

158
2ejem.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA PROYECTOS DE COGENERACION DE ENERGIA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
A R E A M E C A N I C A
P R E S E N T A :
RODRIGO VARGAS CORNEJO

DIRECTOR DE TESIS: M.I. NICOLAS KEMPER VALVERDE



CIUDAD UNIVERSITARIA

JUNIO 1998

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

263897



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.

A mis Padres:

Emiliano y Manuela les dedico este trabajo con respeto e inmensa gratitud, en reconocimiento por su tenaz esfuerzo y sacrificio. Por su apoyo, comprensión y paciencia para alcanzar está meta, la presente tesis representa un reconocimiento a su empeño por darme siempre lo mejor.

A mis hermanos:

Anabel, Norma, Antelmo, Emiliano y Amelia. Porque de alguna u otra forma siempre han estado a mi lado brindándome su apoyo.

A mis sobrinos:

Normita, Daniela, Alejandro, Jimena y Enrique. Porque son parte de mi vida y por todo el amor que les tengo.

A mis amigos:

Guadalupe, Miriam, Antonio, Inocencio, Ignacio, Francisco, Eduardo, Víctor y Leticia. Porque confiaron en mí y estuvieron en las buenas y en las malas dentro y fuera de la Universidad.

AGRADECIMIENTOS:

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) por haberme dado la oportunidad de estudiar una carrera profesional y obtener un desarrollo integral como persona.

Al M.I. Nicolás Kemper Valverde por su apoyo, asesoría, paciencia y sus valiosas observaciones, así como el tiempo que le dedico para la realización de esta tesis.

A todas las personas de las distintas instituciones gubernamentales, especialmente a NAFIN por la información proporcionadas y facilidades otorgadas para la realización de esta tesis.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA PROYECTOS DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA.

INTRODUCCIÓN	3
OBJETIVO	5
CAPITULO 1. SITUACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO.	6
CAPITULO 2. TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN	9
2.1 Definición	9
2.2 Clasificación.	9
2.3 Tecnologías existentes, ventajas y desventajas.	10
2.4 Criterios de comparación para la selección de tecnologías de Cogeneración.	21
CAPITULO 3. EVALUACIÓN TECNICA DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.	22
3.1 Análisis energético.	22
3.2 Evaluación energética	28
CAPITULO 4. EVALUACIÓN ECONOMICA-FINANCIERA	31
4.1 Periodo de recuperación.	31
4.2 Valor presente neto.	31
4.3 Valor anual equivalente.	33
4.4 Relación beneficio-costos.	33
4.5 Tasa interna de retorno.	34
4.6 Factores básicos para la evaluación de sistemas de Cogeneración de energía	35
4.6.1 Costo nivelado de inversión	35
4.6.2 Inflación.	36
4.6.3 Impuesto al valor agregado	36
4.6.4 Flujo de efectivo antes y después de impuestos.	36
4.6.5 Depreciación	38
4.7 Análisis de Sensibilidad.	38
4.8 Financiamiento.	39

CAPITULO 5. TRAMITES PARA LA OBTENCIÓN DE PERMISOS INDUSTRIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN	46
5.1 Marco Regulatorio.	46
5.2 Trámites para implantar sistemas de Cogeneración.	53
5.3 Programas para importar maquinaria.	54
CAPITULO 6. EJEMPLO DE APLICACIÓN.	58
CONCLUSIONES.	91
ANEXO 1.	93
ANEXO 2.	112
GLOSARIO	114
BIBLIOGRAFIA.	115

INTRODUCCIÓN

La importancia de la energía en la vida del hombre ha prevalecido y cada vez se vuelve más importante, prueba de ello está en su uso es en gran medida un factor muy importante que contribuye con el desarrollo económico, el bienestar social, el estado de confort de una sociedad y de los miembros de la misma.

Un hecho importante del pasado reciente en el ámbito internacional, fue la crisis petrolera de los años setenta, cuando el precio del crudo llegó a sobrepasar los 40 dólares por barril (contra 13 dólares en febrero de 1998), para ello los países más desarrollados impulsaron políticas de ahorro de energía y de diversificación de fuentes de energía. De esta manera las sociedades industriales tomaron conciencia de su debilidad en cuanto a suministro de petróleo y de los límites de las reservas de los hidrocarburos fósiles.

El ahorro de energía pasa a ser un tema de prioridad para todos los países, tanto por las implicaciones que tiene por desarrollar economías más competitivas, como por el control que ejerce en el ritmo de crecimiento de la demanda de energía de un país.

La ventaja comparativa de la Cogeneración respecto a los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica es su alta eficiencia equivalente de conversión de energía, que se deriva de la generación de energía eléctrica y térmica a partir del consumo único de combustible. En las condiciones actuales, para un proyecto de Cogeneración que satisface el cien por cien de los requerimientos térmicos de una empresa, se tendrá un ahorro de energía primaria del orden de 30 a 35% del consumo original antes del proyecto.

En el esquema, tradicional, la industria consume energía eléctrica proveniente de una planta de generación externa y energía térmica (generalmente vapor) transformada dentro de la misma planta industrial (en una caldera).

Como ejemplo, al cambiar a un esquema cogenerador, la industria compra combustible, dentro de sus mismas instalaciones genera electricidad y vapor simultáneamente. Para un mismo nivel de consumo de energía eléctrica y térmica (vapor o agua caliente) el

consumo de combustible baja a 690 unidades energéticas por cada 1,000 unidades consumidas anteriormente, lo que representa un ahorro de 31%

Este nivel de ahorro de energía primaria es una función de la eficiencia térmica original, su relación de energía térmica a energía eléctrica y de la eficiencia final del proyecto de Cogeneración.

Para estudio regional de mercado eléctrico, el país se divide en 115 zonas y 12 pequeños sistemas aislados, 6 de los cuales reciben energía de importación. Las zonas a su vez se agrupan en 9 áreas del sistema eléctrico, como se ilustra en la figura 1. se indica el crecimiento promedio anual de las ventas de cada área, para las cifras históricas del período 1987-1996 y para la proyección de 1997-2006, en el escenario esperado.

Tabla 1.
Crecimiento promedio anual de las ventas (%)

Evolución Histórica 1987-1997	5.3
Crecimiento Esperado 1997- 2006	5.5

En el estudio regional del mercado eléctrico, la demanda se clasifica en dos categorías: "desarrollo normal" y "cargas importantes". El procedimiento de pronóstico consiste en proyectar, para cada zona, la venta de energía eléctrica a los usuarios de desarrollo normal y los de las cargas importantes. Para cada una de las zonas se cuenta con cifras históricas de las ventas anuales de energía eléctrica y de la demanda máxima anual de potencia.

De acuerdo al estudio Desarrollo de Mercado Eléctrico, durante 1996 la generación de energía eléctrica para autoconsumo fue del orden de 8.8tWh, de los cuales la mayor parte corresponde a PEMEX. Se estima que, dentro del período que considera esta prospectiva, la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento crecerá, en el necesario esperado, a una tasa promedio anual de 8.8% para alcanzar 20.0 TWh en el

año 2006. Lo anterior representa un crecimiento por arriba del promedio que se lograría para el mercado eléctrico en su conjunto.

El dinamismo de los proyectos de generación externa, aunado a la posibilidad de que los requerimientos de capacidad adicional citada en el cuadro siguiente, pudiera satisfacerse en parte independiente y excedentes de autoabastecedores y cogeneradores, hace indispensable un ejercicio depurado de planeación que será actualizado, al menos anualmente, por la CFE, en consecuencia con los lineamientos de política que establece el programa sectorial de mediano plazo elaborado por la Secretaría de Energía.

Tabla 2

Capacidad de los proyectos con permisos autorizados

TIPO	CAPACIDAD	%
Autoabastecimiento	1,411.4 MW	54.6
Cogeneración	616.5 MW	23.9
Importación	4.0 MW	0.1
Producción Independiente	531.5 MW	20.6
Pequeña Producción	20.2 MW	0.8
Total	2583.6 MW	100

Para esta planta de papel tenemos que nuestra oferta va estar dada por la cantidad de energía que consuman nuestros procesos y nuestra oferta estará dada por la cantidad de energía que podamos ofrecer a CFE, de acuerdo a la cantidad que se tenga disponible.

OBJETIVO.

Analizar la factibilidad técnica y financiera para implementar sistemas de Cogeneración en industrias que tengan el potencial necesario.

CAPITULO 1. SITUACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO.

En México a partir de 1981 la política energética fue encaminada hacia el mejoramiento de la eficiencia energética buscando la reducción en el consumo de hidrocarburos. De esta manera los sistemas de Cogeneración han sido aplicados en distintas ramas industriales, no necesariamente en la forma más eficiente y en la intensidad óptima.

La generación y Cogeneración para autoabastecimiento en México está permitido en nuestra legislación desde los años 40's y existe como parte integrante de muchos procesos entre los que se puede mencionar los ingenios azucareros, las fábricas de la celulosa y papel, y en el sector petrolero.

Si bien desde estos años se realizaron algunos 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 de 1975 el desarrollo de Cogeneración fue casi nulo, pero en 1990 prácticamente se duplicó la Cogeneración en la industria, contando con 600 MW instalados en el sector privado. Por otro lado, dentro del sector público en el mismo periodo el desarrollo de la Cogeneración fue muy importante instalándose 1,400 MW, en los sectores petrolero, siderúrgico y azucarero, para un total nacional a fines de 1992 de cerca de 2,000 MW.

La ley de Servicio Público de Energía Eléctrica no permitía de forma explícita el vender o producir energía hasta antes del 31 de mayo de 1991.

La Cogeneración es una alternativa energética que brinda beneficios a toda la sociedad, como son:

- Posponer o sustituir inversiones en CFE del orden de 3,000 a 6,000 millones de dólares de aquí al año 2005.
- Ahorro de combustible del orden de 50 a 110 mil barriles por día de combustóleo equivalente.
- Reducción de pérdidas de red por parte de CFE de 500 a 1,700 GWH anuales.
- Reducción de emisiones contaminantes al 50% en CO₂ y al 2% en CO y Nox.

- Reducción de costo energético en industrias de fabricación de partes y componentes y servicio de mantenimiento y reparación.
- Proporcionará un mayor desarrollo tecnológico y abrirá un campo nuevo a las firmas de ingeniería y consultores mexicanos.
- Creará nuevas empresas promotoras y operadoras de sistemas de Cogeneración.
- Desarrollará nuevos esquemas de servicios financieros.

