ El consumo de gas estimado para la generación de vapor es de 286. 6 m³/hr, equivalentes a 4, 200 kg/hr

Para la máquina 3

- ◆ Esta máquina produce 320 toneladas brutas de papel por mes y solo consume el vapor equivalente a 81, 570 m³/mes de gas natural. No utiliza quemadores
- ◆ El consumo estimado de gas para la generación de vapor es de 113. 3 m³/hr, equivalentes a 1, 411 kg/hr

Para la máquina 4

- ◆ Actualmente se tiene una máquina 4 y su consumo de gas estimado para la generación de vapor es de 9, 900 kg/hr y 3, 200 kW térmicos como mínimo

III. Análisis energético

Consumo de combustible para calderas		
Período	Consumo de gas natural de 1994 [m ³]	Consumo de gas natural de 1995 [m ³]
Enero	1, 288, 570	1, 269, 772
Febrero	1, 110, 066	1, 248, 398
Marzo	1, 097, 588	1, 656, 597
Abril	1, 043, 734	1, 722, 315
Mayo	1, 189, 656	1, 772, 272
Junio	1, 007, 686	—
Julio	1, 132, 539	—
Agosto	1, 063, 012	—
Septiembre	1, 171, 338	—
Octubre	1, 380, 873	—
Noviembre	1, 37, 6019	—
Diciembre	1, 103, 544	—

Tabla 2.1.13

IV. Perfiles de comportamiento de demanda eléctrica

Consumo eléctrico de 1994

Periodo	D. Fact.	D. kW/P.	D. kW/B.	kWh Totales
Enero	5,535	5,526	5,770	3,443,886
Febrero	5,554	5,642	5,699	3,275,105
Marzo	5,585	6,577	5,616	3,622,067
Abril	5,469	5,429	5,626	3,312,249
Mayo	5,606	5,602	5,620	3,732,500
Junio	5,626	5,620	5,649	3,093,936
Julio	5,694	5,681	5,742	3,402,413
Agosto	6,351	6,340	6,394	3,698,503
Septiembre	6,318	6,308	6,354	3,654,753
Octubre	7,190	7,175	7,247	4,350,877
Noviembre	7,325	7,298	7,431	4,649,454
Diciembre	7,504	7,496	7,535	4,125,213

Tabla 2.1.14

Consumo eléctrico de 1995

Periodo	D. Fact.	D. kW/P.	D. kW/B.	kWh Totales
Enero	7,612	7,589	7,704	4,396,298
Febrero	7,636	7,638	7,517	4,198,965
Marzo	7,596	7,564	7,772	4,635,530
Abril	7,644	7,611	7,773	4,677,833
Mayo	7,686	7,686	7,665	4,748,630

Tabla 2.1.15

Ordenamiento descendente de las cargas de los perfiles de comportamiento de demanda eléctrica y térmica

Demanda eléctrica			
Día	Consumo [kWh]	Día	Consumo [kWh]
1	317,333	31	296,883
2	316,395	32	296,629
3	314,419	33	296,084
4	312,572	34	295,947
5	311,438	35	295,321
6	310,037	36	294,862
7	309,258	37	293,270
8	308,767	38	292,486
9	308,473	39	291,377
10	308,306	40	289,737
11	307,687	41	289,642
12	306,693	42	289,375
13	306,227	43	289,057
14	305,091	44	287,807
15	304,799	45	287,635
16	304,468	46	284,866
17	304,160	47	284,432
18	303,905	48	284,180
19	303,734	49	283,230
20	303,230	50	281,002
21	303,224	51	280,643
22	303,169	52	278,298
23	302,341	53	274,806
24	301,284	54	272,342
25	301,077	55	270,329
26	301,068	56	259,380
27	300,449	57	246,571
28	299,574	58	243,623
29	296,980	59	225,461
30	297,301	60	203,825

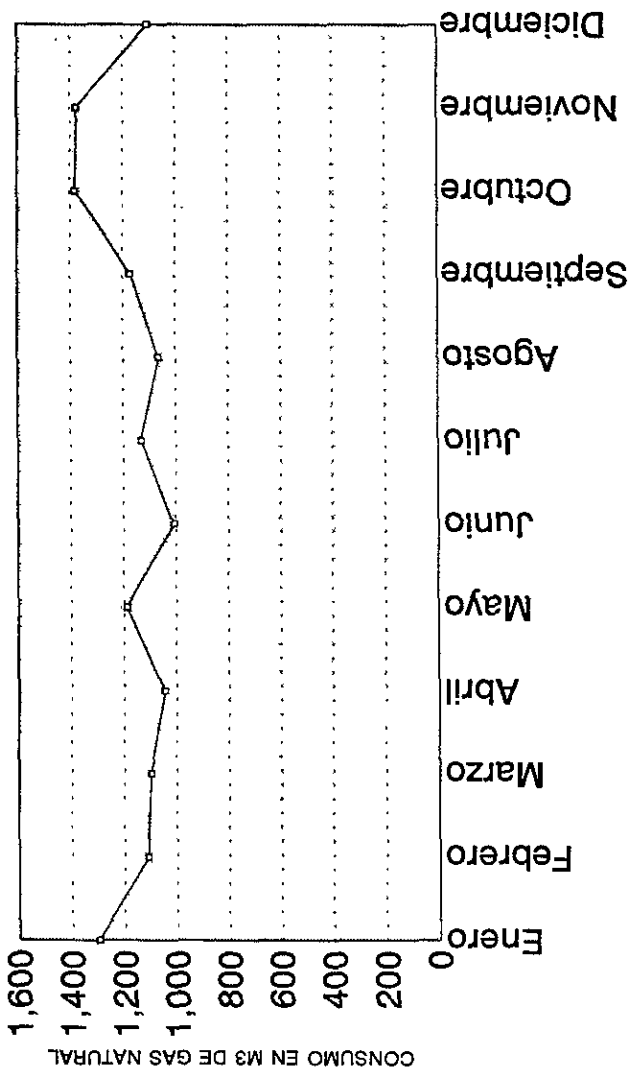
Tabla 2.1.16

Demanda térmica de vapor			
Día	Consumo [ton/día]	Día	Consumo [ton/día]
1	1419,49	31	626,72
2	983,88	32	622,37
3	961,42	33	616,23
4	979,22	34	611,06
5	934,62	35	610,63
6	919,14	36	610,44
7	911,80	37	606,61
8	907,21	38	606,46
9	896,01	39	605,14
10	889,32	40	601,31
11	885,73	41	795,63
12	884,19	42	795,57
13	881,44	43	789,23
14	878,66	44	776,24
15	867,70	45	774,22
16	867,34	46	769,49
17	863,65	47	759,68
18	861,14	48	719,34
19	860,93	49	659,89
20	856,01	50	652,13
21	854,91	51	605,41
22	853,11	52	604,16
23	841,17	53	602,14
24	835,58	54	601,96
25	834,71	55	599,54
26	834,45	56	599,00
27	834,41	57	588,84
28	832,81	58	585,01
29	829,18	59	583,77
30	829,08	60	554,18

Tabla 2.1.17

CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA CALDERAS

ANALISIS ENERGETICO



PERIODO 1994

Figura 2.1.1

CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA CALDERAS

ANALISIS ENERGETICO

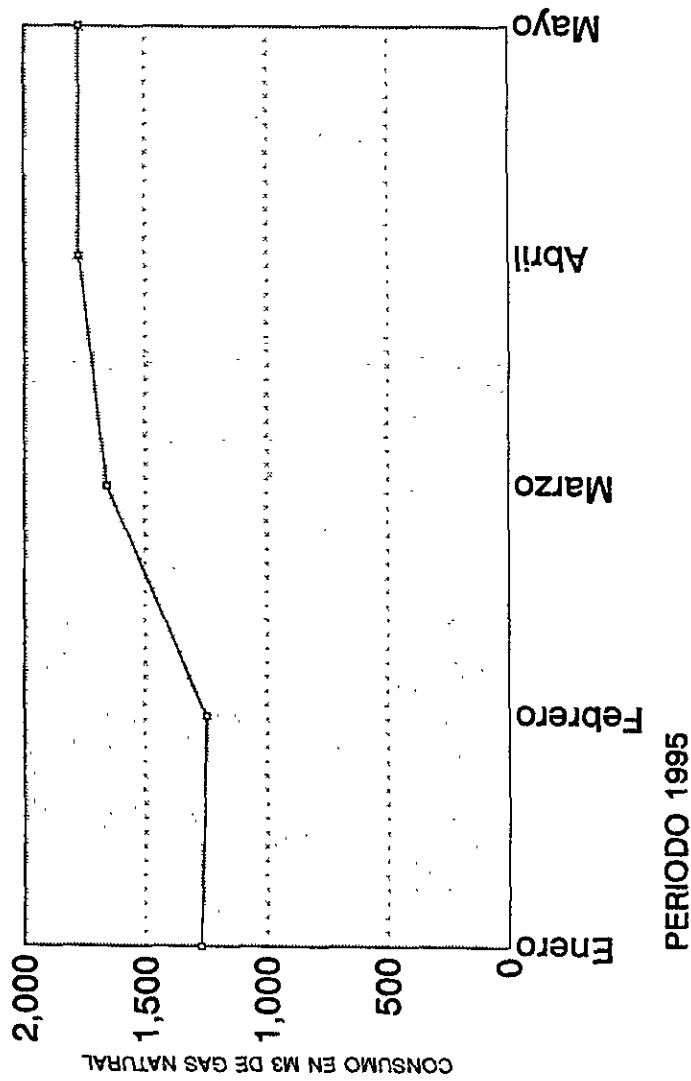
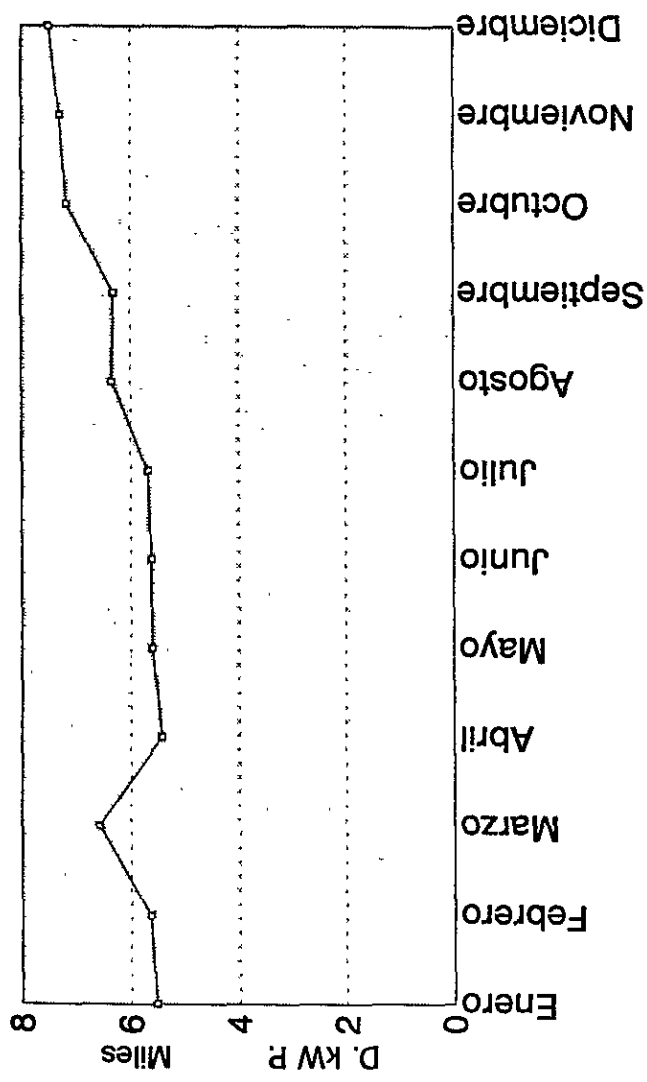