En México hay varios sectores que poseen un razonable potencial de Cogeneración y que resultarán beneficiados de implementar la misma, tal es el caso de las industrias: química y petroquímica, celulosa y papel, alimentos, refinación y petróleo, agroindustria, metal-mecánica hotelera, entre otras

Existen en nuestro país aproximadamente 300 centrales eléctricas con fines de autoabastecimiento y con una potencia instalada de 3,000 MW. Puede resultar atractivo integrar parte de este potencial a la red nacional de suministro eléctrico ya que a pesar de tratarse de unidades generadoras relativamente pequeñas, el costo marginal de aumentar su factor de utilización puede resultar competitivo en relación con el costo marginal total de la generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), particularmente cuando el aprovechamiento de esas fuentes de energía está ligado a la utilización de desperdicios de combustibles derivados de los procesos industriales.

En México los consumos específicos de energía eléctrica en la industria papelera son de 10 a 16 veces mayores, debido sobre todo al rezago tecnológico que arrastra esta industria.

De acuerdo a información publicada por el programa universitario de energía de la UNAM se estima que las ramas de mayor consumo energético en México podrían cogenerar para uso propio hasta 3,030 MW, además de otros 1,140 MW excedentes que podrían incorporarse al servicio nacional de energía.

Tabla 3
Potencial de Cogeneración en la industria de nuestro país.

Sector Industrial	NUMERO	MW up	MW exc	MW T
Química y Petroquímica	97	960	382	1342
Siderúrgica	23	570	70	640
Minería metal	34	340	150	490
Celulosa y Papel	35	375	49	424

En varias plantas industriales, el poder ejecutar sus proyectos de Cogeneración resulta fundamental, ya sea para poder llevar a cabo su modernización y competir, o bien, para subsistir en un mercado interno totalmente abierto dada la incidencia en costos.

CAPITULO 2. TECNOLOGIAS DE COGENERACIÓN.

2.1 Definición

La Cogeneración es el término empleado para dominar los sistemas que combinan los procesos térmicos asociados a la producción de energía eléctrica, con otro tipo de procesos térmicos (generación y/o demanda de vapor o calor), utilizando el calor desechado de uno como la entrada de energía del otro.

La Cogeneración es una técnica que permite mejorar la eficiencia de conversión de una fuente de energía primaria a otras formas de energía como son calor y electricidad.

2.2 Clasificación.

La mayoría de los sistemas de Cogeneración se clasifican de acuerdo con los ciclos termodinámica clásicos o con las máquinas utilizadas; sin embargo, también se pueden clasificar tomando en cuenta el orden de producción de electricidad o energía térmica; bajo esta clasificación se tienen los sistemas superiores e inferiores.

Sistemas Superiores o Topping Cycles.

Los ciclos o sistemas superiores, son aquellos en los que la energía primaria se utiliza para producir un fluido a alta temperatura y presión, que 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 la industria de pulpa y papel, petróleo, textiles, cerveza, alimentos, azúcar y otros más.

Sistemas Inferiores o Bottoming Cycles.

Los ciclos inferiores, son aquellos en los que 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 utilizados en procesos que emplean calor de desecho a temperaturas mayores de 250 °C, tales como las industrias del cemento, acero, vidrio, química y otras.

2.3 Tecnologías existentes.

Un sistema de Cogeneración puede estar formado por uno o varios equipos, por lo que un 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 no sea el único pero sí el más óptimo y eficiente.

MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA

Los motores de combustión interna han sido utilizados a lo largo de la historia en aplicaciones marítimas, transporte motoriz 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 este. Un sistema de Cogeneración integrado por un motor de combustión interna llega a alcanzar eficiencias de hasta un 75%.

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%.

Un 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, 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 y confiabilidad 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 en el espacio que se requiere para el sistema de Cogeneración y el tiempo que se tarda construirlo, los motores de combustión interna no requiere 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 primoteres. El agua que se utiliza se encuentra trabajando en un 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.

Desventajas

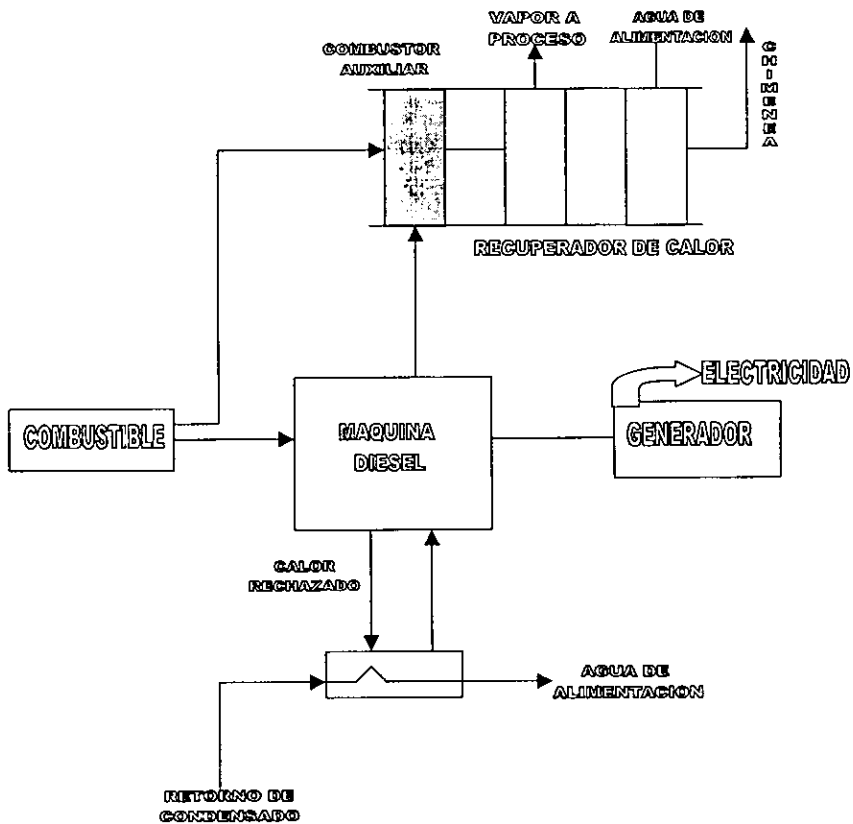
Debido a que el motor de combustión interna es muy eficiente, se tendrá una cantidad reducida de calor útil recuperable, por lo que la generación de vapor se verá limitada. Otra posibilidad que se tiene de recuperar el calor útil es en forma de agua caliente.

Las condiciones 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 de tomar en cuenta que un sistema de Cogeneración integrado por un motor de combustión interna la generación de energía eléctrica es quien lleva la pauta.

Figura 1.
Sistema de Cogeneración con motor diesel.



TURBINA DE GAS

Una reciente evaluación de las turbinas 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.

Los avances tecnológicos en las últimas décadas han permitido que las turbinas de gas sufran un gran desarrollo, pasando por diversas generaciones hasta la de nuestros días.

La primera generación de turbinas estuvo disponible durante los años 70's, entre los 70's y 80's se desarrolló la segunda generación de turbinas o turbinas de trabajo pesado, comenzándose a industrializar las turbinas aeroderivadas.

La tercera generación de turbinas utilizará materiales con superaleaciones y materiales cerámicos, sin embargo debido a que con ellas se puede llegar a alcanzar temperaturas de 1500 C, será necesario utilizar sistemas de enfriamiento, esta generación de turbinas se encuentra actualmente en diseño.

Se espera que para el año 2000 el avance en las investigaciones espaciales permita producir materiales revolucionarios capaces de soportar temperaturas por arriba de los 1800 C por largos períodos, al utilizar dichos materiales en las turbinas de gas se eliminará el enfriamiento y la pérdida de eficiencia como consecuencia. Un desarrollo tecnológico de esta naturaleza permitirá inaugurar la "Cuarta generación" de turbinas.

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 variedad de turbinas de gas que pueden trabajar con distintos tipos de combustible o en el mejor de los casos pueden trabajar 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.

En una planta de Cogeneración compuesta por una turbina de gas, la producción de vapor en el recuperador de calor es factible debido al calor contenido en los gases que pueden ser recuperados usualmente la temperatura de los gases de escape en una turbina de gas se encuentra en un rango que va de los 400 C a los 600 C, con un flujo másico que va de los 10 kg/kWh a 18 kg/kWh. La elevada cantidad de oxígeno en los

gases de escape (15% a 17% del volumen) permite una post combustión adecuada cuando está es necesaria.

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

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.

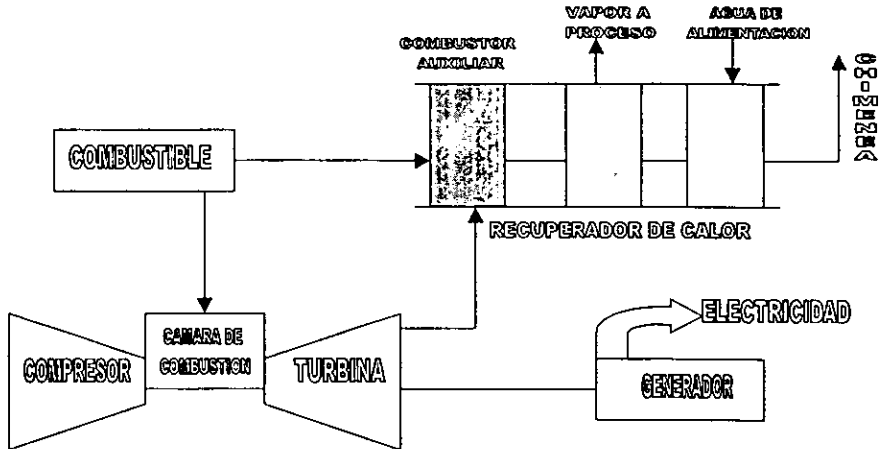
El incremento en la temperatura de los gases de escape, el incremento en el fuego suplementario y el incremento en la potencia específica (relación entre la potencia eléctrica y el flujo de aire de la turbina) disminuye la eficiencia con la cual trabaja la turbina.

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 una 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.

Figura 2.

Sistema de Cogeneración con turbina a gas y recuperador de calor.



TURBINAS DE VAPOR

Esta tecnología es la más conocida y utilizada para generar energía eléctrica.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar en:

- **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.
- **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.
- **Turbinas 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.
- **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.

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 oscila entre 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 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 existe 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 a muy alta calidad en sus calderas e inmediatamente lo introducen en una válvula de estrangulamiento para reducir su presión y temperatura, quitándole con esto 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.

Desventajas

Una turbina de vapor no es tan versátil como una turbina de gas, debido a 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, debido a que si no se aprovecha el vapor y este se condensa en el condensador se estará perdiendo eficiencia en el sistema.

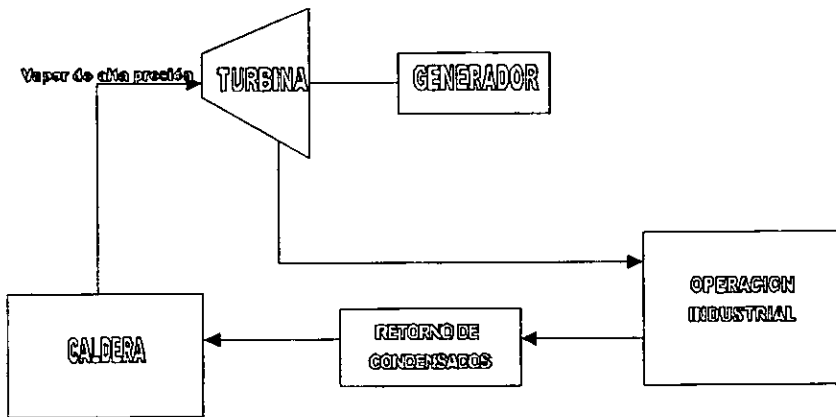
La gran cantidad de agua que se requiere en un sistema de Cogeneración con turbina de vapor llega a ser una desventaja cuando dicho fluido se encuentra escaso en la región en donde planea instalarlo. Debemos de recordar que el agua convertida en vapor es quien moverá los alabes y a su vez generará la energía eléctrica requerida. Adicionalmente se requiere 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 agua.

Cuando un sistema de Cogeneración se pretende instalar en un proceso en el cual se requiera generar energía eléctrica y secar 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.

Figura 3.

Sistema de Cogeneración con turbina de vapor a contrapresión.



Turbina de vapor a contrapresión.

CALDERAS DE RECUPERACION

Las turbinas de recuperación se utilizan para la 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 tres tipos de recuperadores:

- **Recuperadores de Calor sin Postcombustión:** Son los más simples y prácticamente son intercambiadores de calor convectivo 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.
- **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 combustión no mayores a 970 °C.
- **Recuperadores de Calor con Máxima Postcombustión:** Este recuperador es esencialmente un generador de vapor convencional con aire suministrado por la descarga de la turbina.

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 puede 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 requiere de menor espacio para su instalación, debido a que estos son instalados en forma vertical, además presentan un menor tiempo de arranque y requiere 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 las fallas y el mantenimiento, además de que son más flexibles ante las variaciones de las cargas.

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 esto la capacidad de generación.

2.4 Criterios de comparación para la selección de tecnologías de Cogeneración:

En la siguiente tabla se indican los criterios más importante para seleccionar sistemas de Cogeneración.

Tabla 4.

Tabla resumen de los equipos disponibles para instalar un sistema de Cogeneración

CARACTERÍSTICAS	MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	TURBINA DE GAS	TURBINA DE VAPOR A CONTRAPRESIÓN (INCLUYENDO CALDERAS)
RANGO DE EFICIENCIA 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)	9,700-10,996	8,6661-14,581	10,000-14,000
DISPONIBILIDAD	95%	90%	94%
RANGO DE LA TEMPERATURA DE LOS GASES DE ESCAPE (° C)	500-600 °C	400-600 °C	N/A
PERDIDAS DE POTENCIA POR EL INCREMENTO DE ALTURA	2% POR CADA 300 mts	1.2% POR CADA 100 mts	N/A
PERDIDAS 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
RANGOS DE GENERACIÓN DISPONIBLES EN EL MERCADO (MW)	0.5 - 5	0.5 - 2.40	1 - 350
GENERACIÓN DE VAPOR	POCO SIGNIFICATIVA	SIGNIFICATIVA	MUY SIGNIFICATIVA
REQUERIMIENTOS 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

CAPITULO 3. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

3.1 Análisis energético.

Información requerida para la determinación de los esquemas de Cogeneración.

La industria goza de una diversidad de procesos y cada uno de ellos van ligados a diferentes necesidades de energía (eléctrica y térmica). Los sistemas de Cogeneración se deben de integrar a las necesidades de cada proceso en particular, por tanto, el análisis de cada proyecto de Cogeneración tendrá características propias.

Estudio de prefactibilidad de Cogeneración.

El estudio de prefactibilidad permite identificar si existe un potencial de Cogeneración interesante, el cual se pueda integrar satisfactoriamente al proceso, es decir, satisfacer las necesidades de energéticos (eléctricas y térmicas) en la planta y de esta manera establecer un criterio para realizar un estudio de mayor detalle o dejarlo únicamente al nivel de prefactibilidad.

Esto los estudio de prefactibilidad es necesario conocer los siguientes conceptos:

- Identificación del tipo de planta y proceso (textil, químico, hospital, comercial, etc.)
- Ubicación de la planta para identificar las condiciones geográficas y climáticas (altitud y temperatura ambiente promedio)
- Patrones históricos y actuales de consumo de energéticos (vapor, electricidad, combustibles, otro fluido térmico) (mínimo los últimos 12 meses).
- Costos de los energéticos (energía eléctrica (tarifa eléctrica), combustibles agua)

Estudio de factibilidad de Cogeneración.

Este tipo de estudios son de mayor profundidad, cuyo objetivo es más ambicioso ya que no sólo se pretende definir el esquema de Cogeneración que satisfaga las necesidades energéticas de la planta, sino que también proporcione el máximo ahorro de energía, en términos de rentabilidad del sistema y por lo tanto, el máximo beneficio económico. Para realizar este tipo de análisis es necesario identificar y determinar la siguiente información:

- Tipo de empresa o actividad productiva (química, del papel, servicios, etc.)
- Descripción de los procesos productivos y productos.

- Ubicación y condiciones ambientales de la planta (presión atmosférica y temperaturas extremas del sitio así como la temperatura promedio)
- Turnos de trabajo y tiempo de operación al año.
- Periodos de mantenimiento y paros programados.
- Combustibles disponibles (gas natural, diesel, etc.)
- Combustibles subproductos de procesos (bagazo, aceites, madera, etc.)
- Disponibilidad del agua para la planta.
- Tipo de tarifa eléctrica aplicada.
- Arreglo general en planta de sistemas y equipos.
- Planes y perspectivas de crecimiento o decrecimiento de la instalación.
- Espacio disponible para la instalación del sistema de Cogeneración.
- Número de cortes de la red al año y estimación de pérdidas económicas ocasionadas por los cortes.

Con respecto a los patrones de consumo de energéticos y actuales es importante contar con la siguiente información (como mínimo los últimos 12 meses).

- Producción mensual por tipo de productos.
- Consumo de energía eléctrica, demanda máxima de potencia y generación mensual de electricidad en caso de existir, incluyendo su costo (los datos deben incluir la generación, consumo y demandas máximas tanto en horarios base como en punta, esto en caso de contar con tarifa horaria).

De los datos provenientes de la facturación mensual, es posible formar una tabla que contenga tanto la información de los recibos, como los resultados del procesamiento de los mismos, que permitirá saber cómo se utiliza la energía eléctrica y qué posibilidades existen para ahorro de energía u optimización de su uso, que se puedan lograr antes del dimensionar un sistema de Cogeneración aplicable:

Los datos que debe de concentrar la tabla son:

- ◊ Periodo de facturación
- ◊ Número de horas
- ◊ Costo total
- ◊ Costo de energía (cargo por consumo y demanda).
- ◊ Consumo (kWh)

- ◇ Consumo de energía reactiva (kVArh)
- ◇ Factor de potencia promedio.
- ◇ Factor de carga.
- ◇ Costo promedio del kWh.

En caso de que la empresa cuente con sistemas de autogeneración o Cogeneración se deberá de registrar también la generación mensual interna, así como la potencia máxima que se haya alcanzado, aunque comúnmente la información queda limitada tan solo a la generación limitada tan solo a la generación obtenida.

Mes	Horas	Consumo	Demanda	Demanda	Reactivos	F.P.	F.C.
	Mes	kWh	(kW) Máxima	(kW) Media	kVArh	(%)	(%)
Oct-96							
Nov-96							
Dic-97							
Ene-96							
Feb-97							
Mar-97							
Abr-97							
May-97							
Jun-97							
Ags-97							
Sep-97							
TOTAL							
Promedio							

- Consumo mensual de combustible, incluyendo costo

El consumo de combustibles se registra de una manera similar a la de la electricidad, aunque en este caso sólo se concentran en una tabla los consumos de los diferentes combustibles comprados, así como los obtenidos como subproductos de los procesos de la empresa.

Periodo	Combustible litros	Costo \$	Gas natural	Costo \$	Costos totales \$
Oct-96					
Nov-96					
Dic-96					
Ene-97					
Feb-97					
Mar-97					
Abr-97					
May-97					
Jun-97					
Jul-97					
Ags-97					
Sep-97					
TOTAL					
Promedio					

- Producción mensual de vapor o fluidos térmicos.

Con la finalidad de conocer las condiciones actuales de operación de la planta y de los equipos que la integran es necesario la siguiente información:

- Diagrama unifilar eléctrico de la planta.
- Diagrama de las líneas de vapor, agua caliente, fluidos térmicos, etc.
- Condiciones de operación de equipos y sistemas (presión temperatura y flujos)
- Condiciones, nominales de operación de equipos y sistemas (presión, temperatura y flujos)
- Condiciones nominales de operación de los equipos principales de conversión y generación de energía (turbogeneradores, calderas, hornos, motores, etc.)
- Censo de cargas, conectadas tanto térmicas como eléctricas.

Perfiles de consumo de energéticos.

Una vez recopilada la información de la planta en estudio, el paso siguiente es determinar los perfiles de consumo de energéticos de los siguiente parámetros:

- Demanda máxima de potencia.
- Consumo de energía eléctrica.
- Consumo de vapor y otros fluidos térmicos.
- Consumo de combustibles.

Estos perfiles se pueden realizar de manera mensual, día a día y horaria, sin embargo, lo más importante es contar con la información necesaria para cubrir las condiciones de operación típicas de la instalación y además esta debe incluir consumos extremos de la planta (consumos máximos y mínimos).

Determinación de la relación Q/E.