Figura 2.1.2

PERFILES DE COMPORTAMIENTO DE DEMANDA ELECTRICA

ANALISIS ENERGETICO

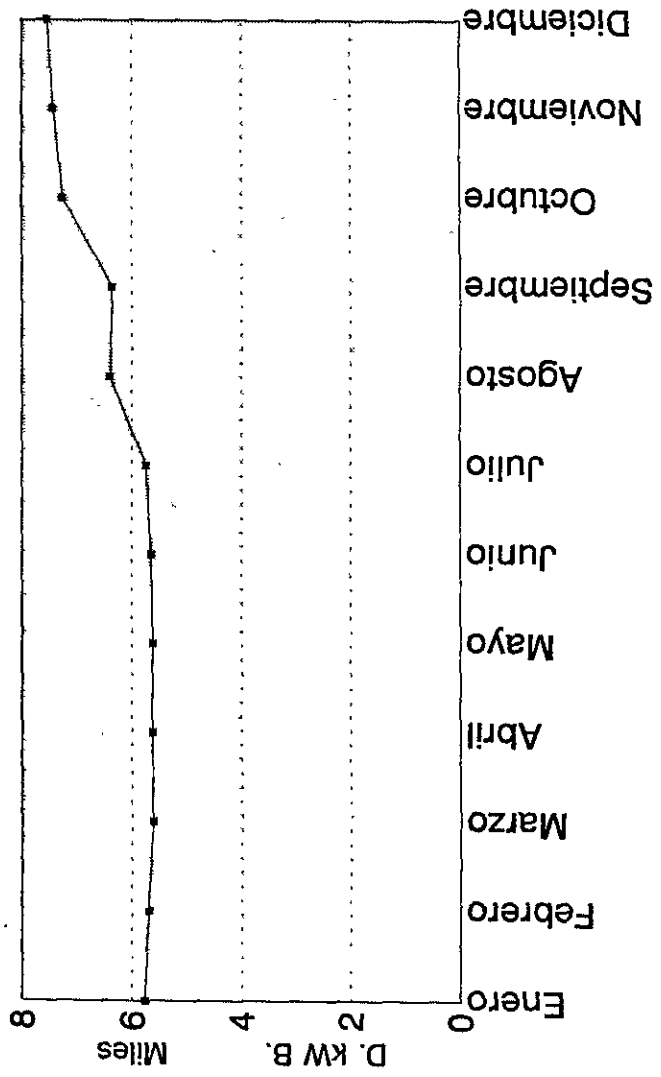


PERIODO 1994

Figura 2.1.3

PERFILES DE COMPORTAMIENTO DE DEMANDA ELECTRICA

ANALISIS ENERGETICO

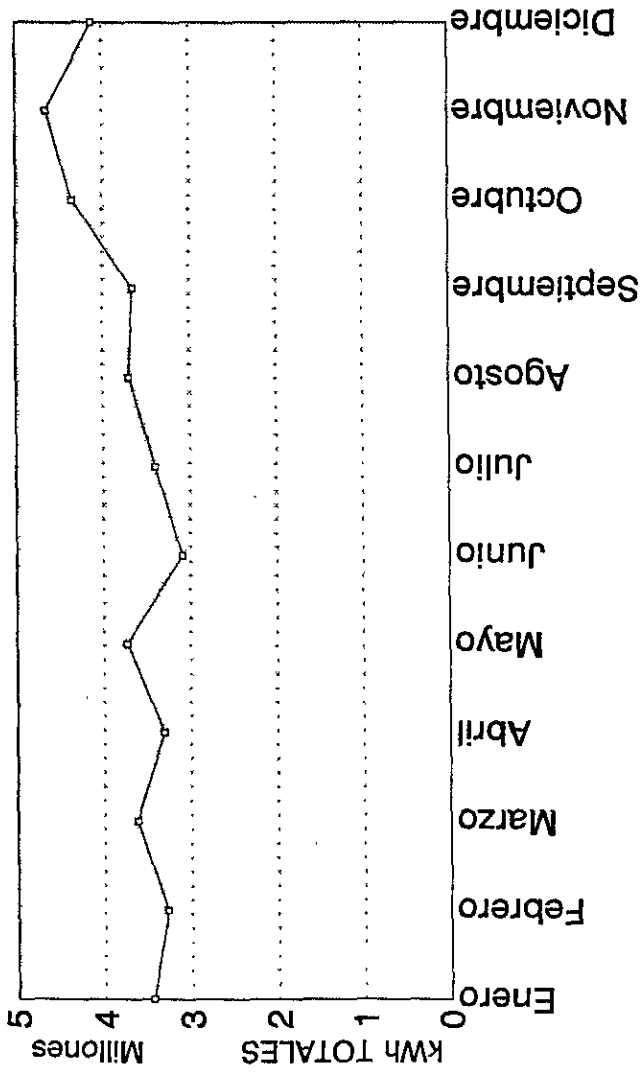


PERIODO 1994

Figura 2.1.4

PERFILES DE COMPORTAMIENTO DE DEMANDA ELECTRICA

ANALISIS ENERGETICO



PERIODO 1994

Figura 2.1.5

PERFILES DE COMPORTAMIENTO DE DEMANDA ELECTRICA

ANALISIS ENERGETICO

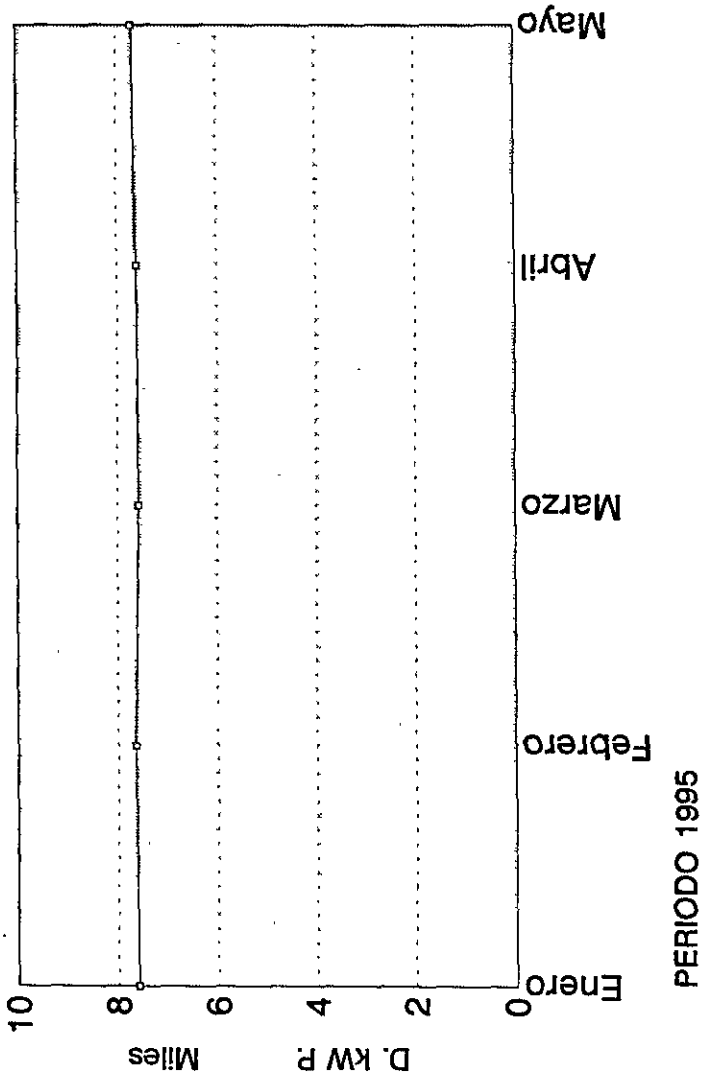


Figura 2.1.6

PERFILES DE COMPORTAMIENTO DE DEMANDA ELECTRICA

ANALISIS ENERGETICO

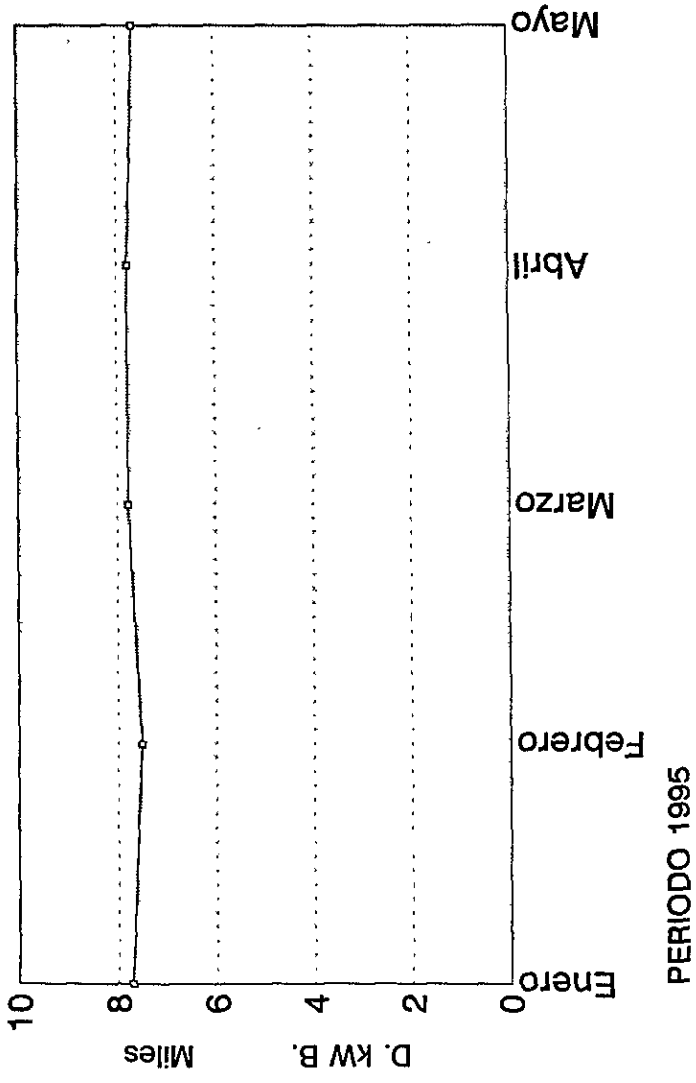


Figura 2.1.7

PERFILES DE COMPORTAMIENTO DE DEMANDA ELECTRICA

ANALISIS ENERGETICO

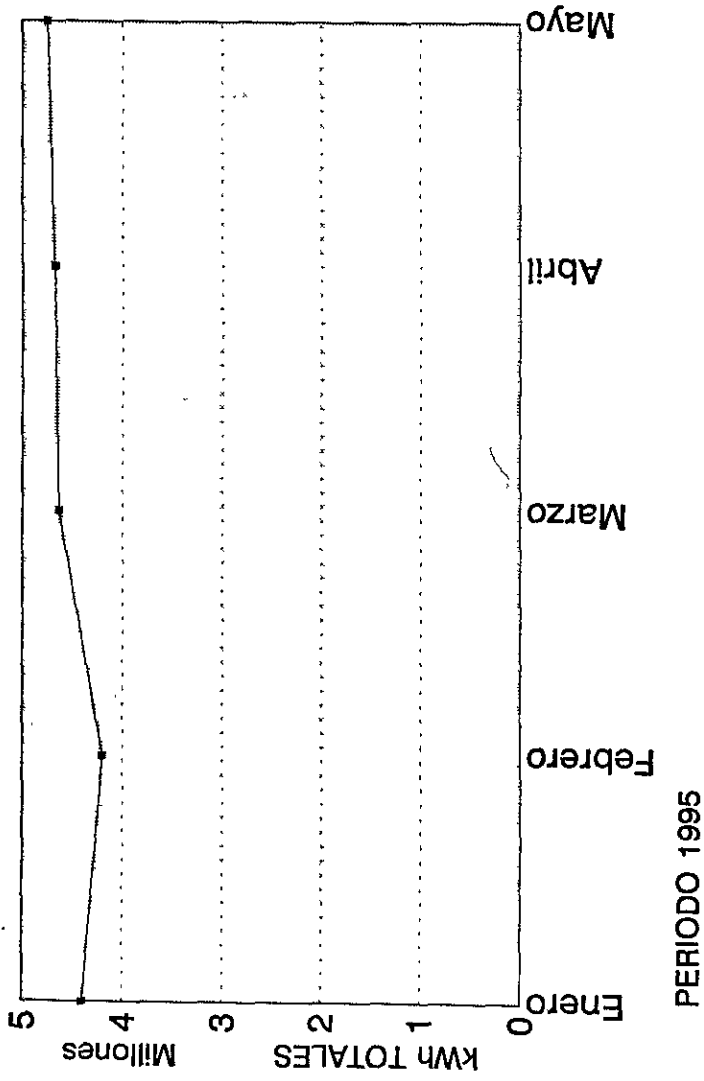


Figura 2.1.8

CURVA DE DURACION DE CARGA ELECTRICA

ANALISIS ENERGETICO

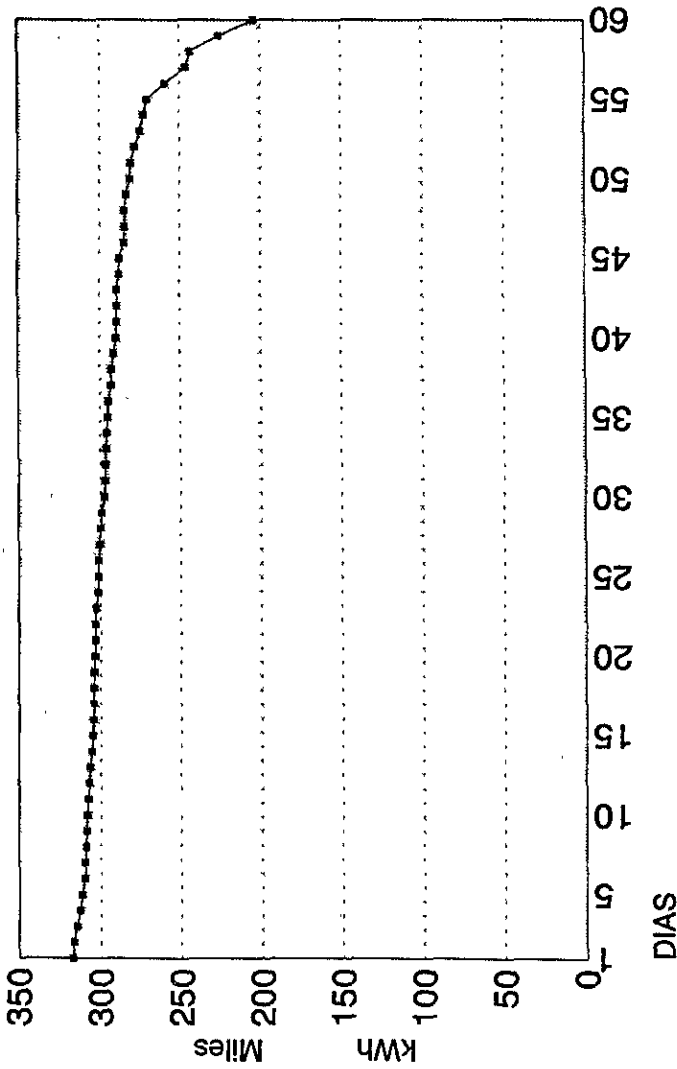


Figura 2.1.9

CURVA DE DURACION DE CARGA TERMICA

ANALISIS ENERGETICO

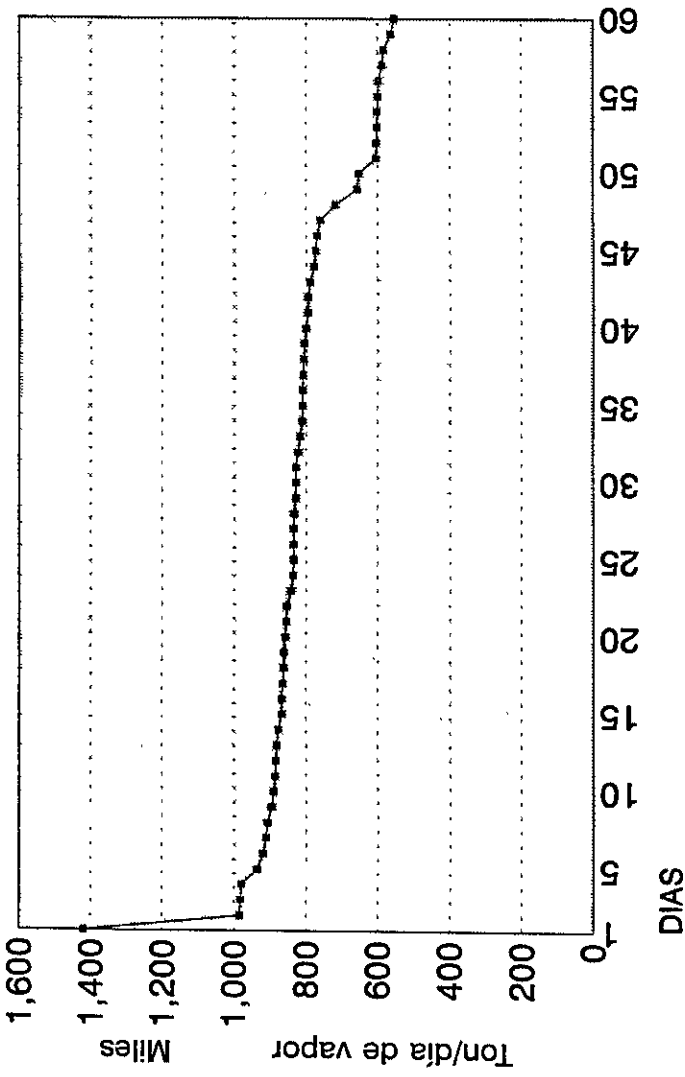


Figura 2.1.10

CAPITULO 3

ANALISIS DEL ESTUDIO DE

FACTIBILIDAD TECNICA-

ECONOMICA

3.1 Análisis de factibilidad técnica

3.1.1 Alternativas

Una vez analizada y validada la información fuente se procede a realizar el análisis de factibilidad técnica. Con base a los datos obtenidos en el cuestionario que se aplicó a la "Industria papelera" se analiza cual escenario será el más viable para diseñar e implementar el sistema de cogeneración.

Los perfiles de comportamiento de demanda eléctrica y térmica, ver tablas 2.1.16 y 2.1.17, nos permitirán determinar que escenario puede llegar a ser más viable para instalar el sistema de cogeneración, ya que a través de ellos se puede visualizar la simultaneidad con que ocurren los picos y valles de cada una de las demandas.

Los escenarios más comunes sobre los cuales se puede diseñar un sistema de cogeneración en la industria son:

1. Satisfacer 100% la demanda térmica y la demanda eléctrica

Este escenario le da una autonomía completa a la planta, sin embargo el sistema de cogeneración seleccionado deberá tener una flexibilidad para mantener siempre la satisfacción de las necesidades energéticas de la empresa. Este escenario se presenta cuando la relación Q/E se mantiene constante a través del tiempo.

2. Satisfacer 100% la demanda térmica y tener déficit de energía eléctrica

Este escenario es incapaz de generar toda la energía eléctrica requerida dentro de la planta. La flexibilidad en el funcionamiento del sistema se complica de manera sustancial, ya que en ocasiones se tienen fuertes variaciones de la relación Q/E, ocasionadas por variaciones de la demanda eléctrica.

Cuando un sistema de cogeneración no satisface el 100% de la demanda eléctrica, se deben tomar en cuenta con base a los perfiles eléctricos los períodos y duración de los picos de demanda, ya que en ocasiones no es justificable la inversión para incrementar la capacidad eléctrica requerida para satisfacer los picos de demanda que se presentan en períodos cortos.

3. Satisfacer 100% la demanda térmica y tener excedentes de energía eléctrica

Para este caso se satisfacen los requerimientos térmicos totales de la planta y se cuenta con una producción excedente de energía la cual se puede exportar a la red.

A pesar de que el día 24 de noviembre de 1994 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la "Metodología para el cálculo de las remuneraciones por la capacidad puesta a disposición de la Comisión Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro por los permisionarios con excedentes de 20 mW o menos" los industriales aún se encuentran renuentes en invertir en sistemas de cogeneración que generen excedentes de energía eléctrica, por lo que los escenarios en donde se tienen excedentes no son muy aceptados.

4. Satisfacer 100% la demanda eléctrica y tener déficit de energía térmica

En este escenario la demanda eléctrica requerida en la planta es de tal magnitud que no resulta técnicamente factible el satisfacer el 100% de la energía térmica requerida. Para este escenario la relación Q/E resulta ser baja.

Cuando se presenta un escenario de este tipo se hace necesario utilizar equipo existente de la planta para satisfacer el 100% de la demanda térmica. Es necesario saber que será el propio análisis quien nos determine al final del estudio que escenario resulta técnica y económicamente más viable.

Una vez establecidos los escenarios posibles sobre los cuales se diseñará el sistema de cogeneración, se lleva a cabo el proceso de selección de los equipos que pueden satisfacer la energía térmica y eléctrica requerida en la planta con base a datos, catálogos, fichas técnicas, manuales y programas de computación. Por lo general los fabricantes de equipos proporcionan información básica sobre sus equipos por lo que esta información nos sirve para obtener datos reales.

Por lo general se tienen dos o más arreglos capaces de satisfacer los requerimientos térmicos y eléctricos de la planta, y es necesario realizar un estudio minucioso de cada uno de ellos. Una vez elegidos los equipos y sus arreglos estos se presentan en forma de alternativas.

3.1.2 Criterios para la selección de alternativas

1. Requerimientos eléctricos de la planta

Son las necesidades de energía eléctrica y de potencia que ésta necesita para operar. Los requerimientos eléctricos que se tengan en la planta se obtienen de los perfiles eléctricos, ver tabla 2.1.16, que en ella se tengan, ya que estos representan períodos de operación normal o típica de la instalación.

Los perfiles de consumo de energía y de potencia son muy útiles en aquellos casos en los cuales se tienen procesos con cambios bruscos y variados. Cuando no es posible instalar equipos de medición y se tienen cambios bruscos en la potencia, se recomienda utilizar a la potencia máxima como la potencia requerida en el sistema.

2. Requerimientos térmicos de la planta

Es la cantidad de energía térmica que se obtiene del combustible utilizado en ella, para cubrir sus necesidades de operación. Los requerimientos térmicos que se tengan en la planta se obtienen de los perfiles térmicos, ver tabla 2.1.17, que en ella se tengan, ya que estos representan períodos de operación normal o típica de la instalación.

Para seleccionar el equipo ideal en un sistema de cogeneración se hace necesario conocer el uso final que se le dará a la energía térmica dentro del sistema que se está planteando, ya que si ésta no es utilizada para proceso u otro trabajo útil el sistema de cogeneración no funcionará como tal.

3. Relación Calor/Electricidad (Q/E)

Es un parámetro que nos indica la cantidad de kW-térmico que se obtienen por cada kW-eléctrico en la planta en la cual se quiere instalar el sistema de cogeneración, este se obtiene con base a la capacidad térmica y eléctrica instalada en la planta y nos da un primer indicio de que tecnología será la más adecuada para instalar en el sistema de cogeneración.

Relación Q/E

Tecnología	kWt/kWe
Motor diesel	0.6 - 1.2
Turbina de gas	2.3 - 4.8
Turbina de vapor a contra presión	4.4 - Mayores

Tabla 3.1.2.1

Como se observa en la tabla 3.1.2.1 el tener un Q/E bajo significa que en el sistema se requieren menos kWt que kWe, por lo que la tecnología adecuada será el motor de combustión interna debido a que este produce energía eléctrica pero la energía térmica recuperada es mínima, para la turbina de gas se tiene un Q/E mayor a uno debido a que los kWt recuperables de los gases de escape son mayores a los kWe generados y para una turbina de vapor el Q/E tiende a ser elevado como consecuencia de su propio ciclo termodinámico. En el apéndice A se describen los equipos disponibles arriba mencionados para un sistema de cogeneración.

4. Combustible disponible en la zona

La disponibilidad de combustible es la capacidad que tiene PEMEX o sus distribuidores de suministrar la cantidad total de combustible requerida en la planta de cogeneración de una manera confiable.

La disponibilidad de combustible es un factor importante en la selección del equipo a utilizar en un sistema de cogeneración, por lo que es necesario saber que tipo de combustible se tiene disponible en la zona en donde se ubica la planta de cogeneración. Por lo general en nuestro país los combustibles más utilizados en las industrias son el gas natural, el combustóleo y el diesel.

Cuando se desea instalar una planta de cogeneración utilizando determinada tecnología que *funcione con cierto combustible y no se cuenta con éste en la zona se procede a buscar un combustible sustituto*, esto se puede realizar siempre y cuando el sistema de cogeneración propuesto sea técnica y económicamente factible, por ejemplo, si se tiene una empresa que requiere unos 3 mW de energía eléctrica, su primera opción puede ser una turbina de gas, sin embargo si en la zona no existe disponibilidad de este combustible o el troncal de gas natural se encuentra a unos kms. será necesario buscar un combustible alternativo, por lo que una segunda opción es un motor de combustión interna a base de combustóleo o diesel, sin embargo si la planta requiere unos 15 mW la primera opción sigue siendo una turbina de gas pero al no contarse con este combustible será necesario buscar uno alternativo y si tomamos en cuenta que la mayoría de los motores de combustión interna tienen capacidades máximas de generación de unos 5 mW, será necesario instalar 3 ó 4 motores, lo cual involucra más costos de mantenimiento, problemas de espacio y conexiones, por lo que una tercera alternativa es una turbina de vapor, sin embargo está necesita vapor de alta calidad energética lo cual se logra ya sea con las calderas actuales de la planta o con calderas nuevas, por lo que se tendría que decidir entre instalar un gasoducto para la alternativa 1, el utilizar varios motores para la

alternativa 2, comprar nuevos equipos para la alternativa 3 o simplemente el dejar la planta tal y como está y no hacer nada, la decisión dependerá de que alternativa es la más rentable.

Tomando en cuenta lo anterior se observa que la disponibilidad de combustible en la zona juega un papel primordial en la selección, implementación y ejecución de un sistema de cogeneración.

5. Agua disponible en la zona

Es la capacidad que se tiene en la zona para poder suministrar la cantidad total de agua requerida en la planta de cogeneración de una manera confiable. El agua dentro de un sistema de cogeneración forma parte de varios sistemas, por lo que la disponibilidad de agua en el sitio en donde se planea instalar al sistema de cogeneración resulta ser un factor determinante para decidir que alternativa resulta ser factible.

6. Sistema de agua de alimentación

Generalmente el agua de alimentación es el condensado de los procesos, el agua tratada, o bien una mezcla de ambos.

Se debe tener especial cuidado en la calidad del agua que se utiliza en los sistemas de cogeneración, ya que el factor primordial en la corrosión de superficies de acero en contacto con agua es el oxígeno disuelto; el cual puede estar presente en el agua de repuesto o en la alimentación, debido a su contacto previo con el aire de la atmósfera, o bien por haberse incorporado al líquido por fallas en el sistema de aire, a través de los sellos de la bomba de baja presión, tanques de almacenamiento, etc.

7. Tratamiento de agua

Todas las aguas naturales contienen impurezas, muchas de las cuales pueden dañar la operación de los equipos. Estas impurezas pueden originarse en la tierra, en la atmósfera o bien con los desechos industriales y municipales. Estas se clasifican en una forma muy amplia como materias orgánicas e inorgánicas disueltas y en suspensión y gases disueltos.

El tratamiento del agua utilizada en un sistema de cogeneración tiene por objeto evitar la corrosión, las impurezas en las superficies conductoras de calor y la contaminación del equipo.

El tratamiento de agua requiere cantidades apropiadas de productos químicos que reaccionan con las impurezas residuales presentes en el agua de alimentación.

8. Sistema de agua de enfriamiento

Este sistema debe seleccionarse cuidadosamente, ya que para lograr un adecuado funcionamiento de los equipos se necesita tener un equilibrio en la transferencia de calor entre el primotor y el fluido de enfriamiento.

Los requerimientos termodinámicos para la eliminación del calor pueden mejorarse empleando fuentes naturales de agua, como son los ríos, lagos u océanos sin embargo, en lugares en los cuales el abastecimiento de agua es limitado, se emplean torres de enfriamiento húmedas, con lo cual se logran pérdidas de agua menores del 2 ó 3%. Las torres de enfriamiento secas reducen aún más estas pérdidas, siendo una aplicación de éstas los condensadores de contacto directo, en los cuales las aletas superficiales de las torres de enfriamiento secas se sustituyen por los tubos dentro de los condensadores de superficie.

En zonas de escasez de agua en donde se deben de considerar sistemas de enfriamiento tipo seco, la turbina de gas tiene claras ventajas frente a la turbina de vapor. En zonas con disponibilidad de agua de pozos, la solución más conveniente es una torre de enfriamiento tipo húmeda.

9. Factor de carga térmica y eléctrica

Es el tiempo real de operación en el cual se utiliza la capacidad instalada total de energía térmica y eléctrica dentro de la planta y se obtiene de dividir a la demanda térmica o eléctrica promedio entre la demanda térmica o eléctrica máxima.

El factor de carga térmica y eléctrica de la planta nos es útil para determinar las condiciones de operación dentro de un sistema de cogeneración.

El factor de carga será de un 100% si el consumidor utiliza diariamente la demanda máxima durante las 24 horas.

El factor de carga se obtiene de la siguiente forma:

$$F.C. = \frac{D.P.}{D. \text{ M}áx.}$$

donde: F.C. = Factor de carga, D.P. = Demanda promedio y D. M^{áx.} = Demanda máxima.

10. Equipos existentes

Son los equipos con los cuales se satisfacen los requerimientos térmicos y eléctricos actuales de la planta, dependiendo del escenario que se tenga como más viable, estos se podrán sustituir total o parcialmente por el sistema de cogeneración.

Es común utilizar parte de los equipos existentes cuando se plantea el escenario en el cual se satisface el 100% de la demanda eléctrica y se tiene déficit de energía térmica, ya que si el sistema de cogeneración no satisface totalmente los requerimientos térmicos, estos tendrán que generarse a través de los equipos actuales, como lo son las calderas o generadores de vapor.

Por lo general se hace necesario la utilización de las calderas existentes para satisfacer el vapor requerido de la planta, cuando se tiene una relación Q/E alta (ver tabla de relación Q/E).

Como se observa es necesario conocer la antigüedad y la eficiencia con la cual trabajan las calderas existentes en la planta para tener un punto de comparación y de decisión para optar entre un sistema u otro.

11. Protección ambiental

Actualmente la protección ambiental ha adquirido una gran relevancia, para lo cual se han emitido normas y leyes que deben ser acatadas tanto por los industriales como por los ciudadanos. La observancia de estas leyes deben tener un carácter prioritario en un sistema de cogeneración.

Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son factores determinantes en la evaluación de un proyecto de cogeneración, ya que si el sistema de cogeneración no cumple con las emisiones establecidas por las normas ambientales de la zona, se tendrá que recurrir a la compra de equipos anticontaminantes. Las emisiones de aire que deben monitorearse constantemente son el SO_2 , NO_x y CO_2 .

Los sistemas de cogeneración resultan más limpios y menos contaminantes que las plantas de generación de energía eléctrica, ya que estas aprovechan entre el 30 y 35% del combustible que se les suministra, mientras que en los sistemas de cogeneración más del 70% del combustible que se suministra se transforma en energía útil, disminuyendo considerablemente el desperdicio de energía y la contaminación que ésta origina. Representa una gran ventaja el que los sistemas de cogeneración utilicen por lo general gas natural como combustible, por lo que al ser éste un combustible limpio, no se producirá gran cantidad de emisiones, partículas o de SO_2 .

3.1.3 Desarrollo del análisis de factibilidad técnica

De acuerdo a lo expuesto en 3.1.1 se presentan las alternativas propuestas de un sistema de cogeneración para ser instaladas en la industria del sector papelerero.

Para la evaluación de estas alternativas se tomó como objetivo fundamental el satisfacer el 100% de la energía eléctrica con el sistema de cogeneración propuesto, la satisfacción de la energía térmica podrá realizarse en parte con las calderas actuales y la otra parte con el calor recuperable del sistema de cogeneración. Se considera además que la planta trabaja al 100% de su capacidad eléctrica y térmica o simplemente no trabaja, debido a la relación estrecha que guardan ambos tipos de energía en el proceso. En el apéndice B se hace la descripción general del proceso de la industria papelerera en estudio.

Primera alternativa:

Turbina de gas con recuperador de calor con postcombustión, la cual genera 14.04 mW y 30.29 ton/hr de vapor. Las restantes 8.16 ton/hr se generarán con las calderas existentes. Se tiene un excedente de 0.34 mW para entregar a la red.

Segunda alternativa:

Dos turbinas de gas con dos recuperadores de calor con postcombustión, las cuales generan 14.11 mW y 30.43 ton/hr de vapor. Las restantes 8.02 ton/hr se generarán con las calderas existentes. Se tiene un excedente de 0.41 mW para entregar a la red.

Tercera alternativa:

Dos motores de combustión interna con recuperadores de calor con postcombustión, los cuales generan 13.84 mW y 29.86 ton/hr de vapor. Las restantes 8.59 ton/hr se generarán con las calderas existentes. Se tiene un excedente de 0.14 mW para entregar a la red.

Para poder decidir que arreglo será el más conveniente para nuestro estudio, es necesario recurrir a toda la información que ya se tiene, debido a que ésta es la base para nuestros cálculos. La selección de estas tres alternativas tiene como principal objetivo el satisfacer una disponibilidad del 100% de energía eléctrica requerido en la empresa.

Para poder evaluar el sistema de cogeneración se hace necesario conocer los siguientes datos técnicos de los equipos seleccionados para cada alternativa: la potencia ISO, la potencia producida, la potencia y energía requerida, la potencia y energía excedente, el consumo de combustible, la relación Q/E, el flujo y temperatura de los gases de escape, el índice de calor

neto, la eficiencia del sistema de cogeneración, la cantidad de vapor o agua caliente producida por el sistema y el vapor que se tendrá que generar con las calderas actuales. En el glosario se describen los datos técnicos de los equipos seleccionados para cada alternativa de un sistema de cogeneración.

Con base a los datos técnicos obtenidos para cada una de las alternativas, se muestran los resultados en la siguiente tabla. En ella se condensan algunos de los valores técnicos más importantes para poder determinar que alternativa es la más rentable para el sistema de cogeneración:

	Situación Actual	Alternativa 1 Turbina de gas	Alternativa 2 Dos turbinas de gas	Alternativa 3 Dos motores de combustión interna
Capacidad instalada [mW]	14 *	14.04	14.11	13.84
Demanda promedio [mW]	7.15 *	13.70	13.70	13.70
Factor de carga [%]	0.84 *	0.97	0.97	0.97
Factura eléctrica actual [miles de USD]	2,152 *	5,759.56	5,763.20	5,748.85
Vapor generado [ton/hr]	13.55 *	30.29	30.43	29.86
Calor a proceso [mW]	3,614 *	26.05	26.05	26.05
Consumo de gas [miles de m ³ /año]	14,267 *	39,916.17	39,997.80	39,671.30
Eficiencia global/eficiencia de cogeneración [%]	79 *	86.96	86.96	86.96

Tabla 3.1.3.1

* Es importante mencionar que los datos de la situación actual se refieren a la última evaluación que se tuvo con las 3 máquinas procesadores, ver 1.7, y las 3 alternativas inferen para cubrir las necesidades actuales de las 4 máquinas, ver 1.7.

Hay que observar en la tabla 3.1.3.1 la gran diferencia que se tiene entre los datos de la situación actual* contra los valores que se calcularon para las 3 alternativas del análisis técnico*.

En la tabla 3.1.3.1 se condensa toda la información obtenida para las tres alternativas del sistema de cogeneración propuesto para el arranque y operación de la máquina 4.

Al final del capítulo, ver hojas de cálculo respectivamente, se pueden consultar los valores que se muestran en la tabla 3.1.3.1 obtenidos para cada una de las 3 alternativas del sistema de cogeneración.

Los valores correspondientes a la situación actual fueron proporcionados por el Gerente de Mantenimiento y el Gerente de Ingeniería, y además fueron los encargados de llenar el cuestionario, ver etapas del estudio de factibilidad técnica, capítulo 2.

3.2 Análisis de factibilidad económica

3.2.1 Situación actual de la planta

Para llevar a cabo el análisis de factibilidad económica es necesario conocer cuales son los costos actuales de la planta, para así poder llevar a cabo una evaluación económica en la cual se comparen los costos y beneficios de la situación actual de la planta contra los costos y beneficios de la planta de cogeneración a instalar.

Los costos actuales de la planta se obtienen de los recibos o facturas expedidos por C.F.E. o Luz y Fuerza del Centro para el caso de la energía eléctrica. En el apéndice C se hace la descripción de los niveles de transmisión de energía eléctrica. En el glosario se definen los conceptos de cargo para formular estas facturas: demanda máxima, demanda media, demanda máxima medida, demanda máxima medida en el período punta, demanda máxima medida en el período base, diferencia de demandas, factor de potencia, factor de carga eléctrica, energía consumida, período punta, período base, energía de punta, energía de base, cargo por demanda facturable, cargo por energía facturable de punta, cargo por energía facturable de base, cargo por ajuste por combustible, cargos por mantenimiento, cargos y bonificación relacionadas con el factor de potencia.

Los costos actuales de la planta también se obtienen de los recibos o facturas expedidos por PEMEX para el caso del gas natural. En el glosario se definen los conceptos de cargo para formular estas facturas: balance térmico, eficiencia de calderas y costos del combustible.

Se debe obtener el costo anual de todos los insumos energéticos que se tienen en la planta, además de considerarse costos por operación y mantenimiento, los cuales por lo general se encuentran en un rango de un 5 ó 10% del costo total de los insumos energéticos de la planta.

3.2.2 Costo de los equipos para cada alternativa

Una vez establecido cada una de las alternativas que han resultado técnicamente viables, ver 3.1.1, para el sistema de cogeneración se debe conocer los costos de cada uno de los equipos que integran estas alternativas así como los costos por mano de obra y construcción para la implementación de cada una de las alternativas.

El costo total del sistema de cogeneración se encuentra integrado por los componentes de origen nacional y por los de origen extranjero. En el glosario se da la definición de estos componentes.

3.2.3 Condiciones de operación del sistema de cogeneración

Las condiciones de operación son aquellas condiciones técnicas y económicas a las cuales estará operando el sistema y se obtienen con base a las perspectivas de producción de la empresa. Estas condiciones de operación resultan del estudio de factibilidad técnica, ver 2.1.

Las horas que trabaja el sistema de cogeneración son importantes en la evaluación económica debido a que en base a ellas se determina el consumo de combustible al año, las horas que se contará con un suministro eléctrico confiable y las horas que se tendrá que contar con respaldo de energía eléctrica y energía térmica.

3.2.4 Costo de los insumos energéticos

En el glosario se define el costo de los insumos energéticos.

3.2.5 Costo de los insumos energéticos de respaldo

En el glosario se definen los siguientes costos: costo de los insumos energéticos de respaldo, costo por respaldo de combustible y costo por respaldo de energía eléctrica.

3.2.6 Venta de excedentes

Cuando en un sistema de cogeneración se tienen excedentes eléctricos o térmicos se debe buscar la posibilidad de venderlos con el fin de aprovechar al máximo la energía suministrada al sistema y que ésta no se tire al medio ambiente o utilice ineficientemente.

En el glosario se definen los siguientes excedentes: excedentes de energía eléctrica y excedentes de energía térmica.

3.2.7 Índices económicos

Para poder llevar a cabo la evaluación económica de un sistema de cogeneración se hace necesario recurrir a una serie de índices económicos que nos permitan aceptar o rechazar el proyecto.

La economía tiende a cambiar día a día por lo cual se deben de plantear escenarios que nos permitan aceptar o rechazar los proyectos, sin embargo para definir estos escenarios se hace necesario contar con los siguientes índices económicos: tasa \$/USD (paridad cambiaria), período de análisis, inflación, escalación del combustible, escalación de tarifas de C.F.E., escalación por operación y mantenimiento, precio de venta de excedentes de energía eléctrica, financiamiento, tasa de interés nacional y extranjera, plazo de pago, período de gracia, consideraciones fiscales o impuesto, aranceles de importación, costo del flete al componente

extranjero, tasa impositiva y depreciación y valor de recuperación. En el glosario se definen todos estos índices económicos.

3.2.8 Criterios de selección y comparación de alternativas

Una vez establecidos los índices económicos y el escenario sobre el cual se evaluará la factibilidad económica de los sistemas de cogeneración se hace necesario aplicar criterios y parámetros económicos para definir si el sistema de cogeneración es económicamente viable y rentable.

Los criterios que se deben de utilizar son los siguientes: período de recuperación, valor presente neto, tasa interna de retorno y relación beneficio/costo, costo del kW instalado y costo del kW-Hora.

En el glosario se definen los criterios que se deben de utilizar para saber si el sistema de cogeneración es aplicable.

Con base a lo expuesto en 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3, 3.2.4, 3.2.5, 3.2.6, 3.2.7 y 3.2.8 se obtienen valores económicos para cada una de las 3 alternativas del sistema de cogeneración. En la tabla 3.2.8.1 se sintetizan algunos de los valores económicos más importantes para poder decidir que alternativa es la más viable para el sistema de cogeneración:

	Situación Actual	Alternativa 1 Turbina de gas	Alternativa 2 Dos turbinas de gas	Alternativa 3 Dos motores de combustión interna
Costo del gas [miles de USD/año]	818 *	4, 410. 63	4, 419. 65	4, 383. 57
Costo por mantenimiento y operación [miles de USD/año]	128 *	962. 64	967. 21	948. 96
Inversión inicial [miles de USD/año]	1, 000 *	5, 998. 76	6, 003. 42	5, 984. 77
Tir [%]	N. A. *	9. 70	9. 70	9. 70
Periodo de retorno [años]	N. A. *	6	6	6
Costo por kWh [centavos de dólar]	3. 17 *	4. 91	4. 91	4. 90
TREMA [%]	16 *	16	16	16

Tabla 3.2.8.1

* Es importante mencionar que los datos de la situación actual se refieren a la última evaluación que se tuvo con las 3 máquinas procesadores, ver 1.7, y las 3 alternativas infieren para cubrir las necesidades actuales de las 4 máquinas, ver 1.7.