En esta etapa y tomando como base los perfiles de consumo típicos de la planta, se determina las relaciones de Q/E para las diferentes condiciones de operación de la planta, es decir:

- Máxima carga térmica y su correspondiente carga eléctrica.
- Máxima carga eléctrica y su correspondiente carga térmica.
- Mínima carga térmica y su correspondiente carga eléctrica.
- Mínima carga eléctrica y su correspondiente carga térmica.
- Carga térmica promedio y carga eléctrica promedio.

El conjunto de las relaciones Q/E resultante, se deben considerar para la selección del esquema de Cogeneración. Además el esquema de Cogeneración deberá ser capaz de satisfacer tanto como sea posible las diferentes condiciones de operación con la flexibilidad suficiente para minimizar las pérdidas o rechazos de energía al medio ambiente.

La selección del esquema de Cogeneración también depende de las condiciones de presión y temperatura de los fluidos energéticos que están involucrados, en el proceso. Por ejemplo, en algunos casos se puede presentar relaciones Q/E iguales, sin embargo, las condiciones a las que se requiere suministrar la energía térmica son diferentes como resultado, los esquemas de Cogeneración aplicables difieren.

Definición de las necesidades de energía a satisfacer por el sistema de Cogeneración.

En esta etapa, se establece el nivel de requerimientos energéticos que se desean satisfacer con el sistema de Cogeneración.

- Satisfacer la carga térmica y eléctrica en su totalidad.
- Satisfacción de la carga térmica total y generación de electricidad parcial comprando restante de energía eléctrica a la red pública.
- Satisfacción de la carga térmica total con excedentes de energía eléctrica.
- Satisfacción de la carga térmica parcial y generación de energía eléctrica total.

Los requerimientos térmicos de proceso determinan el potencial de Cogeneración y dictaminan el tipo y tamaño del sistema de Cogeneración seleccionado. Por ejemplo, en el esquema de Cogeneración con satisfacción térmica total, los requerimientos del proceso usualmente determinan el tamaño óptimo del sistema a implantar. Sin embargo, en el nivel de satisfacción térmica y eléctrica total y/o con excedentes, otros factores, tales como disponibilidad de combustible de desperdicio, necesidades eléctricas del proceso y factores económicos, generalmente dictaminan el tamaño del sistema de Cogeneración.

Selección del sistema de Cogeneración.

Es difícil establecer una metodología en general, para la selección y análisis de los esquemas de Cogeneración, ya que cada proyecto tiene características muy particulares. Sin embargo, basándose en las relaciones Q/U/E de la planta en estudio, los niveles de carga térmica y eléctrica que se desean satisfacer con el sistema de Cogeneración y considerando las características de cada esquema, permite identificar el sistema de Cogeneración que se puede aplicar en la planta.

A continuación se presenta una tabla que muestra algunas de las relaciones Q/E que pueden encontrar en diferentes tipos de empresas y las relaciones Q/E que se obtienen de los esquemas típicos de Cogeneración.

Tabla 5.

Relaciones de Q/E de diferentes tipos de empresas y de esquemas de Cogeneración.

Sistema	Rango de Q/E	Aplicación
Motor de combustión ($0.8 < Q/E < 2$)	$Q/E < 2$	Centros comerciales, hoteles, hospitales, clubes, grandes talleres electromecánicos, universidades, etc.
Turbina de vapor ($4 < Q/E$),		Fabricas de papel, químicas, alimentaria textil, petroquímica, etc.
Turbina de gas con caldera de recuperación de calor ($2 < Q/E < 5$)	$2 < Q/E < 10$	
Turbina de vapor ($10 < Q/E < 30$)	$10 < Q/E$	Fábricas de cemento, cerámicos, etc.

3.2 Evaluación energética.

Análisis de prefactibilidad técnica.

En esta etapa, se evalúa técnicamente el sistema de Cogeneración seleccionado y se determinan los siguientes parámetros:

1. De acuerdo a las condiciones de operación de la planta (relaciones Q/E y condiciones de presión y temperatura del vapor o fluido de proceso), las condiciones ambientales del sitio (temperatura ambiente, presión atmosférica), el diseño y tipo de equipo seleccionado (turbina de gas, motor, turbina de vapor) se determina:

- La potencia generada $P_{gen}(kw)$.
- La producción de energía térmica por el sistema de Cogeneración (ton/hr de vapor a las condiciones de presión y temperatura requerida por el proceso). En caso de turbina de gas o motor de combustión se determina el flujo de vapor generado por el recuperador de calor basándose en el flujo y las condiciones (temperatura) de los gases de combustión del motor o turbina.
- Consumo de combustible por el sistema de Cogeneración.

2. Posteriormente se calcula la energía eléctrica generada anualmente.

- $E_{\text{anual}} (\text{kw/año}) = P_{\text{gen}} \times \text{horas de operación año} \times \text{Factor de disponibilidad del equipo}$

3. El siguiente punto, es determinar la variación en el consumo de combustible entre el consumo actual y con el sistema de Cogeneración.

- $\text{Variación de combustible (kg/hr)} = (\text{consumo actual} - \text{consumo con Cogeneración}).$

4. Ahorro anuales generados por el sistema de Cogeneración.

Los ahorros anuales por concepto de energía eléctrica.

$$A_{\text{demanda potencia}} = P_{\text{demanda}} \times \text{costo de demanda} \times 12 (\text{meses})$$

$$A_{\text{consumo de energía eléctrica}} = E_{\text{anual}} \times \text{costo de energía eléctrica}.$$

$$A_{\text{energía eléctrica total}} = A_{\text{demanda}} + A_{\text{consumo de energía eléctrica}}.$$

El costo de la energía eléctrica depende del tipo de tarifa aplicada en la planta.

Con respecto al consumo de combustible no siempre tienen ahorros, ya que en la mayoría de los casos se consume mayor cantidad de combustible con el sistema de Cogeneración.

$$C_{\text{combustible}} = \text{Variación de combustible} \times \text{horas de operación año} \times \text{costo del combustible}.$$

En caso de que la expresión anterior fuera negativa, significa un costo adicional de combustible por el sistema de Cogeneración.

El ahorro neto se determina con la suma de dos expresiones:

$$A_{\text{neto anual}} = A_{\text{energía eléctrica total}} + C_{\text{combustible}} = (\$/\text{año})$$

El periodo de recuperación simple se determina como:

$$PRS = \text{Inversión} / \text{A}_{\text{neto anual}}$$

5 La eficiencia energética de Cogeneración.

La eficiencia de Cogeneración es un factor importante, caracterizado por el consumo específico de combustible por unidad de generación eléctrica (Incremental Heat Rate), definido como:

$$ICN = (Q_s - (Q_{\text{util}} / \eta_c)) / \text{Potencia generada} = (kW_{\text{térmicos}} / kW_{\text{eléctricos}})$$

donde:

Q_s es el calor suministrado por el combustible y se determina:

$$Q_s = m_{\text{comb}} \times PCI_{\text{comb}}$$

Q_u es el calor útil de proceso y se determina:

$$Q_u = m_{\text{vapor}} \times \Delta h_{\text{vapor}}$$

η_c es la eficiencia de la caldera o calentador en los cuales se genera o generaría el calor útil a proceso.

El inverso de este índice, es la eficiencia de Cogeneración, es decir.

$$\eta_{\text{cogen}} = 1 / ICN \times 100 = (\%)$$

Los valores del ICN y la eficiencia de los sistemas de Cogeneración en estudio, se comparan y se seleccionan las opciones o esquemas que resulten más eficientes.

CAPITULO 4. EVALUACIÓN ECONOMICA-FINANCIERA.

4.1 Periodo de Recuperación.

Este método consiste en calcular el tiempo de recuperación de la inversión inicial tomando en cuenta los ahorros e ingresos generados por el sistema de Cogeneración. En este método se consideran todos los costos en términos nominales y no se considera el valor del dinero en el tiempo.

$$\text{Periodo de recuperación} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorros anuales.}}$$

El criterio de aceptación del proyecto lo establece el inversionista definiendo el período máximo en que debe recuperarse la inversión, siendo este criterio puramente subjetivo.

Es una medida de liquidez y no de rentabilidad, ya que el objetivo principal de un proyecto no debe ser recuperar el desembolso en el menor tiempo sino obtener la mayor rentabilidad que produzca en su vida útil, este índice se considera sólo como un indicador.

4.2 Valor presente Neto.

Este método consiste en transformar a valor presente, vía una tasa de actualización, todos los componentes del flujo de un proyecto. La tasa de actualización debe ser superior al costo de capital, a fin de satisfacer el costo de oportunidad que tendría el inversionista. Si el valor presente neto del flujo de efectivo es positivo, significa que los beneficios son mayores que los costos y que el rendimiento que se espera obtener del proyecto de inversión es mayor que el rendimiento mínimo establecido de la empresa. En este caso el proyecto debe emprenderse.

La fórmula para su evaluación es la siguiente:

$$\text{VPN} = S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VPN = valor presente neto,

S₀ = inversión inicial.

n = número de periodos de vida del proyecto.

t = periodo de vida del proyecto (años)

St = flujo de efectivo neto del periodo t (\$)

i = tasa de descuento.

Normalmente la inversión total (S_0) se realiza en el tiempo cero, el valor presente neto es la diferencia entre dicha inversión y el flujo futuro de fondos actualizado. Representa, en valor presente la magnitud absoluta en que los ingresos equivalentes de un flujo de caja superan o son superados por los egresos equivalentes de dicho flujo. Cuando el valor presente sea de signo positivo se recomienda llevar a cabo el proyecto.

En este método se considera el valor del dinero a través del tiempo, cabe hacer notar que la tasa de descuento o actualizada (y) apropiada debe determinarse externamente al proyecto, tomando como referencia el uso alternativo que se le pueda dar al dinero. Es común utilizar indebidamente como tasa de descuento el costo del capital (costo promedio ponderado de las diversas fuentes a que se recurre para financiar el proyecto), en lugar de un valor mayor que tome en cuenta factores como:

- 1) El riesgo que representa un determinado proyecto.
- 2) La disponibilidad de dinero de la empresa.
- 3) El costo de oportunidad para el inversionista.
- 4) La tasa de inflación prevaleciente en la economía nacional. A esta tasa se le denomina como Tasa de recuperación Mínima Atractiva (TREMA), que para proyectos de ahorro de energía se le exige un valor alto.

El valor presente neto tiene la ventaja de ser siempre único, para un valor dado de " i " independientemente del comportamiento que sigan los flujos de efectivo que genera el proyecto.

Para proyectos típicos, que son aquellos en los que se requiere de una inversión inicial y generan ingresos en lo sucesivo.