Hay que observar en la tabla 3.2.8.1 la gran diferencia que se tiene entre los datos de la situación actual * contra los valores que se calcularon para las 3 alternativas del análisis económico *.

En la tabla 3.2.8.1 se condensa toda la información obtenida para las tres alternativas del sistema de cogeneración propuesto para el arranque y operación de la máquina 4.

Al final del capítulo, ver hojas de cálculo respectivamente, se pueden consultar los valores que se muestran en la tabla 3.2.8.1 obtenidos para cada una de las 3 alternativas del sistema de cogeneración.

Los valores correspondientes a la situación actual fueron proporcionados por el Gerente de Mantenimiento y el Gerente de Ingeniería.

3.3 Esquemas y hojas de cálculo de la planta industrial papelera sin cogeneración y con cogeneración

3.3.1 Situación actual de la planta

En la figura 3.3.1.1 está representada la situación actual de la planta papelera. En la planta se tienen instalados 4 generadores de vapor y estos por medio de un cabezal mandan el vapor a los 3 secadores de las máquinas de papel. En el apéndice B se hace una descripción más completa del proceso de producción de papel y de sus productos principales.

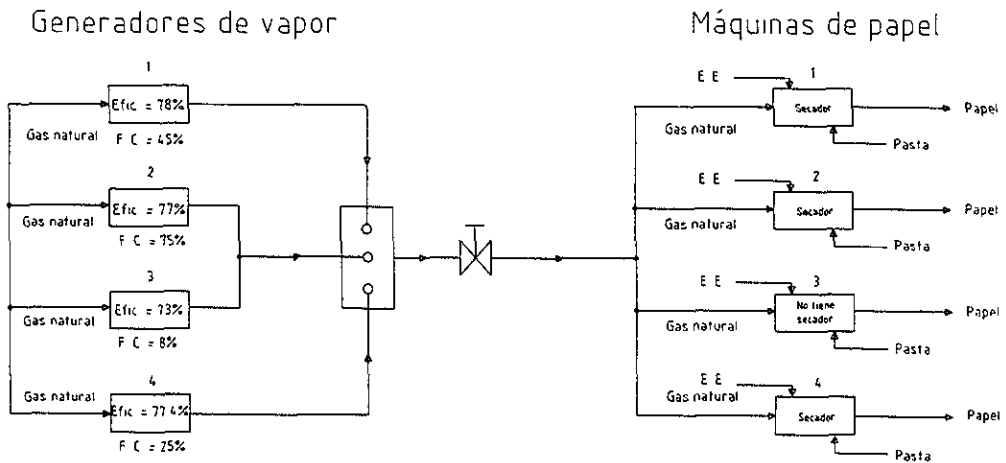


Figura 3.3.1.1

3.3.2 Situación con primera alternativa de cogeneración

En la tabla 3.3.2.1 se muestran los costos actuales de la planta, sus consumos y costos unitarios, la alternativa de cogeneración propuesta, los componentes de la inversión, los costos con cogeneración, el ahorro de energía y emisiones evitadas, el vapor producido y los resultados del análisis.

Costos actuales		Consumos y costos unitarios	
Demanda Eléctrica	19.70 MW	Consumo de vapor	38.45 Ton/hr
Consumo Eléctrico base	70,428.96 mWh	Costo por Ton/hr vapor	92.40 \$
Consumo Eléctrico intermedio	35,214.48 mWh	Costo/mWh integrado	444.06 \$
Consumo Eléctrico punta	11,738.16 mWh	Costo por kWh	4.91 \$/kWh
Consumo de combustible	27,674,640.00 M3	Potencia térmica a proceso	26.05 MWt
Costo Energía eléctrica	52,124,000.00 \$	Altitud	2,444.00 m.s.n.m
Ajuste por Combustible	0.00 \$	Derrateo	0.67
Costo del combustible	27,674,640.00 \$	Horas al año:	8,568.00
Costos de Ope. y Mnto.	2,767,464.00 \$	Temperatura Ambiente	25.00
Costos TOTALES	82,566,104.00 \$	Costo del Combustible:	1.00 \$/M3
	\$ 9,123 KUSD	Poder calorífico combustible	35.41 mJ/M3
		Costo combustible	3.29 usd/rmbtu
Tarifa Eléctrica	HS	Incremento en gas	0.00
Incremento en tarifas	30%	arrendamiento	0.00
Base	0.16627 \$/kWh		0.04
Intermedia	0.42276 \$/kWh	Ahorro Cliente	0.00
Punta	0.47775 \$/kWh	TREMA	0.16
Cargo por demanda	38.194 \$/kW-mes	Regalías	0.00
PARIDAD CAMBIARIA	9.05 \$/USD	Ajuste por combustible	47.00 \$/mWh

Alternativa propuesta	
Turbogenerador John Brown Engineering LM2500PE	
Capacidad Nominal mW	21.4
Capacidad Neta mW	14.04
Financiamiento	0%
Recursos propios	100.0%
Tasa de interés	9%
Plazo años	10
Periodo de gracia años	0
Impuesto al Valor Agregado.	0%
IETE:	4%
Arancel de importación:	1%
Tasa impositiva	34.00%
Escalación	4%
IREM/A	16%

Componentes de la inversión		
Turbogenerador	8,440.00	40%
Caldera	5,697.00	27%
Sist. Electrico	1,055.00	5%
Sist. Control	1,055.00	5%
Turbovapor	0.00	0%
Accesorios	1,688.00	8%
Subtotal	17,935.00	0.85
EPC	0.00	
Inversión Total	17,935.00	
Inversión Sin Cogeneración	0.00	
Inversión&gastos	18,831.75	
Costos iniciales:	0.00	
Recursos propios	18,831.75	
Costo unitario	1,340.90	USD/kWh

Costos con cogeneración		Ahorro de energía y emisiones evitadas	
Generación Turbina Gas	14.04 mW	Actual	Cogeneración
Generación Turbina Vapor	-	kg/hr	kg/hr
Generación Total	14.04 mW	C. EQUIV. CFE	0.00
		Consumo actual	2,135.97
		Consumo Total Comb	6,427.54
		Consumo de Carbono	5,142.03
mWh generados Totales	120,330.36	CO2 (kg/hr)	18,854.11
Energía térmica generada	175,822.46 mWh	Generación SO2	386.24
Eficiencia	46.96%	CO2 Evitado	0.42
Consumo anual de gas a Turbina	35,098,168.21 M3	Balance Térmico	0.75
Consumo anual de gas adicional	4,818,003.97 M3	Calor suministrado	45.82 mWt
Consumo Total Anual de G.N.	39,916,172.18 M3	Calor Util	20.52 mWt
Consumo de Gas Turbina:	4,096.42 M3/hr	Potencia Eléctrica	14.04 mWt
	40.29 mWt		
Disponibilidad:	1.00	Vapor producido	
Energía Comprada a CFE :	-0.34 mW	PRESION BAR	ENTALPIA kJ/kg
Energía Comprada a CFE	-52.86 mWh	76.00	3,354.70
		21.00	2,774.00
			1.00

Costo Energ. Elec. comprada	0.00 \$	0.1	2,390.70	
Costo del Combustible Adic.	4,818,003.97 \$	76	335	35%
Costos de Ope. y Mnto	8,731,918.27 \$		Heat Rate kJ/kWh	10,328.45 9,790.00
Costo Respaldo Ener. Elec.	842,649.60 \$		Energía Util:	20.52 mWt
Costo Respaldo Combustible:	0.00 \$		Generación Vapor	50.23 Ton/hr
Costo ANUAL Combustible:	29,916,172.16 \$		DELTA H1	2,439.00
Costo TOTAL	54,286,744.02 \$		Consumo E.Térmica	26.05 mWt
	5,998.76 KUSD		Consumo Gas Eq	2,648.60 M3/hr
Ahorro Energía BEP/AÑO	145,736.78 42%		Temperatura Gases	552.00 °C
EMISION EVITADA CO2	67,116.65 Ton/Año		Temperatura Chimenea	140.00 °C
Emisión SO2 Evitada Ton/Año	3,309.31 100%		Vapor gen. A. P.	0.00 kg/s
Costo real del mWhe	45.45 USD		Vapor gen. B. P.	8.41 kg/s

Resultados del análisis			MILES DE USD		MILES DE \$	
Inversión	18,831.75	170,427.34	Costo de kWh generado:	0.05	USD	
VPN Mejor de ahorros	\$0.04	0.35	Costo Ton/hr vapor:	92.40	\$	
Retorno Recursos Propios	0.16		Eficiencia Cogeneración	86.96%		
Tasa Interna de Retorno	8.70%		Retorno simple:	5.87	años	
Relación Beneficio/Costo	1.00		Depreciación:	7.00	años	
Periodo retorno de inversión	5.00		Generación:	120,330.3	mWht/Año	
AHORRO ANUAL	3,208.71	29,038.84	Horas por año:	8,568.00	6	

mWh de excedentes (consumo):	2,948.76	
mWh de excedentes (demanda):	0.34	
Factores de Corrección:		
% Del consumo:	1.00	
% De la demanda:	1.00	
Factor de Carga:	0.97	
mWh de excedentes INGRESO:	761,478.20	\$

Tabla 3.3.2.1

En la figura 3.3.2.1 está representada la situación de la planta papelera con la primera alternativa de cogeneración. La alternativa consiste de una turbina de gas acoplada a una caldera de recuperación de calor con sistema de postcombustión. El vapor se genera con los gases de salida de la turbina y con ayuda del sistema de postcombustión.

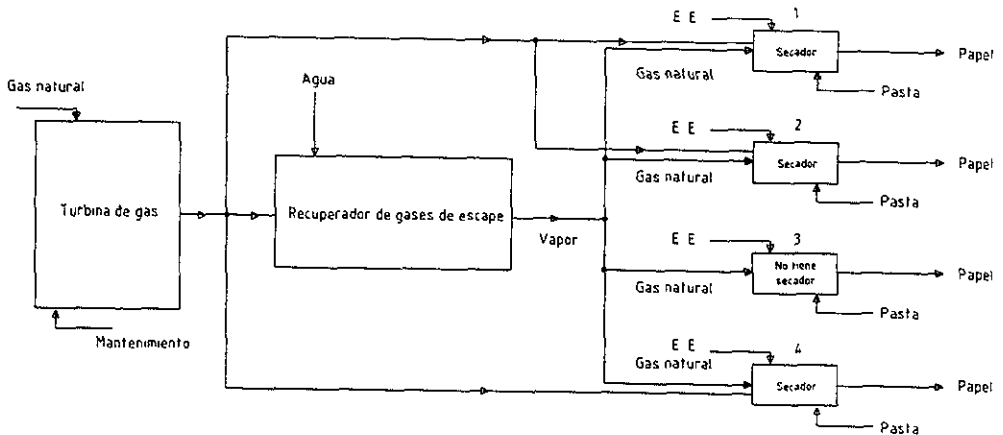


Figura 3.3.2.1

3.3.3 Situación con segunda alternativa de cogeneración

En la tabla 3.3.3.1 se muestran los costos actuales de la planta, sus consumos y costos unitarios, la alternativa de cogeneración propuesta, los componentes de la inversión, los costos con cogeneración, el ahorro de energía y emisiones evitadas, el vapor producido y los resultados del análisis.

Costos actuales		Consumos y costos unitarios	
Demanda Eléctrica	19,70 mVh	Consumo de vapor	38,45 Ton/hr
Consumo Eléctrico base	70,428.96 mVh	Costo por Ton/hr vapor	92.40 \$
Consumo Eléctrico intermedio	35,214.48 mVh	Costo/mVh integrado	444.34 \$
Consumo Eléctrico punta	11,738.16 mVh	Costo por kWh	4.91 \$/USD
Consumo de combustible	27,674,640.00 M3	Potencia térmica a proceso	26.95 rdVAt
Costo Energía eléctrica	52,157,000.00 \$	Altitud	2,444.00 m.s.n.m
Ajuste por Combustible	0.00 \$	Derrateo	0.67
Costo del combustible	27,674,640.00 \$	Horas al año:	8,568.00
Costos de Ope. y Mnto.	2,767,464.00 \$	Temperatura Ambiente	25.00
Costos TOTALES:	82,599,104.00 \$	Costo del Combustible:	1.00 \$/M3
	\$ 9,127 KUSD	Poder calorífico combustible	35.41 mJ/M3
		Costo combustible	3.29 usd/mmmbtu
Tarifa Eléctrica	HS	Incremento en gas	0.00
Incremento en tarifas	30%	arrendamiento	0.00
Base	0.16627 \$/kWh		0.04
Intermedia	0.42276 \$/kWh	0.327	Ahorro Cliente
Punta	0.47775 \$/kWh	TREMA	0.16
Cargo por demanda	38.194 \$/kW-mes	Regalías	0.00
PARIDAD CAMBIARIA	9.05 \$/USD	Ajuste por combustible	47.00 \$/mVh

Alternativa propuesta	
Dos Turbogeneradores Suizer-Escher Wyss R7	
Capacidad Nominal mW	21.2
Capacidad Neta mW	14.11
Financiamiento	0%
Recursos propios	100.0%
Interés	9%
Plazo años	10
Período de gracia años	0
Impuesto al Valor Agregado.	0%
Flete:	4%
Arancel de Importación:	1%
Tasa impositiva	34.00%
Escalación	4%
TREMA	18%

Componentes de la inversión		
Turbogenerador	8,480.00	40%
Caldera	5,724.00	27%
Sist. Electrico	1,060.00	5%
Sist. Control	1,060.00	5%
Turbovapor	0.00	0%
Accesorios	1,696.00	8%
Subtotal	18,020.00	0.85
EPC	0.00	
Inversión Total	18,020.00	
Inversión Sin Cogeneración	0.00	
Inversión&gastos	18,921.00	
Costos iniciales.	0.00	
Recursos propios	18,921.00	
Costo unitario	1,340.90	USD/KWi

Costos con cogeneración			Ahorro de energía y emisiones evitadas	
			Actual	Cogeneración
			kg/hr	kg/hr
Generación Turbina Gas	14.11	mW		
Generación Turbina Vapor	-			
Generación Total	14.11	mW		
mWh generados Totales	120,900.65			
Energía térmica generada	176,655.74	mWh Térmicos		
Eficiencia	88.86%			
Consumo anual de gas a Turbina	35,264,510.24	M3	C. EQUIV. CFE	4,311.91
Consumo anual de gas adicional	4,733,287.38	M3	Consumo actual	2,135.97
Consumo Total Anual de G.N.	39,997,797.62	M3	Consumo Total Comb	6,447.88
Consumo de GasTurbina:	4,115.84	M3/hr	Consumo de Carbono	5,158.30
	40.48	mWt	CO2 (kg/hr)	18,913.77
Disponibilidad:	1.00		Generación SO2	388.07
Energía Comprada a CFE :	-0.41	mW	CO2 Evitado	0.42
Energía Comprada a CFE	-63.09	mWWh	Balance Térmico	0.76
			Calor suministrado	45.92
			Calor Util	20.62
			Potencia Eléctrica	14.11
			Vapor producido	
			PRESION BAR	ENTALPIA kJ/kg
			76.00	3,354.70
			21.00	2,774.00
				0.00
				1.00

Costo Energ. Elec. comprada	0.00	\$	0.1	2,390.70	
Costo del Combustible Adic.	4,733,287.38	\$	76	335	35%
Costos de Ope. y Mnto	8,753,206.98	\$	Heat Rate kJ/kWh	10,328.45	9,790.00
Costo Respaldo Ener. Elec:	846,643.20	\$	Energía Util:	20.62	mWt
Costo Respaldo Combustible:	0.00	\$	Generación Vapor	30.43	Ton/hr
Costo ANUAL Combustible:	35,937,797.62	\$	DELTA H1	2,439.00	
Costo TOTAL	54,330,936.18	\$	Consumo E. Térmica	26.05	mWt
	6,003.42	KUSD	Consumo Gas Eq	2,648.60	M3/hr
Ahorro Energía BEP/AÑO	146,427.48	42%	Temperatura Gases	552.00	°C
EMISION EVITADA CO2	67,434.73	Ton/Año	Temperatura Chimenea	140.00	°C
Emisión SO2 Evitada Ton/Año	3,325.00	100%	Vapor gen. A. P.	0.00	kg/s
Costo real del mWh	45.35	USD	Vapor gen. B. P.	8.45	kg/s

Resultados del análisis		MILES DE USD		MILES DE \$	
Inversión	18,921.00	171,235.05	Costo de kWh generado:	0.05	USD
VPLV flujos de ahorros	50.27	2.48	Costo Ton/hr vapor:	92.40	\$
Retorno Recursos Propios	0.16		Eficiencia Cogeneración	84.86%	
Tasa Interna de Retorno	9.70%		Retorno simple:	5.87	años
Relación Beneficio/Costo	1.00		Depreciación:	7.00	años
Periodo retorno de inversión	6.00		Generación:	120,900.6	mWh/Año
AHORRO ANUAL	3,223.97	29,176.92	Horas por año:	8,568.00	5

mWh de excedentes (consumo):	3,519.05	
mWh de excedentes (demanda):	0.41	
Factores de Corrección:		
% Del consumo:	1.00	
% De la demanda:	1.00	
Factor de Carga:	0.97	
mWh de excedentes INGRESO:	908,747	\$

Tabla 3.3.3.1

En la figura 3.3.3.1 se representa la situación de la planta papelera con la segunda alternativa de cogeneración. Se utilizan 2 calderas de recuperación de calor con sistema de postcombustión que aprovechen los gases de salida de 2 turbinas de gas para generar el vapor.

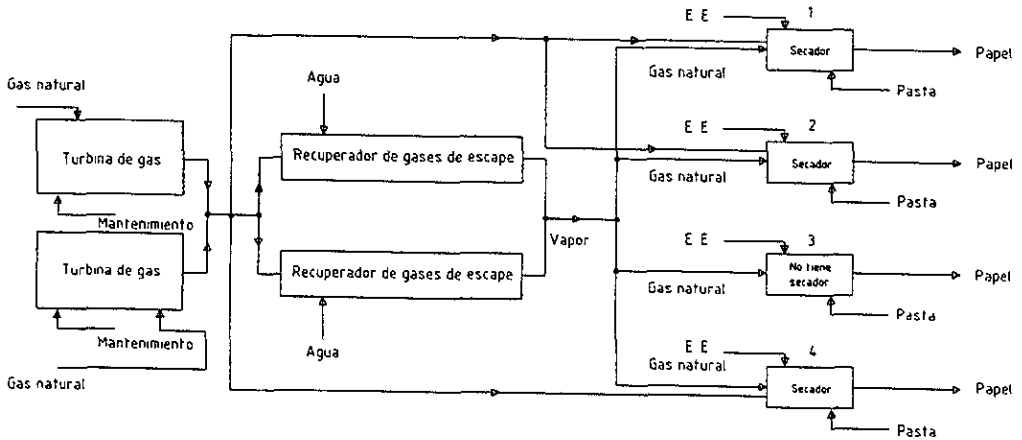


Figura 3.3.3.1

3.3.4 Situación con tercera alternativa de cogeneración

En la tabla 3.3.4.1 se muestran los costos actuales de la planta, sus consumos y costos unitarios, la alternativa de cogeneración propuesta, los componentes de la inversión, los costos con cogeneración, el ahorro de energía y emisiones evitadas, el vapor producido y los resultados del análisis.

Costos actuales		Consumos y costos unitarios	
Demanda Eléctrica	13.70 mW	Consumo de vapor	38.45 Ton/hr
Consumo Eléctrico base	70,428.96 mWh	Costo por Ton/hr vapor	92.40 \$
Consumo Eléctrico intermedio	35,214.48 mWh	Costo/mWh integrado	443.23 \$
Consumo Eléctrico punta	11,738.16 mWh	Costo por kWh	4.90 cUSD
Consumo de combustible	27,674,640.00 M3	Potencia térmica a proceso	26.95 mWt
Costo Energía eléctrica	52,027,100.00 \$	Altitud	2,444.00 m s.n.m
Ajuste por Combustible	0.00 \$	Derrateo	0.67
Costo del combustible	27,674,640.00 \$	Horas al año:	8,568.00
Costos de Ope. y Mnto.	2,767,464.00 \$	Temperatura Ambiente	25.00
Costos TOTALES.	82,469,204.00 \$	Costo del Combustible:	1.00 \$/M3
	\$ 9,113 KUSD	Poder calorífico combustible	35.41 mJ/M3
		Costo combustible	3.29 usd/mmbtu
Tarifa Eléctrica	HS	Incremento en gas	0.00
Incremento en tarifas	30%	arrendamiento	0.00
Base	0.16627 \$/kWh		0.04
Intermedia	0.42276 \$/kWh	Ahorro Cliente	0.00
Punta	0.47775 \$/kWh	TREMA	0.16
Cargo por demanda	38.194 \$/kW-mes	Regalias	0.00
PARIDAD CAMBIARIA	9.05 \$/USD	Ajuste por combustible	47.00 \$/mWh

Costo Energ. Elec. comprada	0.00 \$	0.1	2,390.70	
Costo del Combustible Adic.	5,072,153.74 \$	76	335	35%
Costos de Ope. y Mnto	6,568,052.14 \$	Heat Rate kJ/kWh	10,328.45	9,790.00
Costo Respaldo Ener. Elec:	830,668.80 \$	Energía Util:	20.23	mWt
Costo Respaldo Combustible:	0.00 \$	Generación Vapor	29.68	Ton/hr
Costo ANUAL Combustible:	39,671,295.87 \$	DELTA H1	2,439.00	
Costo TOTAL	54,162,170.55 \$	Consumo E.Térmica	26.05	mWt
	5,984.77	Consumo Gas Eq	2,648.60	M3/hr
Ahorro Energía BEP/AÑO	143,664.69	Temperatura Gases	552.00	°C
EMISION EVITADA CO2	66,162.38	Temperatura Chimenea	140.00	°C
Emisión SO2 Evitada Ton/Año	3,262.26	Vapor gen. A. P.	0.00	kg/s
Costo real del mVWh	45.74	Vapor gen. B. P.	8.29	kg/s

Resultados del análisis		MILES DE USD		MILES DE \$	
Inversión	18,564.00	168,004.20	Costo de kWh generado:	0.05	USD
VRN flujos de ahorros	\$0.42	3.84	Costo Ton/hr vapor:	92.40	\$
Retorno Recursos Propios	0.16		Eficiencia Cogeneración	86.96%	
Tasa Interna de Retorno	0.70%		Retorno simple:	5.87	años
Relación Beneficio/Costo	1.00		Depreciación:	7.00	años
Periodo retorno de inversión	6.00		Generación:	118,619.5	mWh/Año
AHORRO ANUAL	3,163.17	28,626.71	Horas por año:	8,568.00	0

mVWh de excedentes (consumo):	1,237.90
mVWh de excedentes (demanda):	0.14
Factores de Corrección:	
% Del consumo:	1.00
% De la demanda:	1.00
Factor de Carga:	0.97
mVWh de excedentes INGRESO.	319,672.16 \$

Tabla 3.3.4.1

En la figura 3.3.4.1 está representada la situación de la planta papelera con la tercera alternativa de cogeneración. La alternativa consiste de 2 motores de combustión interna acoplados a 2 calderas de recuperación de calor con sistema de postcombustión. El vapor se genera con los gases de salida de los motores de combustión interna y con ayuda del sistema de postcombustión.

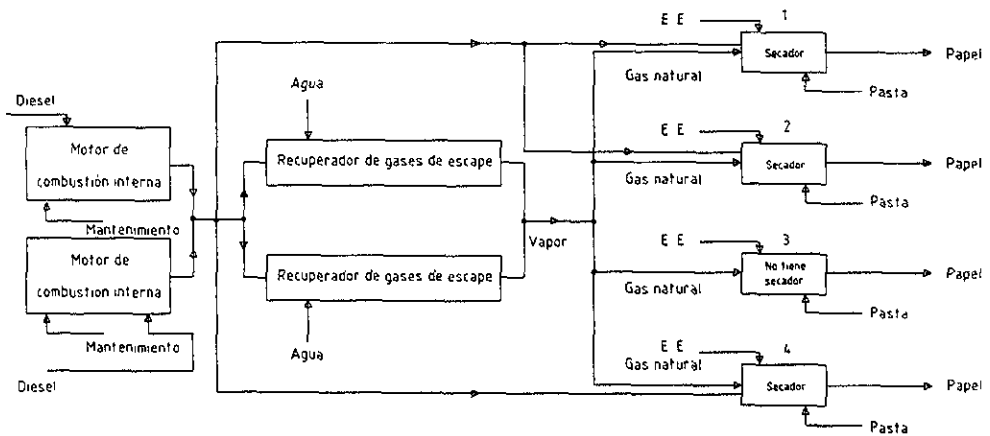


Figura 3.3.4.1

CAPITULO 4

RESULTADOS Y

CONCLUSIONES

La planta papelera presentada en este estudio se interesó en evaluar la factibilidad del proyecto de cogeneración con las condiciones actuales del mercado de los energéticos, así como proponer 3 alternativas viables para el suministro de energía eléctrica sin descuidar las necesidades de energía térmica.

Las 3 propuestas de instalación de un sistema de cogeneración se fundamentan en los siguientes puntos:

1. Técnica y económica es factible
2. Físicamente es factible dado que la planta papelera cuenta con suministro de gas natural y no tiene restricciones importantes
3. La planta papelera cuenta con suministro de agua
4. Se cuenta con espacio adecuado para la instalación de los equipos, razonablemente cerca de la demanda de los energéticos
5. La ubicación de los equipos puede ser estratégica, es decir, cada turbina de gas puede ser ubicada justo en el lugar donde se necesite

En la primera opción se sugiere instalar una turbina de gas acoplada a un recuperador de calor con postcombustión, con el fin de generar la energía térmica que se requiere en la planta, por lo que la turbina de gas generará el total de la demanda eléctrica que se tiene, obteniendo excedentes para entregar a la red.

En la segunda opción se presenta un sistema de cogeneración parecido a la opción anterior, sólo que ahora utilizando dos turbinas de gas acopladas igualmente a dos recuperadores de calor con postcombustión, con el objetivo de generar la energía térmica que necesita la planta,

por lo que las dos turbinas de gas generarán el total de la demanda eléctrica que se tiene, obteniendo excedentes para entregar a la red.

En la tercera opción se aconseja instalar dos motores de combustión interna con recuperadores de calor con postcombustión, con la finalidad de generar la energía térmica que demanda la planta, por lo que los dos motores de combustión interna generarán el total de la demanda eléctrica que se pide, obteniendo excedentes para entregar a la red.

De las 3 alternativas propuestas en este estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de la industria del sector papelerero, ver capítulo 3, es necesario seleccionar sólo una de ellas. Para efectuar esta selección se procede a realizar una comparación entre las 3 alternativas de los sistemas de cogeneración elaborados.

En base a las tablas 3.1.3.1 y 3.2.1.1 se llevará a cabo la comparación de alternativas, ya que en estas tablas se condensan los indicadores técnicos y económicos más importantes para poder determinar que alternativa es la más rentable para el sistema de cogeneración.

En seguida se muestran los indicadores técnicos y económicos de comparación, se menciona el número de la alternativa con su respectivo valor numérico que resulta ser más viable para el proceso de cogeneración, seguido de la alternativa que resulta como segunda opción y al no mencionarse la tercera alternativa se da por descartada.

- 1° Capacidad instalada: alternativa 2 con 14. 11 [mW] y alternativa 1 con 14. 04 [mW]
- 2° Factura eléctrica actual: alternativa 3 con 5, 748. 85 [miles de USD] y alternativa 1 con 5, 759. 56 [miles de USD]
- 3° Vapor generado: alternativa 2 con 30. 43 [ton/hr] y alternativa 1 con 30. 29 [ton/hr]
- 4° Consumo de gas: alternativa 3 con 39, 671. 30 [m³/año] y alternativa 1 con 39, 916. 17 [m³/año]

-
- 5° Costo del gas: alternativa 3 con 4, 383. 57 [miles de USD] y alternativa 1 con 4, 410. 63 [miles de USD]
 - 6° Costo por mantenimiento y operación: alternativa 3 con 948. 96 [miles de USD] y alternativa 1 con 962. 64 [miles de USD]
 - 7° Inversión inicial: alternativa 3 con 5, 984. 77 [miles de USD] y alternativa 1 con 5, 998. 76 [miles de USD]
 - 8° Costo por kWh: alternativa 3 con 4. 90 [centavos de dólar] y alternativa 1 y 3 con 4. 91 [centavos de dólar]

Con base al censo efectuado en las tablas 3.1.3.1 y 3.2.1.1 se llega a los siguientes resultados:

Como primera opción se recomienda instalar para el estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de la industria del sector papelero la alternativa 3.

Como segunda opción se recomienda instalar para el estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de la industria del sector papelero la alternativa 1.

Y como última opción se recomienda instalar para el estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de la industria del sector papelero la alternativa 2.

Como conclusión del presente estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de la industria del sector papelero se enlistan los siguientes puntos:

1. El estudio de factibilidad de cogeneración se basa principalmente en tres etapas: a) análisis de la información fuente, b) análisis de factibilidad técnica y c) análisis de factibilidad económica
2. En el análisis de la información fuente se debe establecer las condiciones energéticas y económicas de la situación actual de la planta

3. En el análisis de factibilidad técnica se deben establecer las alternativas, los datos técnicos y determinar si es factible instalar un sistema de cogeneración
4. En el análisis de factibilidad económica se deben establecer las alternativas, los índices económicos y determinar si es factible instalar un sistema de cogeneración
5. Un sistema de cogeneración puede estar formado por uno o varios equipos, por lo que el arreglo final al que se llegue deberá depender del proceso que se tenga en la industria y de los resultados que se obtengan en el estudio
6. Existen diferentes tipos de sistemas y equipos, cada uno con sus ventajas y desventajas, por lo que dependerá del encargado del estudio el optar por algún sistema en particular, teniendo en cuenta que el sistema seleccionado no es el único
7. El estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de una industria del sector papelerero que se presenta, se basa principalmente en tres etapas: a) aplicación del cuestionario, b) visita a planta y validación de datos y c) elaboración del estudio
8. La aplicación del cuestionario debe basarse en la veracidad de la información y la adecuada interpretación de los consumos y costos de los insumos energéticos
9. El análisis de factibilidad económica se debe establecer a través de un análisis económico si es factible instalar un sistema de cogeneración
10. Puesto que el evaluar un estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración depende en gran parte de la cantidad de información adquirida, se ha llevado este estudio hasta donde la información y los datos disponibles me lo han permitido. El escenario que se presenta para este estudio técnico-económico de cogeneración es el que se tenía en mayo de 1995
11. En base a los resultados de las tablas 3.1.3.1 y 3.2.1.1 la industria papelera en nuestro país presenta un gran potencial de cogeneración
12. Este estudio de factibilidad técnica-económica de cogeneración de una industria del sector papelerero puede ser aplicado a otros sectores industriales

APENDICE A

EQUIPOS PARA UN SISTEMA DE COGENERACION

Un sistema de cogeneración puede estar formado por uno o varios equipos, por lo que el arreglo final al que se llegue deberá depender del proceso que se tenga en la industria y de los resultados que se obtengan en el estudio.

Actualmente existen diferentes tipos de sistemas y equipos cada uno con sus ventajas y desventajas, por lo que dependerá del encargado del estudio el optar por algún sistema en particular, teniendo en cuenta que quizá el sistema seleccionado no sea el único pero si el más óptimo y eficiente.

A.1 Motor de combustión interna

Los motores de combustión interna han sido utilizados a lo largo de la historia en aplicaciones marítimas, transporte motriz y para generar energía eléctrica.

En un sistema de cogeneración integrado por un motor de combustión interna el calor recuperable proviene básicamente de los gases de escape del motor y del calor que puede ser recuperado en el agua de enfriamiento que circula a través de la chaqueta de éste. Un sistema de cogeneración integrado por un motor de combustión interna llega a alcanzar eficiencias de hasta un 75%.

A.1.1 Ventajas

Una de las mayores ventajas de los motores de combustión interna es su elevada eficiencia de generación de energía eléctrica, que se encuentra en un rango de un 40 a un 46%.

El motor de combustión interna no ha sido ajeno a los avances tecnológicos de la humanidad, los cuales han permitido que se desarrolle una gran variedad de motores de combustión interna y que se diversifiquen los combustibles que estos utilizan para su funcionamiento. Los combustibles que se utilizan actualmente en los motores de combustión interna son el combustóleo, el gas natural, el diesel, la gasolina y el petróleo.

El motor de combustión interna tiene la ventaja de poder absorber las variaciones de carga que se tienen en la planta sin disminuir significativamente la eficiencia de generación, además de presentar una disponibilidad y confiabilidad elevada, factor importante si tomamos en cuenta que una de las principales preocupaciones de los empresarios es la disponibilidad del suministro eléctrico para su planta. Cuando se combinan dos o más motores de combustión interna en una planta de cogeneración se puede llegar a alcanzar una disponibilidad de un 98%.

Los motores de combustión interna toman su carga en poco tiempo, lo cual representa una gran ventaja para aquellas empresas que paran constantemente, debido a que al reiniciar la producción se evitarán cuellos de botella por falta de suministro de energía eléctrica por parte del sistema de cogeneración mientras que este toma su carga.

Un aspecto importante es el espacio que se requiere para el sistema de cogeneración y el tiempo que se tarda en construirlo, los motores de combustión interna no requieren de gran espacio para su instalación y un sistema completo de cogeneración puede ser erigido y puesto en marcha en 8 meses.

El consumo de agua en un motor de combustión interna es menor si se compara con el agua utilizada por otros primotores. El agua que se utiliza se encuentra trabajando en circuito cerrado, por lo que no se requiere alimentar agua constantemente, si no, solamente cuando se

repongan las pérdidas o purgas. El agua en un motor se utiliza para enfriar la chaqueta del motor, el turbocargador y el aceite lubricante.

A.1.2 Desventajas

Debido a que el motor de combustión interna es muy eficiente, se tendrá una cantidad reducida de calor útil recuperable, por lo que la generación de vapor se verá limitada. Otra posibilidad que se tiene de recuperar el calor útil es en forma de agua caliente.

Las consideraciones ambientales del sitio en donde trabajará el sistema de cogeneración resultan ser factores determinantes en el funcionamiento de un motor de combustión interna. Debido a que el motor de combustión interna es una máquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que utiliza, se llegan a tener pérdidas de un 2% de potencia por cada 300 metros de incremento de altura y una disminución de un 1% en su eficiencia por cada 5°C de incremento en la temperatura.

Se debe tomar en cuenta que en un sistema de cogeneración integrado por un motor de combustión interna, la generación de energía eléctrica es quien lleva la pauta.