4.3 Valor Anual Equivalente.

Con este índice se transforman a anualidades equivalentes todos los ingresos y gastos, incluyendo la inversión inicial, que ocurren durante la vida económica de un proyecto. Si esta anualidad es positiva significa que los beneficios son mayores que los costos y por lo tanto el proyecto analizado deberá ser aceptado.

En este análisis se parte de una cantidad en el presente, del valor neto obtenido del inciso anterior, para relacionar con una serie uniforme de flujos de efectivo, por medio de la ecuación:

$$VAE = VPN \left(i (1 + i)^n / (1 + i)^n - 1 \right)$$

Donde:

VAE = valor anual equivalente (\$)

VPN = valor presente neto (\$)

n = número de periodos de vida del proyecto.

i = tasa de descuento.

4.4 Relación beneficio-costo.

Este índice denota la proporción en que los beneficios totales de un proyecto se darán con respecto a su inversión neta, esto sin incluir los intereses del préstamo conseguido para su construcción.

$$RBC = (Ii + VPN / Ii)$$

Donde:

RBC = relación costo-beneficio.

Ii = Inversión inicial

VPN = valor presente neto (\$)

La inversión se considera un beneficio, ya que se convierte en un bien adquirido para la empresa.

Los costos se consideran con signo positivo, ya que el objetivo de este indicador es evaluar, en valor presente, la proporción en que los beneficios superan, o son superados por los costos del proyecto. El criterio de decisión es emprender cuando la relación beneficio/costo (RBC) sea mayor que uno. Cabe notar que cuando la RBC es igual a 1, el valor presente neto y la anualidad equivalente son cero, en tanto que la tasa interna de rendimiento es igual a la TREMA.

4.5 Tasa Interna de Retorno.

La TIR esta relacionada con el VPN y es la tasa de descuento que hace el VPN sea igual a cero. Para que la inversión sea rentable se debe tener una tasa interna de retorno (TIR) mayor que la tasa de descuento propuesta por el inversionista.

La tasa interna de retorno se determina de manera interactiva, se propone una tasa de interés y se determina el VPN del flujo de efectivo del proyecto, si el resultado del valor presente es positivo, $VPN(tasa\ 1) > 0$. Entonces se propone otras tasas de interés hasta obtener un VPN negativo es decir, $VPN(tasa\ 2) < 0$.

En caso de que el resultado del VPN sea negativo con la primera tasa de interés propuesta ($VPN(tasa\ 1) < 0$), entonces se trabaja de manera inversa.

La TIR se determina interpolando entre los VPN resultantes para cada tasa de interés propuesta para un $VPN = 0$.

La tasa interna de retorno, es un índice de rentabilidad, se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, así como también el valor anual equivalente, de una serie de ingresos y egresos.

En términos económicos la TIR representa el porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de la inversión, de tal modo que el saldo final de la vida propuesta es cero. El saldo no recuperado de la inversión en cualquier punto del tiempo de vida de un proyecto es la fracción de la inversión original que aún permanece sin recuperarse en ese momento.

Por último es evidente que la TIR no se puede calcular si se tiene un proyecto de inversión con un flujo de efectivo formado en su totalidad por costos, o bien por ingresos.

4.6 Factores básicos para la evaluación de sistemas de Cogeneración de energía

4.6.1 Costo nivelado de inversión.

En las alternativas en que se generan excedentes eléctricos, para determinar el costo del kWh generado, se utilizará el método del costo nivelado de la inversión.

El costo nivelado es un parámetro que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto.

El costo nivelado del kWh por concepto de inversión se define como el valor que al multiplicarse por el valor presente de generación de la planta, considerando su vida útil, iguala al valor presente de costos incurridos en la construcción de la planta generadora en cuestión.

Su cálculo se determina por la siguiente ecuación:

$$Eci = \left(\sum_{t=-N}^{-1} It (1+i)^{-t} \right) / \left(\sum_{t=0}^{n-1} Gt (1+i)^{-t} \right)$$

En donde:

Eci = costo nivelado del kWh por concepto de inversión (\$/kWh)

t = periodo de vida o construcción (años).

Gt = generación neta en año t (kWh)

N = periodo de construcción (años)

n = vida económica (años)

i = tasa de descuento.

4.6.2 Inflación.

Para simplificar el análisis económico, éste se realiza a valores constantes, eliminando la inflación, esto quiere decir que una cantidad de flujo de efectivo que se espera que crezca al ritmo inflacionario, tiene una tasa total de crecimiento igual a cero. La inflación se considera del 8% anual, y para las tasas de crecimiento por encima de este valor se consideran únicamente puntos porcentuales que la sobrepasan.

4.6.3 Impuesto al valor agregado.

Otra simplificación, válida para el análisis económico, es eliminar el IVA en los precios de los energéticos y de las inversiones (esta consideración no es válida en análisis financieros)

4.6.4 Flujo de efectivo antes y después de impuestos.

Los ingresos y las erogaciones que se hagan durante la vida del proyecto en un flujo de efectivo total, para el que es necesario considerar además de los impuestos a pagar. Dando un análisis más firme y completo del rendimiento de la inversión.

La tasa impositiva para empresas como la analizada es de aproximadamente 34%, y el reparto de utilidades del 10%, ambas tasas sobre el impuesto gravable, dando un 44% en total.

Con el impuesto es necesario añadir el concepto de Depreciación, está es la distribución del costo de un activo en los precios contables en que será utilizado debido al tiempo de vida del activo. La depreciación es un concepto puramente virtual para calcular impuestos, disminuyéndolos por que aparenta reducir los ingresos.

La depreciación se define como la disminución del valor de un activo fisco producida por el paso del tiempo.

La depreciación teóricamente representa el monto de dinero que debe acumularse para la reposición futura del equipo, a efecto de garantizar que la empresa no se descapitalice por la desvalorización de sus instalaciones. Sin embargo, la mayoría de las empresas no generan un fondo de reserva para estos fines; en cambio, lo destinan a otras inversiones o al consumo, es decir, lo manejan como fondo adicional de recursos.

Es importante destacar que para la evaluación de proyectos, la inversión inicial en el activo es un desembolso real, en tanto que la depreciación es un gasto virtual que se contabiliza a efecto que la depreciación es un gasto virtual que se contabiliza a efecto de determinar los impuestos a pagar. Si las deducciones por depreciación son significativas, el ingreso gravable disminuye y también, consecuentemente, los impuestos.

Las leyes fiscales permiten depreciar un activo en un período corto, tiene como resultado el diferimiento en el tiempo del pago de buena puerta de los impuestos. Lo anterior tienen un efecto positivo en la rentabilidad del proyecto, ya que como el dinero tiene valor a través del tiempo conviene pagar después los impuestos; además, la empresa estará en una situación financiera más cómoda para hacer frente a sus compromisos de pago del capital e intereses de la inversión realizada.

El impuesto se aplica sobre el ingreso gravable, que es el flujo de efectivo total de ese año menos la depreciación correspondiente.

$$IG_t = F_t - D_t$$

$$IMP = Igt + t_{imp}$$

Donde:

Igt = ingreso gravable del año t (\$)

F_t = flujo total de efectivo del año t (\$)

D_t = depreciación del activo del año t (\$)

IMP = impuestos (\$)

t_{imp} = tasa de impuestos, que es la suma de la tasa impositiva más la tasa del reparto de utilidades.

4.6.5 Depreciación.

La depreciación se hace con base en el tipo de activo fijo adquirido. Para proyectos de Cogeneración la depreciación se estima del 10% anual sin incluir intereses de construcción. La cantidad a depreciar se obtiene vía una revaluación de los activos cada año, en el análisis se considera que la tasa de revaluación es idéntica a la inflacionaria, siendo la depreciación anual la décima parte de la inversión durante 10 años en moneda constante.

4.7 Análisis de Sensibilidad.

Se denomina análisis de sensibilidad a, el procedimiento por medio del cual se determina cuando se afecta (que tan sensible es) la TIR ante cambios en determinadas variables.

Existen grandes variables dentro de un proyecto, como son los costos totales, ingresos, venta de excedentes, tasa y cantidad de financiamiento, etc.

El análisis de sensibilidad no está encaminado a modificar cada una de estas variables para observar su efecto sobre la TIR, solamente hay que modificar las variables que están fuera de control del empresario.

4.8 Financiamiento.

El financiamiento se puede hacer a través de los bancos privados y de los servicios que ofrecen los bancos de desarrollo como NAFIN o bien usar por ejemplo una coinversión para formar una nueva empresa que se dedique a producir electricidad. Los servicios ofrecidos por Nafin, para financiar proyectos son:

PROMIN (Programa Único de Financiamiento a la Modernización Industrial)

Por medio de este programa Nacional Financiera otorga financiamiento para las inversiones y actividades que contribuyan a modernizar y hacer más eficiente la planta productiva del país. Simplifica en una sola oferta crediticia el apoyo financiero a las empresas y agiliza los trámites para la obtención de crédito.

Los tipos de apoyos ofrecidos en este programa son:

- Capital de trabajo.
- Reestructuración de pasivos.
- Desarrollo de Tecnologías.
- Contratación de asesorías.
- Infraestructura tecnológica.
- Mejoramiento del medio ambiente.

Están sujetos de apoyo los:

1. Proyectos de empresas pequeñas y medianas del sector industrial, así como del sector servicios que sean proveedores de la industria.
2. Proyectos de empresas micro, pequeñas y medianas de sectores comercio y servicios, ubicadas en la República Mexicana, con menor desarrollo relativo.
3. Proyectos de ampliación de grandes empresas que favorezcan el desarrollo de proveedores o la creación e integración de cadenas productivas en las que participen micro, pequeña y mediana empresa.

El destino del Crédito debe ser para:

- Maquinaria y equipo, mobiliario y equipo de oficina y su instalación.
- Adquisición construcción y remodelación de naves industriales excepto compra de terrenos.
- Sueldos y salarios.

- Materias primas y bienes de producción.
- Gastos de fabricación y operación.
- Reubicación de instalaciones.
- Pago de servicio a consultores.
- Financiamiento a clientes.

Para desarrollo Tecnológico es para:

- Mejorar, diseño, fabricación y prueba de maquinaria y equipo, que incluye fabricación de prototipos, lotes de prueba y plantas piloto.
- Inversiones y gastos derivados de la realización de proyectos de innovación tecnológica, que comprende gastos de capacitación.
- Escalamiento de tecnologías a nivel comercial.
- Instalación de laboratorios y pisos de prueba para el control de calidad.
- Desarrollo de firmas de ingeniería y consultoría.
- Creación de centros de investigación privados.
- Desarrollo de incubadoras de empresas de bases tecnológica.