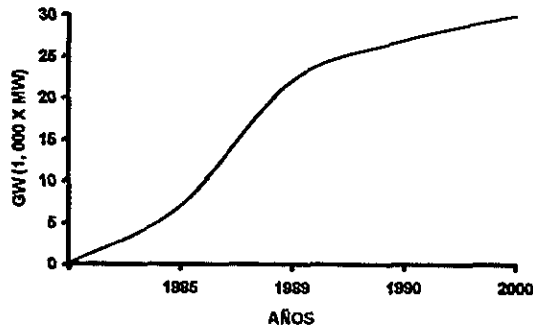
A.2 Turbina de gas

Una reciente evaluación de las turbinas de gas vendidas en el mundo indican una capacidad instalada de 7 gW en 1985, 22 gW en 1989, 27 gW en 1990 y 30 gW para el año 2000, como se muestra en la figura A.2.1

A.2.1 Ventajas

Las turbinas de gas llegan a tener eficiencias en la generación de energía eléctrica de entre los 30 y 42%. Actualmente se cuenta en el mercado con una gran variedad de turbinas de gas que pueden trabajar con distintos tipos de combustible o en el mejor de los casos pueden funcionar

CAPACIDAD INSTALADA EN TURBINAS DE GAS INDUSTRIALES



Fuente: Gas Turbines For Combined Cycles And Cogeneration, Lucio Sangiovanni, R. Gusso

FIG. A.2.1

con uno o más combustibles. Los combustibles que por lo general utilizan las turbinas de gas son el combustóleo, el gas natural y el diesel.

Cuando se trabajan a cargas constantes y elevadas, las turbinas de gas suelen ser mucho más eficientes que cuando se trabajan a cargas variables y bajas.

Debido a la gran variedad de turbinas existentes y a su versatilidad, la turbina de gas puede ser utilizada en diversos procesos y aplicaciones, como en el caso de plantas generadoras de energía eléctrica, plataformas petroleras o estaciones de bombeo.

A.2.2 Desventajas

Debido a que la turbina de gas es una máquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que utiliza, por lo que se llegan a tener pérdidas de un 1.2% de potencia por cada 100 metros de incremento de altura y una disminución de un 9% en su eficiencia por cada 10°C de incremento en la temperatura.

Cuando una turbina de gas trabaja a bajas cargas su eficiencia disminuye considerablemente, por lo que es necesario que en aquellas industrias en las cuales se instale un sistema de cogeneración integrado por una turbina de gas se trabaje a cargas elevadas y constantes.

Cuando un sistema de cogeneración integrado por turbina de gas tiene fluctuaciones en sus cargas, la producción de vapor se verá afectada considerablemente, por lo que será necesario agregar combustible suplementario al recuperador de calor o generar el vapor faltante con calderas de respaldo.

A.3 Turbina de vapor

Esta tecnología es la más conocida y utilizada para generar energía eléctrica. Las turbinas de vapor se pueden clasificar en:

1. **Turbinas condensantes** en las cuales su escape se encuentra conectado a un condensador en el que el vapor es expandido en la turbina hasta la presión del condensador, siempre inferior a la presión atmosférica

2. **Turbinas a contrapresión** en la cual el vapor es expandido parcialmente en la turbina y la salida del vapor se realiza a presión igual o superior a la atmosférica
3. **Turbina con extracciones** en la cual parte del vapor expandido en la turbina se extrae en algunos puntos específicos, permitiendo tener vapor a una determinada presión
4. **Turbina de presión mixta** en la cual el vapor es alimentado a presiones diferentes

Debido a sus características las turbinas que más se utilizan en sistemas de cogeneración son las turbinas a contrapresión y con extracciones.

En un sistema de cogeneración en el cual se utiliza una turbina de vapor, la energía eléctrica se genera a partir del combustible empleado en las calderas, en las cuales se produce vapor de alta presión y temperatura, el cual una vez introducido a la turbina podrá ser extraído a las condiciones requeridas por el proceso.

A.3.1 Ventajas

La eficiencia de generación de energía eléctrica en una turbina de vapor oscila entre 30 y 40%, mientras que la eficiencia de cogeneración con una turbina de vapor se encuentra entre los 75 y 83%. A diferencia de la turbina de gas y el motor de combustión interna, la eficiencia de la turbina de vapor no se ve afectada por los cambios de altura o temperatura.

La eficiencia de la turbina de vapor varía con respecto a la potencia de la máquina, por lo que al tener una mayor potencia se tendrá un mayor rendimiento.

La turbina de vapor puede ser utilizada en aquellos lugares en donde los combustibles líquidos o gaseosos no se encuentran disponibles para ser utilizados por algún otro primotor. La turbina de vapor no depende directamente del combustible disponible en la zona, ya que quien quema

el combustible es el generador de vapor. Actualmente existen en el mercado una variedad de generadores de vapor capaces de quemar cualquier tipo de combustible.

La turbina de vapor llega a sustituir válvulas de estrangulamiento en algunas industrias en las cuales debido a las necesidades de su proceso generan vapor de muy alta calidad en sus calderas e inmediatamente lo introducen en una válvula de estrangulamiento para reducir su presión y temperatura, quitándole con ésto la energía de alta calidad que contiene, por lo que al sustituir dichas válvulas por turbinas de vapor que generen energía eléctrica se estará aprovechando la calidad y cantidad de la energía suministrada.

Cuando se trabaja con una turbina de vapor con condensación se tiene una gran flexibilidad en la generación de vapor, debido a que si el sistema requiere energía eléctrica y no vapor, éste se lleva a un condensador, por lo que la turbina de vapor es capaz de absorber variaciones bruscas en los requerimientos del vapor.

A.3.2 Desventajas

Una turbina de vapor no es tan versátil como una turbina de gas, ya que para instalar un sistema de cogeneración con una turbina de vapor se requerirá que la planta consuma simultáneamente vapor y energía eléctrica, para obtener así una máxima eficiencia, si no se aprovecha el vapor y éste se condensa se estará perdiendo eficiencia en el sistema.

La gran cantidad de agua que se requiere en un sistema de cogeneración con turbina de vapor llega a ser una desventaja cuando dicho fluido se encuentra escaso en la región en donde se planea instalarlo. El agua convertida en vapor es quien moverá los alabes y a su vez generará la energía eléctrica requerida. Adicionalmente se necesita una elevada pureza del agua para evitar incrustaciones en el generador de vapor que se utilizará para alimentar a la turbina, por lo que se tendrá que contar con una planta de tratamiento de aguas.

Cuando un sistema de cogeneración se pretende instalar en un proceso en el cual se demanda generar energía eléctrica y secar directamente algún producto con los gases de escape calientes, el uso de la turbina de vapor se ve limitado.

El rendimiento de una turbina de vapor se encuentra ligado a la carga que tenga la caldera por lo que cualquier variación en ella afectará directamente a la eficiencia de la turbina.

A.4 Caldera de recuperación

Se utilizan para recuperar el calor de los gases de escape de la turbina de gas o motores de combustión interna y con ello generar vapor o agua caliente.

Existen dos tipos de recuperadores:

1. **Recuperadores de calor sin postcombustión:** son los más simples y prácticamente son intercambiadores de calor convectivos en los cuales se genera vapor mediante el empleo únicamente de los gases de descarga de la turbina de gas o motores de combustión interna
2. **Recuperadores de calor con postcombustión:** en los cuales el oxígeno contenido en la descarga de la turbina de gas permite llevar a cabo una combustión posterior y así generar una mayor cantidad de vapor para el proceso. Estos recuperadores operan con temperaturas de gases después de la postcombustión no mayores a 970°C
3. **Recuperadores de calor con máxima postcombustión:** este recuperador es esencialmente un generador de vapor convencional con aire suministrado por la descarga de la turbina

A.4.1 Ventajas

Las calderas de recuperación cuentan con un diseño modular con lo cual se simplifica el mantenimiento, además de contar con un arranque y paro rápido de alrededor de 20 a 30 minutos. Debido a su operación flexible pueden adaptarse a la mayoría de los procesos, aceptando los gases de escape de cualquier tipo de turbina.

Los recuperadores de calor pueden ser de circulación forzada o circulación normal, los recuperadores de circulación forzada requieren de menor espacio para su instalación, debido a que estos son instalados en forma vertical, además presentan un menor tiempo de arranque y requieren un menor "Pinch Point".

Los recuperadores de calor de circulación natural tienen la ventaja de no contar con bombas de circulación con lo cual se evitan fallas y el mantenimiento, además de que son más flexibles ante las variaciones de las cargas.

A.4.2 Desventajas

Los recuperadores de calor de circulación natural ocupan más espacio, son menos flexibles ante la variación de las cargas y requieren de mayor postcombustión. Los recuperadores de calor de circulación forzada requieren mayor mantenimiento, además de producir contrapresión en las descargas de las turbinas de gas, disminuyendo con ésto la capacidad de generación.

A.5 Tabla resumen

TABLA RESUMEN DE LOS EQUIPOS DISPONIBLES PARA INSTALAR UN SISTEMA DE COGENERACION

Características	Motor de combustión interna	Turbina de gas	Turbina de vapor a contrapresión (incluyendo caldera)
Rango de eficiencias en la generación de energía eléctrica [%]	40 - 46	30 - 42	30 - 40
Eficiencia típica en un sistema de cogeneración [%]	70	85	83
Rango de Heat Rates [kJ/kWh]	8, 700 - 10, 998	8, 661 - 14, 581	10, 000 - 14, 000
Disponibilidad ¹ [%]	95	90	94
Rango de la temperatura de los gases de escape [°C]	500 - 600	400 - 600	N.A.
Rango del flujo másico de los gases de escape [kg/kWh]	3. 2 - 10	10 - 18	N.A.
Pérdidas de potencia por el incremento de altura	2% por cada 300 m.	1. 2% por cada 100 m	N.A.
Pérdidas de potencia por el incremento de temperatura	1% por cada 5°C de aumento en la temperatura	9% por cada 10°C de aumento en la temperatura	N.A.
Rango de la relación calor/electricidad	0. 6 - 1. 2	2. 3 - 4. 8	4. 4 - mayores
Rango de generación disponibles en el mercado [mW]	0. 5 - 5	0. 5 - 240	1 - 350
Generación de vapor	Poco significativa	Significativa	Muy significativa
Requerimiento de agua	Significativa	Significativa	Muy significativa
Recuperación del calor útil	•Gases de escape •Agua de enfriamiento del aceite •Agua de enfriamiento de la chaqueta del motor	•Gases de escape	•Vapor en extracciones

¹Valores típicos de fabricantes a condiciones ISO (15°C, 60% humedad y a nivel del mar)

Tabla A.5.1

APENDICE B

DESCRIPCION DEL

PROCESO DE PRODUCCION

DE PAPEL Y SUS

PRODUCTOS PRINCIPALES

A continuación se hace una breve descripción del proceso de producción de papel y sus productos principales:

Preparación de pasta

a) Pulpeo

Se forma batch de "X" peso, pasa por el pulper hélico donde se hidrata y dispersa la fibra por acción mecánica y química, la mezcla se agita vigorosamente a una consistencia del 15%, durante la operación (que dura de 10 a 15 minutos.), se agregan los químicos en ciertas proporciones para desprender la tinta de la fibra, favoreciendo el hinchamiento de ésta, debilitando los enlaces moleculares, facilitando así su separación en una etapa posterior. Antes de evacuar el equipo se pasa por un clasificador de platina (pera de vaciado) en el cual se retienen las impurezas de gran tamaño como pueden ser alambres, plásticos, lazos, etc.

b) Depuración de pesados en alta consistencia

Se pasa la pasta por tres ciclones (paralelos), eliminando por la parte inferior clavos, grapas, clips, y la pasta aceptada sale por la parte superior para la siguiente etapa.

c) Clasificación de fibra en mediana consistencia

La pasta regulada se alimenta a un depurador tipo canasta, este equipo tiene dos rechazos: el rechazo ligero pasa a una segunda etapa de clasificación en un equipo con las mismas características, mientras que el rechazo pesado se elimina del sistema y se va a la compactadora eliminando gomas, astillas, nudos, etc.

d) Destinado por flotación

Se diluye la pasta hasta un 0.7% de su consistencia natural, se alimenta en la celda de destintado (son dos en serie) donde se mezcla con aire a presión atmosférica, generando fuertes turbulencias en las tintas; la formación de espuma en la superficie arrastra la tinta desprendida en el pulpeo y se extrae en la superficie, se dearea a un ciclón, la mezcla de agua, tintas, finos y aire se envía a las prensas espesadoras de lodos. En esta etapa se eliminan tintas solubles, minerales, finos de la celulosa en gran cantidad.

e) Depuración centrífuga en baja consistencia

Aquí la pasta se somete a una depuración centrífuga en un sistema de ciclones separadores, dicho sistema está constituido por cinco etapas, donde cada ciclón tiene un aceptado y dos rechazos. Aquí se eliminan pequeños nudos de fibra, pequeñas gomas, algunas tintas, etc., y constituye el rechazo total, el de la tercera etapa, mismo que se manda a la planta de efluentes industriales.

f) Depuración en ranura, baja consistencia

Aquí se envía a un depurador vertical presurizado de canasta, en esta etapa se forzará la pasta a pasar a través de una platina con ranuras de 0.25 mm. separándose impurezas. Este equipo trabaja a baja presión para favorecer una buena separación: el depurador presenta un aceptado y dos rechazos, el rechazo pesado se conduce a la compactadora.

g) Lavado

La pasta se alimenta al lavador, cuya función es inyectar la pasta en la zona de prensado que forma la tela y el primer rodillo guía. La pasta sale con una consistencia más espesa y se vuelve a diluir, mientras que el agua se bombea a la celda de flotación para su tratamiento y reutilización, aquí el agua arrastra consigo casi en su totalidad las cargas minerales.

h) Dispersión

Aquí la pasta se espesa hasta una consistencia del 30% en una prensa de doble tela, después en el calefactor se calienta a 75°C con vapor vivo y se somete a una fuerte acción mecánica en el dispersor. En este equipo las tintas y materiales que no fueron eliminados se fragmentan hasta un tamaño no visible al ojo humano. La pasta se diluye al 4% en un tanque agitado, mientras que el agua drenada en la prensa doble tela se clarifica en la celda de flotación junto con aguas de lavado.

Máquina de papel

En el tanque de máquina se inicia el proceso de fabricación de papel, la pasta se refina en el refinador Pilao, haciendo pasar la pasta entre dos coronas concéntricas cónicas, en esta etapa se acondiciona la fibra, se abre y fibrila para lograr las características de resistencia esperadas, después se conduce la pasta a una caja de nivel, que a su vez alimenta a una segunda etapa de depuración centrífuga de tres pasos, que sirve para eliminar algunas impurezas que hayan sido desprendidas en las etapas de dispersión y refinación. La pasta aceptada en esta etapa, se diluye hasta una consistencia media en la bomba de fabricación y se depura nuevamente en un depurador de ranura vertical presurizado. El aceptado se alimenta a la máquina de papel y el rechazo pasa a una segunda etapa (de recuperación), en la caja de entrada de la máquina de papel se distribuye homogéneamente la fibra a lo ancho de la tela de formación, libre de turbulencia y burbujas o cualquier otro fenómeno que pueda afectar el papel.

La fibra se distribuye a lo ancho de la mesa de formación, realizándose un desglose acelerado, eliminándose gran cantidad de agua, al pasar por la prensa de succión se adhiere la hoja al secador tipo Yankee donde se seca al contacto con la superficie del cilindro por evaporación, y por el exterior se tiene una campana de aire caliente, el cual incide sobre la hoja de papel, calentando y arrastrando el vapor desprendido durante la operación.

La hoja con gramales de 16-22 gr/cm² se crepa y se desprende con la ayuda de una cuchilla (cuchilla de crepado) y se enrolla en bobinas de 1.5-2.0 metros. de diámetro. Después del enrollador se rebobina el papel en doble hoja para papel higiénico de 22 gr., en el caso de la servilleta y las toallas de mano, se corta y se cambia a un centro de cartón apropiado para las máquinas convertidoras.

Conversión

Aquí se convierten las bobinas a producto terminado, las servilleteras cuentan con varios marcos de desenrollado, un marco de corte para dar dimensiones a las servilletas, un marco de gofrado en el cual se realiza el grabado de la servilleta y finalmente un marco de doblado y corte de servilletas, el cual cuenta las servilletas (hojas).

Las servilletas ya cortadas se alimentan manualmente a la empacadora, la cual forma los paquetes de 125 y 250 hojas, después, manualmente se acomodan en cajas para su transporte y almacenamiento.

El tren de higiénico consta también de un marco de desbobinado, de gofrado y de corte en el que se marcan los cuadros para facilitar el corte al usuario. El marco de enrollado donde se forma el rollo con el diámetro requerido, se pega y se corta la orilla. Consta además de un acumulador de rollos cuya función es la de independizar en cierta medida la operación del enrollador del tren de empacado. Este último consta de dos cortadoras de disco que cortan los rollos a la longitud deseada, dos empacadoras y dos embolsadoras donde se forman los colchones para su transporte y almacenamiento.

APENDICE C

NIVELES DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

Para poder definir un sistema de cogeneración óptimo se hace necesario conocer la capacidad eléctrica instalada en la planta y los costos de energía eléctrica que en ella se tienen.

El consumo eléctrico y los costos dentro de una planta pueden obtenerse de diferentes maneras siendo las más comunes a través de las facturas eléctricas expedidas por C.F.E o por Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

Las regiones en las cuales C.F.E. ha dividido el territorio Nacional son: Baja California, Baja California Sur, Noroeste, Norte, Central, Sur y Peninsular; además diferencia el uso de la energía eléctrica en media y alta tensión, por lo que es necesario conocer la región y el nivel de tensión y suministro que se tiene en la planta que se estudia.

DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DE LOS NIVELES DE TRANSMISION

NIVEL DE TENSION	CARACTERISTICAS
Baja	Se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1.0 kV
Media	Se suministra en niveles de tensión mayores a 1.0 kV, pero menores o iguales a 35 kV
Alta a nivel subtransmisión	Se suministra en niveles de tensión mayores a 35 kV, pero menores a 220 kV
Alta a nivel transmisión	Se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV

Tabla C.1

Un aspecto importante dentro de la factura eléctrica de la planta es la tarifa eléctrica a la cual pertenece.

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS TARIFAS

TARIFA	DENOMINACION	CONDICIONES DE SUMINISTRO
1	Residencial	Baja tensión sin límite de carga
2	Servicios generales	Baja tensión y hasta 25 kW
3	Servicios generales	Baja tensión y cargas mayores de 25 kW
5 Y 5A	Alumbrado público	Alta o baja tensión sin límite de carga
6	Bombeo de aguas	Media o baja tensión sin límite de carga
7	Servicio temporal	Baja tensión sin límite de carga
9	<i>Bombeo de agua y riego agrícola</i>	<i>Media o baja tensión sin límite de carga</i>
OM	Ordinaria media tensión	Media tensión y cargas mayores a 20 kW y menores de 1000 kW
HM	Horaria media tensión	Media tensión y cargas igual o mayor a 1000 kW
HS	Horaria alta tensión	Alta tensión nivel subtransmisión de 35 a 220 kV
HT	Horaria alta tensión	Alta tensión nivel transmisión 220 kV o más
H-SL	Horaria alta tensión. Larga utilización	Alta tensión nivel subtransmisión de 35 a 220 kV
H-TL	Horaria alta tensión. Larga utilización	Alta tensión nivel transmisión 220 kV o más
I-30	Servicio interrumpible	Alta tensión niveles subtransmisión y transmisión cargas iguales o mayores a 20, 000 kW

Tabla C.2

Por lo general hay tres conceptos de cargo para formular estas facturas: demanda máxima, energía consumida y factor de potencia.

Los cargos por concepto de demanda se basan en los costos de generación de energía eléctrica, de la transmisión y distribución de la misma, de acuerdo con los medios disponibles para efectuarlos.

GLOSARIO

Ahorro anual. Es la economía que se logra con la diferencia de los costos sin cogeneración y con cogeneración.

Arancel de importación. Es el impuesto que se tiene que pagar por introducir al país equipo o maquinaria fabricado en otros países. De acuerdo al Diario Oficial publicado el 23 de agosto de 1994 los aranceles que se tienen para la turbina de gas de de 0%, para el recuperador de calor es de 16%, para el motor de combustión interna 16% y para el generador de energía eléctrica 18%.

Arrendamiento. Contrato por el cual se cede o adquiere mediante precio el aprovechamiento de cosas inmuebles, o de beneficios y rentas.

Balance térmico. Un balance térmico es el análisis de un proceso que muestra en donde se genera el calor y en donde se utiliza. Es una herramienta vital para establecer la capacidad instalada dentro de una planta. Un balance térmico debe incluir: entradas de energía, pérdidas de energía al ambiente y descargas de energía. Por lo general la energía térmica que se utiliza dentro de una planta se destina a la generación de vapor a agua caliente para el proceso. El balance térmico más común dentro de la evaluación de un sistema de cogeneración es el que se realiza a las calderas o generadores de vapor, con el fin de establecer la cantidad y calidad de energía que se está utilizando en el proceso a través de vapor o agua caliente. El dimensionamiento de un sistema de cogeneración óptimo deberá estar basado en la premisa de satisfacer al 100% la energía térmica que el proceso demande. Un sistema de cogeneración será más eficiente cuanto mayor sea la cantidad de calor aprovechada. Para obtener la demanda de energía térmica dentro de una planta se deberá considerar a cada uno de los combustibles utilizados. Esto es, $Q_s = G_{\text{comb.}} \times \text{PCI} \times \eta$, donde, Q_s = energía total suministrada por los combustibles, $G_{\text{comb.}}$ = gasto de combustible [m^3/seg], PCI = poder calorífico inferior [kJ/m^3] y η = eficiencia de la caldera o generador de vapor.

Cargo por ajuste por combustible. El ajuste refleja las variaciones de los precios y de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica. Por cada mes calendario el monto de los ajustes se calcularán multiplicando el total de energía consumida en dicho mes, expresado en kWh, por los factores mensuales de ajuste que se expresan en \$/kWh. Los factores de ajuste se calculan mediante fórmulas dadas por Comisión Federal de Electricidad.

Cargo por demanda facturable. Es el resultado de sumar la demanda máxima medida en el período de punta y la quinta parte de la diferencia de demandas.

Cargo por energía facturable de base. Es la diferencia entre la energía total consumida durante el mes y la energía facturable de punta.

Cargo por energía facturable de punta. Es el máximo entre la energía consumida durante el período de punta y el 80% del producto de la demanda máxima medida en el período punta por el número de horas del período de punta.

Cargos por mantenimiento. A todas las tarifas se les aplica un cargo adicional mensual por mantenimiento.

Cargos y bonificación relacionadas con el factor de potencia. Para un factor de potencia menor a un 90% la fórmula que se aplica para obtener el cargo correspondiente es el siguiente:
 $\% \text{ recargo} = 3/5 \times ((90/F.P.) - 1) \times 100$, donde, F.P. se expresa en por ciento. Para un factor de potencia mayor a un 90% la fórmula que se aplica para obtener la bonificación es la siguiente:
 $\% \text{ bonificación} = 1/4 \times (1 - (90/F.P.)) \times 100$, donde, F.P. se expresa en por ciento.

Componente extranjero. Es el costo de los equipos principales tales como: turbina de gas, motor de combustión interna, turbina de vapor, recuperador de calor, tableros de control, paneles de sincronía, equipos de lavado de combustible, equipos de lavado de aceite

lubricante, equipos mezcladores de combustible, tanques y bombas especiales. Los componentes extranjeros se encuentran afectados por los impuestos de importación y por el costo de los fletes. Cuando los fabricantes de equipo presentan su cotización en firme o "Scope of Supply", los encargados del proyecto deben revisar y verificar cada uno de los puntos incluidos en la oferta, ésto con el fin de determinar que le corresponde a la empresa que fabrica los equipos y que le corresponde a la empresa que llevará a cabo la ingeniería básica, de detalle y construcción.

Componente nacional. Es el costo de los diversos conceptos tales como el de la mano de obra y construcción en las áreas civil, mecánica, eléctrica, de instrumentación y control, se pueden incluir equipos de fabricación nacional que cumplan con las mismas especificaciones que los equipos de fabricación extranjera. Los costos de cada uno de los rubros anteriores se obtienen de los volúmenes de obra y cuantificación que realiza la empresa consultora encargada de construir a la planta de cogeneración. Cuando se requiere evaluar a un sistema de cogeneración y no se cuentan con volúmenes de obra se puede suponer para fines preliminares que el costo del componente nacional será entre un 30 y 40% del componente extranjero y que el costo por mano de obra será un 40% de este costo y por construcción el 60% del componente extranjero.

Consideraciones fiscales o impuesto. Son los impuestos con los cuales son gravados las empresas de acuerdo con el sistema fiscal del país. Para la evaluación económica no se debe considerar el Impuesto al Valor Agregado o I.V.A., debido a que el I.V.A. correspondiente a la inversión compensará el dejado de pagar por la compra de electricidad.

Consumo de combustible. Es la cantidad total de combustible que se suministra al sistema de cogeneración para que éste opere adecuadamente. La energía total suministrada al sistema de cogeneración se obtiene de la siguiente forma: $Q_s = G_{comb.} \times PCI$, donde, Q_s = energía total

suministrada por el combustible, $G_{\text{comb.}}$ = gasto de combustible en $[\text{m}^3/\text{seg}]$ y PCI = poder calorífico inferior $[\text{kJ}/\text{m}^3]$.

Costo de los insumos energéticos de respaldo. Son los costos de la energía térmica y eléctrica que se suministran a la empresa cuando deja de operar la planta de cogeneración. Un sistema de cogeneración puede dejar de operar por dos causas principales: por falla en el sistema o por mantenimiento del sistema. Cuando el sistema de cogeneración para por alguna falla y se requiere que el proceso siga funcionando se hace necesario contar con respaldo de energía eléctrica y de combustible, dicho respaldo se obtiene de la red de C.F.E. y del combustible por PEMEX, sin embargo el contar con estos respaldos implican costos que deben tomarse en cuenta durante la evaluación económica del estudio.

Costo de los insumos energéticos. Son los costos que tendrá que pagar el propietario de la planta por concepto del combustible utilizado en el sistema de cogeneración y de la energía eléctrica complementaria, cuando el sistema de cogeneración no satisface el 100% de la energía eléctrica requerida en la planta. El costo del combustible se obtiene del consumo de combustible, de las horas de operación del sistema de cogeneración y del costo unitario o promedio del combustible. Esto es, $C_{\text{anual del combustible}} = \text{Cons. de comb.} \times \text{H.O.A.} \times \text{C.P.}$, donde, $C_{\text{anual del combustible}}$ = costo anual del combustible, Cons. de comb. = consumo de combustible por hora, H.O.P. = horas de operación al año y C.P. = costo promedio del combustible. El costo de la energía eléctrica se obtiene de las facturas emitidas por C.F.E. o la Luz y Fuerza del Centro (ver apéndice B), en este caso se deben incluir el costo por energía y el costo por potencia.

Costo del combustible. Los costos de los insumos energéticos térmicos se obtienen a través de PEMEX o de sus distribuidores autorizados, por lo general PEMEX lleva a cabo una facturación quincenal del gas natural que es consumido por las empresas, en la factura se especifica el consumo y el costo del gas natural al momento de facturarse. El consumo y costo viene especificado en m^3 o mmcal (millones de calorías). El suministro del gas natural se lleva a

cabo a través de una tubería que conecta a la planta con el gasoducto de gas de PEMEX. En las facturas los distribuidores autorizados especifican el consumo y el costo por litro, el tiempo de facturación dependerá de los tanques de almacenamiento con que cuenta la planta.

Costo del flete al componente extranjero. Es la cantidad de dinero que se paga por transportar al equipo o maquinaria cuando este se encuentra fuera del país.

Costo del kW instalado. Un parámetro que nos indica la relación inversión/potencia generada es el costo del kW instalado, el cual se obtiene al dividir el costo total de la inversión del sistema de cogeneración entre los kW generados a las condiciones del sitio en donde operará el sistema de cogeneración. Los fabricantes de equipos suelen proporcionar el costo del kW instalado, sin embargo sólo toman en cuenta el costo del equipo sin incluir construcción y mano de obra por lo que este parámetro será menor en relación al costo total del kW instalado. Por lo tanto, $kW_{\text{instalado}} = \$\text{Tot. Inv}/\text{Pot. Gen.}$, donde, $kW_{\text{instalado}}$ = costo del kW instalado. $\$ \text{Tot. Inv}$ = costo total de la inversión y Pot. Gen. = potencia generada.

Costo del kW-Hora. Se encuentra integrado por diversos factores como son el costo del combustible, el costo del aceite lubricante que utiliza el primotor, el costo por mantenimiento y el costo que se paga para cubrir los gastos de construcción y erección. El costo del combustible que se atribuye a la generación de energía eléctrica será la diferencia entre los costos totales del sistema de cogeneración y los estimados para producir vapor. El costo del vapor generado en el sistema de cogeneración será el mismo que el que se tendría por producir la misma cantidad de vapor con iguales características termodinámicas a través de una caldera convencional que use el mismo tipo de combustible que el sistema de cogeneración en estudio. Este costo se obtiene de la siguiente forma: $\text{Cos. kWh} = \$ \text{Tot. S.C.} - \text{C.V.G.}$, donde, Cos. kWh = costo del kW-hora, $\$ \text{Tot. S.C.}$ = costo total del sistema de cogeneración y C.V.G. = costo del vapor generado. El costo del kW-hora generado en un sistema de cogeneración debe ser

menor al costo al cual C.F.E. lo vende, de lo contrario será más conveniente comprar la energía eléctrica a C.F.E. que generarla.

Costo por respaldo de combustible. Son los costos del combustible que se suministran a la empresa cuando deja de operar la planta de cogeneración. Para calcular el costo de respaldo del combustible por mantenimiento debemos considerar el número de horas totales que trabaja la planta en un año y el número de horas que trabajará el sistema de cogeneración, para así determinar si será necesario generar vapor con los equipos actuales de la planta. Por lo general se recomienda que los paros por mantenimiento en un sistema de cogeneración coincidan con los paros por mantenimiento en los equipos de la planta. Los paros por mantenimiento en un sistema de cogeneración deben ser necesariamente programados para evitar interrupciones o fallas al proceso de la planta. Para calcular el costo de respaldo del combustible por falla se debe considerar la disponibilidad con la cual trabaja el sistema de cogeneración, la cual en la mayoría de los casos es elevada (ver tabla resumen de los equipos disponibles para instalar un sistema de cogeneración). Los equipos utilizados en los sistemas de cogeneración son altamente confiables por lo que el tener alguna falla en ellos es poco probable, sin embargo es necesario considerar este costo para la evaluación económica. El costo por respaldo de combustible que por lo general se maneja cuando no se tienen datos precisos del fabricante de períodos de mantenimiento y disponibilidades de los equipos es un 15% del costo total del combustible utilizado en el sistema de cogeneración.

Costo por respaldo de energía eléctrica. Son los costos de la energía eléctrica que se suministran a la empresa cuando deja de operar la planta de cogeneración. Estas tarifas al igual que las tarifas de costos eléctricos (ver apéndice C) se encuentran divididas por región. Existen tres tipos de tarifa de respaldo, las cuales son: tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento, tarifa horaria para servicio de respaldo por falla y tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado. La aplicación de una u otra tarifa dependerá de las características particulares de la planta en la cual se instale el sistema de

cogeneración. Si consideramos que el mantenimiento del sistema de cogeneración se efectuará al mismo tiempo que el mantenimiento en la planta, será recomendable utilizar la tarifa horaria para servicio de respaldo para falla.

Demanda máxima medida en el período base. Se determina mensualmente durante cualquier intervalo de 15 minutos del período de base, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período de base.

Demanda máxima medida en el período punta. Se determina mensualmente durante cualquier intervalo de 15 minutos del período punta, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período punta.

Demanda máxima medida. La demanda máxima medida se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que registran la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período de facturación.

Demanda máxima. La demanda máxima es el valor máximo de potencia, dentro del período de facturación, que la planta requiere para su operación. Entre más uniforme se pueda repartir el consumo de energía eléctrica en una planta, más bajo será el cargo por demanda.

Demanda media. Es la demanda de energía eléctrica promedio en un período determinado.

Depreciación y valor de recuperación. Se define como la disminución del valor de un activo físico producido por el paso del tiempo. En el concepto de depreciación se debe considerar dos aspectos: la disminución real del valor del activo causada por el uso y el paso del tiempo y la contabilización de esta pérdida de valor. La Ley del Impuesto sobre la Renta permite depreciar

a los proyectos de cogeneración a un ritmo de 10% anual (es decir 10 años), lo cual representa el ritmo intermedio entre el correspondiente a la industria eléctrica y el permitido a equipos contaminantes. Los sistemas de cogeneración se deprecian en línea recta y tienen un valor de rescate o de recuperación al final de su vida útil.

Diferencia de demandas. Es la demanda máxima medida en el período de base menos la demanda máxima medida en el período de punta, cuando esta diferencia sea positiva. En aquellos casos en que la demanda máxima medida en período punta sea superior a la demanda máxima medida en período, la diferencia de demandas es igual a cero.

Eficiencia de calderas. Por lo general las industrias utilizan la energía térmica de los combustibles para generar vapor o agua caliente en las calderas para los procesos, sin embargo no siempre se sabe con que eficiencia trabajan, por lo que es necesario calcularla, ya que ella nos determinará con que eficiencia se está utilizando la energía térmica suministrada a ellos. La eficiencia global de las calderas se puede considerar como la energía aprovechada para generar vapor entre la energía suministrada mediante el combustible. Por lo tanto, $\eta = m \times (h_1 - h_2) / (m_{\text{comb}} \times \text{PCI}_{\text{comb}})$, donde, η = eficiencia de la caldera, m = gasto másico del vapor [kg/Hr], $(h_1 - h_2)$ = diferencia de entalpía entre el vapor de salida de la caldera y el agua de entrada a la caldera [kJ/kg], m_{comb} = gasto del combustible suministrado a la caldera [m³/hr] y PCI_{comb} = poder calorífico inferior del combustible [kJ/m³]

Eficiencia del sistema de cogeneración. Nos indica la cantidad de energía que se está utilizando en forma de trabajo útil y se obtiene al dividir la totalidad de las energías aprovechadas (energía eléctrica + calor aprovechable) entre el calor total suministrado al sistema de cogeneración a través del combustible. Es decir, $\eta_{\text{cogeneración}} = (E.E. + C.A.) / (C.T.S.S.)$, donde, E.E. = energía eléctrica generada por el sistema de cogeneración, C.A. = calor aprovechable en el sistema y C.T.S.S. = combustible suministrado al sistema. La eficiencia del sistema de cogeneración es mayor que la eficiencia de generación de energía eléctrica, como

consecuencia de que en el sistema de generación se aprovecha el trabajo útil o disponible que se encuentra en los gases calientes de la turbina o motor. Por lo tanto, $\eta_{\text{energía eléctrica}} = E.E./C.T.S.S.$, donde, E.E. = energía eléctrica generada y C.T.S.S. = combustible suministrado al sistema.

Energía consumida. Los costos de operación de la porción de la factura de consumo de energía eléctrica, se basan en el número de kilowatts-hora registrados en el término de cierto período, normalmente por un mes.

Energía de base. Es la energía consumida durante el período de base.

Energía de punta. Es la energía consumida durante el período de punta.

Escalación de combustible. Es el incremento que sufrirá año con año el combustible sin considerar la inflación que hubo en este período de tiempo.

Escalación de tarifas de C.F.E. Es el incremento que sufrirá año con año las tarifas eléctricas sin considerar la inflación que hubo en este período de tiempo.

Escalación por operación y mantenimiento. Es el incremento que sufrirá año con año la operación y mantenimiento de la planta de cogeneración sin considerar la inflación que hubo en este período de tiempo.