En la infraestructura comercial es para:

- Elaboración de estudios y contratación de asesorías para obras de infraestructura industrial.
- Desarrollo de parques y naves industriales, conjuntos, zonas industriales y puertos.

En el mejoramiento ambiental es para:

- Estudios y asesorías para proyectos de mejoramiento ambiental.
- Adquisición e instalación de equipos para el control y reducción de la emisión de sustancias contaminantes y racionalización en el consumo de agua y energía.

Reestructuración de Pasivos:

- Para mejorar y adecuar el costo, plazo y formas de pago de los pasivos, conforme a la generación del flujo de efectivo de las empresas.

Quasicapital:

- Financiamiento a los socios de la empresa para que lo aporten al capital de la misma.

Las características del financiamiento son:

Moneda: Podrá ser en moneda nacional o extranjera.

Plazo de amortización: Podrá ser hasta de 20 años, incluyendo el periodo de gracia, de acuerdo a la capacidad de pago de la empresa y a los requerimientos del proyecto.

La tasa de Interés al intermediario:

Micro	Tasa Nafin -1
Pequeña	Tasa Nafin
Mediana	Tasa Nafin +1
Mediana	Tasa Nafin +2

La tasa de Interés al usuario final:

En moneda nacional, tasa Nafin, más el margen que determine el intermediario financiero.

En moneda extranjera, en función del plazo, tomando como base la tasa Libor a 3 meses.

La Forma de pago:

De acuerdo con la generación de flujo de efectivo podrá ser:

- Pagos iguales y consecutivos de capital.
- Pagos variables de capital.
- Pagos a valor presente.
- Pagos iguales que incluye capital e intereses (tipo renta).

Se podrá tener acceso a los recursos a través de:

- Banca comercial, Uniones de crédito, Arrendadoras, Entidades de Fomento y Sociedades Financieras de Objeto Limitado, habilitadas por Nafin para la operación de sus programas.
- El intermediario Financiero proporcionará la orientación necesaria para participar en el programa.

Posteriormente Nafin y el intermediario evalúan la solicitud.

LÍNEAS GLOBALES DE CRÉDITO.

- ❖ Líneas de crédito a mediano y largo plazo con tasas de interés preferenciales para financiar importaciones de maquinaria, equipo, refacciones, insumos agroindustriales, materias primas y servicios.

Por medio de estas líneas globales de crédito, el empresario mexicano obtiene financiamiento a mediano y a largo plazo, para la importación de bienes y servicios de exterior en términos y condiciones preferenciales.

- ❖ Además de cuantar con las líneas de crédito a corto plazo otorgadas por una amplia red de bancos corresponsales con cobertura mundial para el financiamiento de hasta el 100% de las operaciones de pre-exportación, exportación e importación.

Estas líneas de comercio exterior a corto plazo, para la pre-exportación, exportación, importación de materias primas, insumos, refacciones, productos agropecuarios, bienes de consumo, maquinaria y equipo.

- ❖ Cartas de Crédito para importaciones.

- ❖ Créditos específicos, para operaciones que por sus características tales como monto y plazo de entrega, sea más conveniente la contratación de un crédito que se ajuste a las necesidades particulares de cada proyecto.

Financiamiento de mediano plazo para importación, sus beneficios y ventajas.

- ❖ Términos y condiciones preferenciales, con respecto a las tasas de interés y plazos que prevalecen en el mercado.
- ❖ Pago automático al proveedor en el mercado.
- ❖ Diferimiento de los pagos al exterior por concepto de transacciones comerciales, con el consecuente mejoramiento en el flujo de efectivo de la empresa.
- ❖ Mayor capacidad de negociación del empresario para seleccionar al proveedor que le proporcione ventajas en términos de precio, calidad, tecnología, garantías y plazo de entrega.
- ❖ Al diferir el egreso de divisas, el importador contribuye al equilibrio del sector externo del país.

Para la solicitud de financiamiento se requiere de:

- ❖ Evidencia de no haber efectuado embarques con anterioridad a la autorización del refinanciador externo.
- ❖ Copia de la orden de compra, del contrato de compraventa o de la factura proforma, indicando claramente el nombre y dirección del exportador e importador.
- ❖ Constancia de la conformidad del proveedor de que la operación sea financiada con recursos procedentes de las Líneas Globales de Crédito.
- ❖ Evidencia de los anticipos efectuados en los casos en que se financie el 85% del valor de la operación. Es importante mencionar que los anticipos no deben ser mayores al 15% del valor del contrato comercial, ya que cualquier cantidad adicional no es sujeta de reembolso.
- ❖ Descripción general en idioma inglés de los bienes a adquirir, excepto en los casos en que la operación se efectúe con un país de habla hispana.
- ❖ Los bienes y servicios a adquirir deberán cumplir con el grado de integración que indique cada una de las Líneas. La instalación y operación de la maquinaria y equipo deberá ubicarse en el territorio nacional y es compromiso del importador conservar la propiedad de los bienes adquiridos durante la vigencia del crédito.
- ❖ Programa tentativo de embarques. En el caso de que Nafin así lo requiera, evaluación del proyecto realizada por el intermediario financiero.

Trámite del empresario y el intermediario financiero.

Antes de iniciarse los trámites para el embarque de la mercancía, el importador deberá solicitar el crédito al intermediario financiero anexando la documentación señalada anteriormente.

El importador deberá de verificar si el costo de la prima de seguro de crédito a la exportación está considerado en el importe total de la operación de compraventa, a fin de que pueda ser financiado de conformidad con lo previsto en cada línea.

OPERACIONES DE CRÉDITO DE PRIMER PISO POR PARTE DE 'IAFIN.

El otorgamiento de créditos en forma directa por parte de Nacional Financiera tiene un carácter selectivo, y sólo aplicará para el financiamiento de proyectos que tengan por objeto la creación y/o modernización de empresas productoras de bienes y servicios, primordialmente de la industrias que presenten proyectos factibles, además de que contribuyan al desarrollo de proveedores, a la generación de empleos y/o fortalecimiento del sector externo.

El objetivo primordial es el de financiar con recursos de largo plazo a empresas del sector industrial para:

- Apoyar para la adquisición de activos fijos.
- Conformar o fortalecer su capital de trabajo permanentemente.

Están sujetas de apoyo las:

- Empresas pequeñas, medianas y grandes de las actividades industriales consideradas prioritarias.
- Empresas industriales que utilicen líneas globales para la importación de maquinaria y equipo, para la modernización de sus procesos.
- Empresas industriales proveedoras de entidades del sector público que cuenten con contratos de abastecimiento.
- Empresas que propicien esquemas de desarrollo de proveedores y favorezcan la articulación de cadenas productivas nacionales.

Los recursos deberán de destinarse a financiar inversiones en activos fijos que contribuyan a la ampliación o modernización de sus instalaciones y/o para conformar o fortalecer su capital de trabajo permanentemente, específicamente sobre los siguientes pasos:

- Maquinaria y equipo, mobiliario y equipo de oficina fletes, acondicionamiento y montaje, gastos de instalación y puesta en operación del equipo.
- Adquisición, construcción y remodelación de naves industriales (excepto terrenos).
- Adquisición de materias primas, materiales de producción, integración de inventarios, pago de sueldos y salarios, gastos de fabricación y operación, así como de financiamiento a clientes.

- En el caso de empresas grandes, los recursos se destinarán al otorgamiento de anticipos a proveedores, financiamiento a clientes, cuasicapital a proveedores para apoyar su capital de trabajo y modernización de maquinaria.

Las características del financiamiento son:

- Los plazos y periodos de gracia de los créditos de primer piso se determinarán en función del flujo de efectivo de la empresa y de las características del proyecto. El plazo máximo podrá ser 20 años, incluyendo un periodo de gracia de 3 años.
- El financiamiento podrá otorgarse en moneda nacional y extranjera; esta última se aplicará cuando las empresas sean generadoras de divisas, coticen a precios internacionales o cuenten con mecanismos de cobertura cambiaria.
- La tasa de interés aplicable estará en función del riesgo asumido por Nafin y del plazo de los créditos. La tasa de referencia que se aplicará para los créditos en moneda nacional será la TIIE, y en el caso de moneda extranjera será Tasa Libor a tres meses.
- El monto máximo de financiamiento se determinará en función del tamaño de la empresa y de las características del proyecto.
- El porcentaje de Nacional Financiera podrá ser de hasta el 75% del monto a invertir en el proyecto. La participación del acreditado deberá ser cuando menos del 25% de inversión total.

CAPITULO 5. MARCO REGULATORIO Y LOS TRAMITES PARA LA OBTENCIÓN DE PERMISOS INDUSTRIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.

5.1 Marco regulatorio.

Las nuevas disposiciones legales para el Sector Energéticos crean un nuevo contexto de oportunidad para la Cogeneración y otros particulares en el campo de la generación de energía, exigiendo proyectos competitivos que procuren la economía, seguridad y calidad del servidor público de energía eléctrica.

La Secretaría de Energía considerando los lineamientos de política energética nacional, otorga permisos a los particulares, según se trate, en las condiciones señaladas por la ley de Servicio Público de Energía Eléctrica para cada caso.

Por otra parte existe la libertad de construir líneas de transmisión privadas con las condición de que no sean incorporadas a la red del servicio público.

La CFE y la CLyFC son las únicas entidades que pueden vender energía eléctrica; sin embargo se autoriza a los cogeneradores y demás productores externos a vender exclusivamente a CFE el total o sus excedentes de generación, y en cualquier otra circunstancia se estipula que los particulares están obligados a vender energía eléctrica.

Con base a la planeación de CFE, se convocará a los particulares a realizar proyectos de Cogeneración y otros esquemas de producción eléctrica con el fin de vender a CFE la capacidad requerida conforme crezca la demanda de energía eléctrica, la CFE seleccionará aquel proyecto cuyo costo de largo plazo sea el menor; deberá proporcionar además, óptima estabilidad, calidad y seguridad en el servicio público.

En todos los casos, inclusive para la Cogeneración, la energía entregada a la red del servicio público estará sometida al despacho económico de carga, para garantizar el mínimo costo total de corto plazo de CFE.

Los autoabastecedores y cogeneradores después de cubrir sus propias necesidades o procesos en el Sector Eléctrico, para satisfacer la demanda futura.

La generación para exportación puede provenir, de entre otras opciones, de proyectos de Cogeneración. Los particulares podrán celebrar convenios de compra de energía eléctrica con las empresas extranjeras interesadas.