Excedentes de energía eléctrica. El día 24 de noviembre de 1994 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la "Metodología para el cálculo de las remuneraciones por la capacidad puesta a disposición de la Comisión Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del Centro por los permisionarios con excedentes de 20 mW o menos", sin embargo la venta de excedentes de energía eléctrica no ha tenido gran aceptación por parte de las industrias que desean instalar

sistemas de cogeneración, motivo por el cual la mayoría de los sistemas de cogeneración que se encuentran en proceso de integración en nuestro país sólo satisfacen el 100% de la energía eléctrica sin contar con excedentes. Sin embargo para fines de cálculo y de acuerdo con la CONAE, en estudios de factibilidad se puede considerar que los sistemas de cogeneración podrán vender sus excedentes de energía a un 57% del costo al cual la vende C.F.E. y la potencia excedente podrá ser vendida a un 67% del costo al cual la vende C.F.E.

Excedentes de energía térmica. La mayoría de las plantas en nuestro país presentan Q/E elevados, por lo que los excedentes de energía térmica de los sistemas de cogeneración que trabajan en dichas plantas son poco significativos. Para que sea posible vender excedentes de energía térmica es necesario que la empresa compradora se encuentre adyacente a la planta en la cual se encuentra el sistema de cogeneración, de lo contrario se tendrá que hacer una fuerte inversión en tuberías y aislamientos. Si la energía térmica se vende en forma de vapor este debe cumplir con las mismas condiciones de presión y temperatura a las cuales trabaja el proceso de la planta compradora o de lo contrario no se estará aprovechando al máximo el calor útil recuperado. Actualmente no se cuenta dentro de la legislación mexicana con leyes que establezcan la normatividad de venta del vapor generado en sistemas de cogeneración.

Factor de carga eléctrico. Esta es la relación que existe entre la demanda promedio y la demanda máxima. Si el consumidor utiliza la capacidad total, o sea la demanda, durante las 24 horas diariamente, se dice que esta operando al 100% de su carga o de su factor de carga. en esta forma se logrará la tarifa más baja por kilowatt-hora. Sin embargo, si el ritmo de operación de la planta decrece, los cargos por la demanda se reparten entre unos cuantos kilowatts-hora y por tal motivo estos cargos se elevan para cada kilowatt-hora. Por lo tanto, $F.C. = D.P./D. Máx.$, donde, F.C. = factor de carga, D.P. = demanda promedio y D. Máx. = demanda máxima.

Factor de potencia. El factor de potencia se expresa como la relación entre la corriente productora de potencia y la corriente total del circuito. Es decir, $F.P. = kW/kVa$ o $kW = kVa \times$

F.P., donde, F.P. = factor de potencia, kW = potencia activa y kVa = potencia reactiva. Por lo tanto, el factor de potencia ($\cos \phi$) se define como el coseno del ángulo existente entre la potencia activa y la aparente total. Se obtiene la siguiente expresión $F.P. = \cos \phi = W/Wa$.

Financiamiento. Es la forma en la cual el empresario estructurará la forma de obtener el dinero para pagar los equipos e instalaciones de la planta de cogeneración. Se debe consultar con el industrial que tipo de financiamiento le es más conveniente, así como también si el total de la inversión será dinero del mismo industrial.

Flujo de caja. Ingresos de dinero y pagos de dinero que ocurren particularmente cada lapso o tiempo dado. Un flujo de caja positivo usualmente representa un ingreso y un flujo de caja negativo representa un pago o desembolso. En cualquier instante de tiempo, el flujo de caja podría representarse como: Flujo de caja neto = entradas-desembolsos.

Flujo y temperatura de los gases de escape. Como producto de la combustión que se realiza en la turbina de gas o motor de combustión interna se obtienen gases de escape de elevada temperatura de los cuales se puede recuperar la gran cantidad de energía térmica que estos contienen, por lo que es importante conocer las características de estos gases como son su temperatura y flujo másico. Estos dos valores son importantes cuando se requiere generar vapor en las calderas de recuperación, debido a que los gases de escape son la fuente energética que contiene el calor que se transmitirá a través del recuperador de calor para generar vapor o agua caliente. Cuanto más flujo y temperatura se tenga en los gases de escape se tendrá mayor posibilidad de generar más cantidad de vapor o agua caliente.

Índice de calor neto (Heat Reat). Este índice expresa la relación entre el combustible utilizado que se puede atribuir a la energía eléctrica producida y la producción de electricidad de las instalaciones. El combustible que se atribuye a la energía eléctrica generada se calcula restando del combustible total utilizado, el que hubiera sido necesario para producir el vapor

generado en una caldera convencional. Cuanto más bajo es el valor de este índice, significa que tanto más eficiente se ha utilizado el combustible para la generación de energía eléctrica, este valor se encuentra ligado con el denominado consumo térmico unitario (Heat Reat) de una planta de potencia convencional que, como se sabe, es el inverso del rendimiento de la planta. Por lo tanto, $I.C.N. = (Q_s - (Q_u/\eta_{caldera}))/E.E.$, donde, I.C.N. = índice de calor neto, Q_s = calor suministrado al sistema de cogeneración, Q_u = calor útil a proceso, $\eta_{caldera}$ = eficiencia convencional de la caldera y E.E. = energía eléctrica generada con el sistema de cogeneración.

Inflación. La inflación es el término que se utiliza para expresar la disminución del valor del dinero a través del tiempo o la medida de la disminución en el poder de compra del dinero.

Inversión. Adquisición de bienes de producción con miras a la explotación de una empresa.

Paridad cambiaria. Es la paridad que se tenga del peso mexicano en relación al dólar u otra moneda extranjera al momento de llevar a cabo la evaluación económica. Por lo general la evaluación económica de los proyectos de cogeneración se realizan en dólares americanos, debido a que la mayoría de los equipos se cotizan en esta moneda y de que es una moneda utilizada mundialmente.

Período base. Es el resto de las horas del mes, no comprendidas en el período punta.

Período de análisis. Es el período que se fija el inversionista para evaluar económicamente los costos y ganancias del sistema de cogeneración. Este período dependerá de la vida útil del equipo que integra al sistema de cogeneración, de la capacidad de la planta y del plazo en el cual se requiere recuperar la inversión inicial, por lo general el período de análisis va de un rango de 15 a 25 años.

Período de gracia. Es el período en el cual se pagan únicamente intereses sin amortizar el capital. Por lo general se busca que este período sea similar al período en que se tarda en construir la planta de cogeneración. Este período lo determinan las instituciones bancarias junto con el empresario de la planta.

Período de recuperación. Es el tiempo en el cual se recuperará la inversión realizada en el sistema de cogeneración mediante los ahorros e ingresos que este produzca, esta medida es de liquidez y no de rentabilidad, ya que el objetivo principal de un proyecto de cogeneración no debe ser recuperar el desembolso en el menor tiempo sino la rentabilidad que produce el proyecto en su vida útil.

Período punta. Es el tiempo comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas de lunes a sábado. A excepción de las regiones de Baja California, Baja California Sur y región noroeste, para las cuales y durante los meses de junio a octubre será el tiempo comprendido de las 16:00 a las 22:00 horas. Los días de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del trabajo, así como los que se establezcan por acuerdo Presidencial, se exceptúan de esta consideración.

Plazo de pago. Es el período máximo en el cual se debe amortizar la deuda contraída para la instalación de un sistema de cogeneración. El plazo que se maneja para cubrir los préstamos bancarios lo determina el mismo banco ya sea nacional o extranjero. Al término de este plazo se debe haber cubierto la cantidad total prestada y los intereses que esta cantidad generó.

Potencia ISO. Es la potencia que se obtiene a nivel del mar, a 15°C y 60% de humedad relativa, siendo la potencia de funcionamiento a la cual se refieren los fabricantes de equipos. Esta potencia nos sirve para determinar en la mayoría de los casos la potencia máxima que puede alcanzar el primotor, ya que por lo general la potencia que se produce será siempre menor debido a los factores de ajuste. Esta potencia se obtiene a través del fabricante de

equipo quien cuenta por lo general con gráficas y tablas en las que se muestra el funcionamiento de los equipos a distintas condiciones de operación.

Potencia producida. Es la potencia producida a condiciones de sitio, para el caso de las turbinas de gas y los motores de combustión interna, la potencia producida será menor a la potencia a condiciones ISO, debido a que se encuentra derrateada por el factor de corrección por altura y por el factor de corrección de temperatura, esta corrección por altura y temperatura no es aplicable a las turbinas de vapor. El valor de la potencia producida se obtiene a través de los datos técnicos que proporciona el fabricante del equipo. Por lo general los fabricantes de equipos cuentan con manuales, catálogos, fichas técnicas y laboratorios de prueba para poder determinar a diferentes condiciones de operación los valores que se pueden esperar en el funcionamiento de un determinado equipo. La potencia producida en sitio en un sistema de cogeneración se obtiene en base a la potencia generada a condiciones ISO, factor por corrección de altura y factor por corrección por temperatura. Es decir, $P_{\text{generada a condiciones de sitio}} = P_{\text{generada a condiciones ISO}} \times \text{F.C.A.} \times \text{F.C.T.}$, donde, F.C.A. = factor por corrección de altura y F.C.T. = factor por corrección de temperatura.

Potencia y energía excedente. Cuando en el escenario seleccionado se desean tener excedentes de potencia y energía, el sistema de cogeneración se diseña de tal forma que satisfaga la potencia requerida y además genere excedentes para su venta. La potencia excedente se obtiene de restar a la potencia generada la potencia requerida en la planta. Por lo tanto, $P_{\text{excedente}} = P_{\text{generada}} - P_{\text{requerida}}$. La energía excedente en un sistema de cogeneración se obtiene con base a la potencia excedente, las horas de operación y el factor de carga de la planta. Esto es, $E_{\text{excedente}} = P_{\text{excedente}} \times \text{Hr. Op.} \times \text{F.C.}$, donde, Hr. Op. = horas de operación en cierto período (año, mes, semana o día) y F.C. = factor de carga eléctrico de la planta. Actualmente existen en el mercado una gran variedad de equipos con un amplio rango de generación de energía eléctrica, sin embargo si los requerimientos eléctricos de la planta no

coinciden exactamente con la generación eléctrica de estos equipos, se opta por instalar un equipo mayor y trabajarlo a cargas parciales.

Potencia y energía requerida. Es la potencia y energía que deben satisfacerse con el sistema de cogeneración propuesto y se obtiene de los perfiles eléctricos que se tienen en la planta.

Precio de venta de excedentes de energía eléctrica. Será el costo al cual el generador de energía eléctrica venderá sus excedentes a C.F.E. o a otro consumidor.

Regalía. Privilegio o excepción particular que se tiene.

Relación beneficio/costo. Expresa los beneficios como una proporción de los costos, en donde los beneficios y los costos pueden ser descontados tanto a el valor presente como a la anualidad equivalente.

Relación Q/E. Esta relación en un sistema de cogeneración nos indica cuantos kW-térmicos se están obteniendo por cada kW-eléctricos.

Tasa de interés nacional y extranjera. Es la tasa que el empresario tendrá que pagar por el dinero que obtuvo para financiar al sistema de cogeneración.

Tasa de recuperación mínima atractiva. Es el valor mayor que tome en cuenta el costo de oportunidad para el inversionista. Por lo general la T.R.E.M.A. adquiere un valor mayor a los certificados de la tesorería o C.E.T.E.S.

Tasa impositiva. Varía según la empresa y es la tasa que se aplica para obtener el impacto de los impuestos en la rentabilidad de los proyectos. Los sistemas de cogeneración al igual que

todas las plantas industriales que se ubican en nuestro país deben pagar impuestos a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Tasa interna de retorno. Es un índice de rentabilidad, representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en tal forma que al final de la vida del proyecto el saldo no recuperado sea igual a cero.

Valor presente neto. Consiste en transformar a valor presente, vía una tasa de actualización, todos los componentes de flujo de fondos de un proyecto. La tasa de actualización utilizada debe ser superior al costo de capital, es decir, la T.R.E.M.A., a fin de satisfacer el costo de oportunidad que tendría el inversionista. Si el valor presente neto es positivo significa que los beneficios son mayores que los costos y, también, que el rendimiento atractivo que se espera obtener del proyecto de inversión es mayor que el rendimiento atractivo por la empresa. En este caso el proyecto debe emprenderse. Como en la evaluación de proyectos de cogeneración solo los costos son conocidos (y los beneficios derivados de la venta de excedentes de electricidad, cuando fuera el caso), se seleccionará la estrategia que minimice el valor presente de los costos netos incurridos para proporcionar las energía eléctrica y térmica requeridos por la planta.

Vapor o agua caliente producido en el sistema. Para poder establecer la cantidad de vapor o agua caliente que se puede generar en el sistema de cogeneración se debe establecer que tipo de recuperador se está utilizando, la cantidad y calidad de vapor requerida en el proceso y la temperatura y flujo de los gases de escape. Una vez determinados los valores anteriores se realiza un balance de materia y energía en el cual se presenta paso por paso los cambios que van sufriendo el agua-vapor y los gases de escape. Al realizar los balances se debe cuidar que el "Pinch Point" que es un parámetro importante en el diseño de recuperadores de calor y que se define como la diferencia entre la temperatura de salida de los gases del evaporador y la temperatura de saturación correspondiente a la presión del vapor generado en esa sección se

encuentre en un rango de 10° a 15°C. Además se hace necesario que la temperatura de los gases a la salida del recuperador no se encuentren por debajo de la temperatura mínima de corrosión, la cual varía según el combustible utilizado.

Vapor producido en las calderas actuales. Cuando un sistema de cogeneración se diseña para satisfacer el 100% de la demanda eléctrica y se tiene déficit de energía térmica se hace necesario generar el vapor faltante en la caldera de recuperación o en las calderas actuales. La generación del vapor faltante mediante la postcombustión en la caldera de recuperación, se recomienda cuando la cantidad de combustible que se tiene que introducir no es mayor a un 15% del combustible total que se suministra al primotor para generar energía eléctrica. La generación del vapor faltante en las calderas actuales se recomienda cuando la caldera se encuentra en buen estado y además trabaja con una eficiencia mayor de un 85%.

NOMENCLATURA

%	Porcentaje
°C	Grado Celsius
A.J. Comb.	Ajuste del combustible
cm²	Centímetro cuadrado
CO₂	Dióxido de carbono
D. Fact	Demanda facturable
D. kW B.	Demanda kilo Watt base
D. kW P.	Demanda kilo Watt punta
F.P.	Factor de potencia
gr	Gramo
gW	Giga Watt
Hp	Caballo de potencia
hr	Hora
Hr	Hora
kcal	Kilo caloría
kg	Kilogramo
kJ	Kilo Joule
kms	Kilómetro
kV	Kilo volt
kVa	kilo volt ampere
kW	Kilo Watt
kWe	Kilo Watt eléctrico
kWh	Kilo Watt hora
kWt	Kilo Watt térmico
m	Metro
m.s.n.m.	Metro sobre el nivel del mar
m³	Metro cúbico
M3	Metro cúbico

mm	Milímetro
mW	Mega Watt
N. A.	No aplica
NO _x	Nox
seg	Segundo
SO ₂	Dióxido de azufre
ton	Tonelada
US dll	Dólar Americano
USD	Dólar Americano

BIBLIOGRAFIA

Introducción

1. **Segundas Jornadas de Cogeneración. Congreso Internacional, Mexico 1993, 1^a. ed., Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, p. 21**
2. **Metodología de Estudios de Prefactibilidad para Proyectos de Cogeneración, 1994, 1^a. ed., Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía. Coordinación de Cogeneración. Dirección de Estudios, pp. 1-13**
3. **Metodología para la Selección y Aplicación de Turbinas de Vapor en Proyectos de Cogeneración, 1994, 1^a. ed., Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía. Coordinación de Cogeneración. Dirección de Estudios, pp. 2-3**
4. **Consumo de Energía en la Industria de la Celulosa y el Papel. Perfiles Energéticos Industriales No. 3. Petróleos Mexicanos. Subdirección de Planeación y Coordinación, México 1987, p. 72, 75 y 78**

Aplicación de las etapas del estudio de factibilidad técnica-económica

5. **Centro Universitario México, Diplomado en Cogeneración. Caso de Aplicación. Módulos: Identificación de la Instalación Industrial, Perfiles de Comportamiento de Demanda Térmica y Eléctrica para los Días Típicos Seleccionados, Análisis Energético, Análisis Económico y Evaluación de los Beneficios Netos de las Opciones de los Sistemas de Cogeneración. Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, México.**

Análisis del estudio de factibilidad técnica-económica

6. **Buendía Domínguez Eduardo, Aspectos a Considerar en el Diseño de una Encuesta para el Análisis de Sistemas de Cogeneración, Memorias del XII Seminario Nacional Sobre el Uso Racional de la Energía, pp. 590-600, México, 1992.**

-
7. Alfonso Mendoza Arcaraz, Metodología para Estudios de Factibilidad de Cogeneración. División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, 1.ª de., pp. 54-59, México, 1995.
 8. Datos del fabricantes de equipos.
 9. Alfonso Mendoza Arcaraz, Metodología para Estudios de Factibilidad de Cogeneración. División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, 1.ª de., pp. 82-89, México, 1995.
 10. Tarquin, Anthony J./Blank, Leland T.: Ingeniería Económica, 3.ª ed., cap. 1, cap. 7, cap. pp. 761-762, México, McGraw-Hill, 1992.
 11. Excelsior, El Periódico de la Vida Nacional, Segunda Parte de la Sección A, México, D. F., 26 de marzo de 1997, pp. 27-A - 33-A.
 12. Four-Stroke. Diesel Engine Programme, MAN B&W Diesel AG, August 1996, p. 10
 13. Asesoría personal con el M. en C. Ing. Mario Rodríguez Cazares. Director de Tesis.

REFERENCIAS

- [1] Consumo de Energía en la Industria de la celulosa y el papel. Perfiles Energéticos Industriales No. 3. Petróleos Mexicanos. Subdirección de Planeación y Coordinación, México 1987, pp. 3-4.
- [2] Balance Nacional de Energía. Secretaría de Energía, México 1996, p. 23 y 33.