La Secretaría de Energía otorga permisos para importación de energía eléctrica pero los convenios deben celebrarse directamente el abastecedor extranjero y el consumidor.

Nuevos Servicios de CFE.

La CFE puede permitir a los cogeneradores el uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos de terceros. Se requiere celebrar un convenio entre la CFE y el permisionario, esto implicara una prestación económica a favor de CFE.

Cuando sea posible, los cogeneradores y otros permisionarios podrán contratar servicio de capacidad de respaldo con objeto de cubrir sus necesidades, debido a que su planta se encuentre en mantenimiento preventivo o correctivo.

Los servicios de transmisión y respaldo que brindara la CFE proporcionarán flexibilidad de operación y factibilidad para el desarrollo de cogeneradores.

Los servicios de transmisión y respaldo que brindara la CFE proporcionarán flexibilidad de operación y factibilidad para el desarrollo de cogeneradores.

Planeación del Sistema Eléctrico.

Para dar a conocer los planes de expansión futura del sector eléctrico, la CFE elaborará anualmente un documento de prospectiva que contenga básicamente la proyección de la demanda regional de energía eléctrica y el requerimiento regional de capacidad de generación y transmisión necesario para satisfacer el crecimiento esperado.

Con base en la planeación de CFE se convocara a los particulares a vender la capacidad necesaria, pudiendo atender a las convocatorias, los cogeneradores y autoabastecedores con excedentes firmes de capacidad, productores independientes y pequeños productores.

Los interesados pueden ofrecer la totalidad de la capacidad requerida o parte de está y la CFE firmará contratos con los adjudicados de acuerdo a las bases de las convocatorias correspondientes.

Para los cogeneradores y particulares en general que deseen ofrecer excedentes de capacidad menor a 20 MW, y en caso de ser conveniente para el sistema eléctrico, CFE podrá firmar convenios en los que se incluya el pago por capacidad de acuerdo a un procedimiento establecido por la CFE y aprobado por la Secretaría de Energía.

Operación del Sistema Eléctrico.

Sin ningún límite preestablecido de capacidad, pero tomando en cuenta los límites físicos de su incorporación al sistema, cualquier cogenerador y particular en general puede ofrecer sus excedentes de energía para participar en el despacho económico de carga. En caso de aceptarse el total o parte de dichos excedentes, el pago de ésta energía corresponderá al precio ofrecido por el particular interesado, para carga base, media y punta.

Solo pueden establecerse compromisos de capacidad con dos tipos de productores externos, aquellos que ganaron en las convocatorias celebradas y aquellos que tienen excedentes menores a 20 MW, sin necesidad de participar en convocatorias.

El despacho económico fijara sus compromisos tomando en cuenta, de manera conjunta las unidades generadoras de los productores externos y las de CFE. Posteriormente CFE informará a cada productor externo interesado y a sus propias plantas generadoras del programa de generación resultante.

Reglamento de Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica en México.

A continuación se presentan en forma sencilla los 13 apartados más importantes del reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, en el cual se establecen las bases y condiciones generales para que la industria se incorpore al esquema de Cogeneración, autoabastecimiento y producción independiente.

1. Planificación y pronóstico del sector eléctrico nacional.

La Comisión Federal de Electricidad, CFE, elaborará y enviará a la Secretaría de Energía, un documento de pronóstico de las tendencias del sector eléctrico para su aprobación, así como los programas para la realización de obras que esta dependencia pretende construir para proporcionar el servicio público.

Este documento servirá como información oficial para las partes interesadas, y será el marco de referencia para el programa de obras mencionadas.

2. Disposiciones generales.

El Sector Privado podrá participar en:

- I. Generar electricidad para cualquiera de los siguientes propósitos:
 - a) Ventas a la CFE.
 - b) Consumo: autoabastecimiento, Cogeneración o pequeña producción.
 - c) Exportación: autoabastecimiento, Cogeneración o pequeña producción.
 - d) Uso de emergencia causadas por interrupciones en el servicio público.

- II. Importación de energía eléctrica para autoconsumo.

3. Permisos

La producción independiente, el autoabastecimiento, la Cogeneración, la pequeña producción, la generación para la exportación y la importación de energía eléctrica para autoabastecimiento están sujetas a permisos por parte de la Secretaría de Energía.

Estos permisos tendrán una duración indefinida, excepto para la producción independiente que se otorgará por un periodo de 30 años.

4. Autoabastecimiento

El autoabastecimiento consiste en la utilización de energía eléctrica para consumo propio, en cualquiera de estos casos:

- ❖ Cuando la energía se origine en planes destinadas a satisfacer las necesidades de los copropietarios o socios.
- ❖ Cuando el tenedor del permiso se comprometa a utilizar la energía dentro de un área autorizada por la Secretaría de Energía.

5. Cogeneración

Esta se define como:

- a) Producción de energía eléctrica junto con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas.
- b) La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de la energía térmica que no se utilice de los procesos.
- c) La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles que se produzcan en los procesos.

Para obtener un permiso de Cogeneración de energía deben cumplirse algunos requisitos:

- 1) La energía generada se destinará a las instalaciones asociadas con el proceso de Cogeneración.
- 2) Que se incrementen las eficiencias energéticas y económicas de todo el proceso de Cogeneración.
- 3) El tenedor de permisos tiene la obligación de vender a la CFE los excedentes de energía eléctrica.

6. Producción independiente

Esta se define como la generación de energía eléctrica destinada exclusivamente para su venta a la CFE, o bien para exportar, siempre y cuando provenga de una planta de más de 30MW.

Los solicitantes de permisos para producción independiente, deberán ser firmas constituidas de acuerdo a las leyes mexicanas y establecidas en México.

7. Pequeña producción

Los permisos para pequeña producción puede ser solicitada por mexicanos o firmas constituidas conforme a las Leyes Nacionales y localizadas en México. Este tipo de generación de energía eléctrica, tiene como objetivo:

- ❖ La venta a la CFE cuando los proyectos no excedan la capacidad de 30Mw.
- ❖ Generar menos de 1 MW en pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de energía eléctrica.
- ❖ La exportación hasta de 30MW.

8. Generación adicional

El servicio público de energía eléctrica deberá utilizar el costo más bajo para CFE y que proporcione, estabilidad, calidad y seguridad óptima al sistema.

Con base en el documento de pronóstico, la Secretaría de Energía indicará la ampliación o sustitución de capacidad que pueda requerir para satisfacer la demanda de energía. Asimismo, estudiará las soluciones técnicas y los costos de los proyectos recomendados para satisfacer la demanda, evaluándolos como si se tratasen de proyectos de la CFE.

Esta paraestatal decidirá si la Comisión ejecutará un proyecto o si para realizarlo se invitará a participar a los inversionistas privados a través de una convocatoria. La Secretaría de Energía instruirá a la CFE a preparar las convocatorias para determinar la compra de capacidad necesaria, dichas convocatorias serán aprobadas por la Secretaría de Energía y pueden incluir una preparación.

9. Convenios de adquisición de energía eléctrica en el corto plazo.

La CFE celebrará convenios de adquisición de energía eléctrica para servicio público conforme a las características de despacho y operación del sistema son:

- a) Los adjudicatarios de las convocatorias de adición o sustitución de la capacidad de generación.
- b) Los permisionarios con excedentes de energía.

10. Despacho

La Entrega de energía eléctrica a la red del servicio público se sujetará a las normas de despacho y operación de la CFE.

11. Servicios de transmisión.

- ❖ Los tenedores de permisos pueden solicitar los servicios de transmisión de la CFE, los cuales serán proporcionados a través de un acuerdo e implicarán un cargo económico.
- ❖ Cuando la CFE no puede proporcionar los servicios de transmisión con las instalaciones existentes, puede convenir con la parte solicitante la construcción de las instalaciones necesarias, dividiéndose los costos.
- ❖ Los inversionistas privados podrán construir las líneas de transmisión que requieran solamente en aquellos casos donde no están interconectados a la red de servicio público y cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas.

12. Importación de energía eléctrica.

Para satisfacer las necesidades de energía de una persona o compañía, la Secretaría de Energía otorgará los permisos para comprar energía eléctrica de plantas de generación localizada en otros países, esta adquisición se realizará mediante un convenio entre el suministrador y el consumidor.

13. Exportaciones de energía eléctrica.

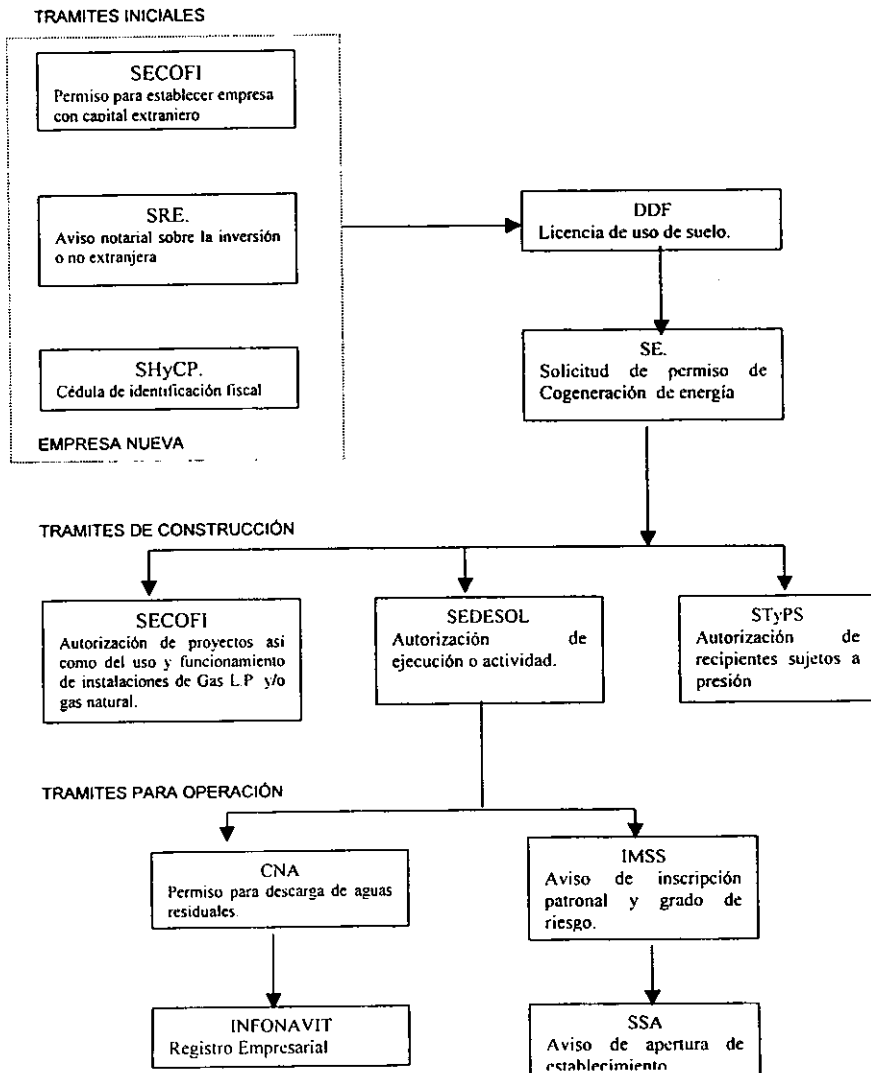
La Secretaría de Energía podrá conceder permisos de exportación de energía eléctrica a productores independientes, cogeneradores y pequeños productores. Para ellos el solicitante deberá incluir el convenio de compra o carta de intención.

A los tenedores de este permiso no les permitirá vender en nuestro país la energía generada, excepto cuando se obtiene un permiso de la Secretaría de Energía, para cambiar el destino de la misma.

5.2 Tramites para la obtención de permisos industriales para llevar a cabo la construcción y operación de una planta de Cogeneración

A continuación se muestra la forma en la cual se realizan los tramites para implantar un sistema de Cogeneración.

TRAMITES NECESARIOS PARA OBTENER LA AUTORIZACIÓN DE OBRA O ACTIVIDAD DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN



5.3 Programas para la importación de maquinaria.

Programa de Importación Temporal para Producir Artículos de Exportación (PITEX)

El Programa de Importación Temporal para Producir Artículos de Exportación (PITEX) es un instrumento de promoción a las exportaciones, mediante el cual se permite a los productores de mercancías destinadas para ser utilizados en la elaboración de productos de exportación.

Los beneficiarios del programa PITEX son los siguientes:

1. Las personas físicas y morales productoras de bienes no petroleras establecidas en el país que exporten directa o indirectamente y
2. Las empresas de comercio exterior (ECEX), con registro vigente expedido por la SECOFI, misma que podrán suscribir un programa PITEX en la modalidad de proyecto específico de exportación.

El programa PITEX brinda a sus titulares la posibilidad de importar temporalmente, es decir, libre del pago del Impuesto General de Importación, del Impuesto al Valor Agregado, y de las cuotas compensatorias, en su caso, diversos bienes a ser incorporados y utilizados en el productivo de mercancías de exportación.

Estos bienes están agrupados bajo las siguientes cinco categorías:

- ❖ Materias primas, partes y componentes que se destinen totalmente a integrar mercancías de exportación (fracción I 5º, del Decreto PITEX)
- ❖ Envases, empaques, contenedores y cajas de trailers que se utilicen en su totalidad para mercancías de exportación (fracción II del Artículo 5º del Decreto PITEX).
- ❖ Combustibles, lubricantes, materiales auxiliares, refacciones y equipo que se consuman dentro del proceso productivo de la mercancía de exportación (fracción III del Artículo 5º del Decreto PITEX).
- ❖ Maquinaria, equipo, instrumentos, moldes y herramental duradero destinado al proceso productivo y equipo para el manejo de materiales relacionados directamente con los bienes de exportación (fracción IV del Artículo 5º del Decreto PITEX).

- ❖ Aparatos, equipos y acciones de investigación, seguridad industrial, control de calidad, comunicación, capacitación de personal, informática y para la prevención y control de la contaminación ambiental y otros vinculados con el proceso productivo de los bienes de exportación (fracción V del Artículo 5º del Decreto PITEX).

Los titulares de programas PITEX que cumplan con los compromisos de exportación podrán solicitar, durante su vigencia, la autorización de nuevas importaciones temporales de bienes incluidos en cualquiera de las categorías al amparo de los mismos.

Compromisos:

- ❖ 10% de las ventas totales anuales o 500,000 dólares anuales en caso de solicitar importaciones temporales correspondientes a las primeras tres categorías citadas (materias primas, envases y empaques; combustibles y equipo).
- ❖ 30% de las ventas totales anuales en caso de solicitar importaciones temporales de los bienes incluidos en las últimas dos categorías (maquinaria y equipo).

Además de solicitar un programa PITEX en la modalidad de proyecto específico de exportaciones es necesario comprometerse a que las exportaciones objeto del programa compensen como mínimo, al término del segundo año de operación, el valor de las importaciones de maquinaria y equipo.

Los programas PITEX pueden ser aprobados bajo las siguientes tres modalidades, a opción del titular:

- ❖ Operaciones totales de las personas físicas o moral.
- ❖ Por planta (por unidad de producción separada del resto de las instalaciones productivas de la empresa), o
- ❖ Proyecto específico de exportación (un producto totalmente diferenciado del resto de los elaborados por la empresa).

El titular del programa PITEX deberá cumplir con los requisitos mínimos de exportación correspondiente al campo de aplicación seleccionado. Así por ejemplo, si el titular opta por un programa en la modalidad de planta, deberá estar exportando o comprometerse a exportar anualmente el 10% de las ventas de la planta objeto del programa ó 500,000 dólares si sus importaciones temporales corresponden a los bienes de las primeras tres

categorías, o el 30% de las ventas de la planta objeto del programa si realiza importaciones temporales de los bienes incluidos en las últimas dos categorías.

Los plazos de permanencia de los bienes importados al amparo de un programa PITEX son los siguientes:

- ❖ Materias primas envases y empaques, dos años contando a partir de la fecha de internación al país.
 - ❖ Combustibles, materiales auxiliares y refacciones, un año contando a partir de la fecha de internación al país.
 - ❖ Maquinaria y equipo, durante el período en que se encuentre vigente el programa
- Bajo el mecanismo de Constancia de Exportación, los titulares podrán adquirir bienes en territorio nacional para ser utilizados en el proceso productivo de mercancías para exportación, en condiciones preferenciales.

La constancia de Exportación es una simplificación administrativa que certifica como exportación una venta realizada entre nacionales. Así el proveedor de mercancías de una empresa exportadora que recibe la constancia obtendrá los mismos beneficios que si hubiera realizado directamente la venta de exportación, es decir no pagará el IVA y podrá considerar la constancia como un pedimento de exportación, para justificar el retorno al exterior de bienes que hubiera importado.

Los titulares de programas PITEX pueden vender en el mercado nacional productos elaborados con mercancías importadas al amparo del mismo que estén sujetas al requisito de permiso previo, por un valor no superior al 30% del de sus exportaciones.

Tanto los exportadores directos como indirectos, deberán desglosar de las ventas totales señaladas en sus estados financieros, las operaciones correspondientes a la planta o proyecto específico de acuerdo con el campo de aplicación autorizado.

Programa para empresas altamente exportadoras (ALTEX).

El programa de Empresas Altamente Exportadores (ALTEX) es un instrumento de promoción a las exportaciones de productos mexicanos destinados a apoyar su operación mediante facilidades administrativas y fiscales.

Los beneficiarios del programa ALTEX son los siguientes:

- Las personas físicas o morales establecidas en el país productoras de mercancías no petroleras que demuestren exportaciones directas por un año por un valor de dos millones de dólares o equivalentes al 40% de sus ventas totales, en el periodo de un año.
- Las personas físicas o morales establecidas en el país productoras de mercancías no petroleras que demuestren exportaciones indirectas anuales equivalentes al 50% de sus ventas totales.
- Las empresas de comercio exterior (ECEX), con registro vigente expedido por la SECOFI.

Los exportadores directos e indirectos podrán cumplir con el requisito de exportación del 40% o dos millones de dólares, sumando los dos tipos de exportación. Para tal efecto deberán considerar las exportaciones indirectas únicamente el 80% de su valor.

A fin de gozar de los beneficios del programa ALTEX, sus usuarios deben:

- Demostrar que cumplen con los requisitos mínimos de exportaciones, y
- Presentar oportuna y puntualmente su reporte anual de operaciones de comercio exterior.

La constancia ALTEX (documento que acredita a los titulares de este programa) tiene una vigencia indefinida siempre que el titular cumpla con los requisitos y compromisos previstos.

Devolución de saldos a favor del IVA:

Derivado de la concertación entre SECOFI y la SHCP, se ha simplificado el procedimiento para que las empresas ALTEX obtengan la devolución de saldos a favor del IVA en un plazo de 5 días hábiles por parte de la Administración General de Recaudación.

CAPITULO 6. EJEMPLO DE APLICACIÓN.

Identificación de la instalación industrial.

EMPRESA: _____ *****

GIRO Y/O ACTIVIDAD: Industria Papelera.

RESPONSABLE: _____ *****

Localización:

DIRECCIÓN:

CIUDAD: Estado de Michoacán.

TELEFONOS: _____ *****

INDUSTRIAS CERCANAS: _____ *****

Contacto.

NOMBRE: _____ *****

CARGO: _____ *****

NOMBRE: _____ *****

CARGO: _____ *****

Programa de trabajo.Turnos de trabajo: 3(24 horas de lunes a domingo)Horas de operación: 8,250 (vacaciones del 22 al 31 de diciembre)**Condiciones ambientales.**Presión atmosférica: 748 mm HgHumedad Relativa promedio: 75%**Temperatura ambiente:**Máxima: 30 °CMínima: 7 °CTemperatura media 18 °CBulbo seco: 22 °CBulbo húmedo 14 °C**Producción: Papel para impresión.**Máxima mensual: 9,692 Ton (noviembre)Mínima mensual: 5,352 Ton (febrero)Promedio mensual: 7,100 TonTotal Anual: 85,208 Ton**Producción: Celulosa Laminada.**Máxima mensual: 11,200 Ton (mayo)Mínima mensual: 7,263 Ton (enero)Promedio mensual: 8,888 TonTotal anual: 106,656 TonExportaciones: 5 millones de dólares

Datos energéticos de la planta**Energía eléctrica:**

En la producción de celulosa se obtiene como producto del licor negro el cual se aprovecha para quemarlo y producir vapor mediante una caldera de recuperación, la mayor parte de este vapor pasa por una turbina de contrapresión; en ella se generan de 8.5 a 13 MW eléctricos. El resto de la energía requerida se compra a CFE.

El consumo de energía eléctrica en la planta se presenta en la siguiente tabla:

GENERACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA INTERNA Y CONSUMO DE CFE MENSUAL (kWh)

MES	GENERACIÓN INTERNA (kWh)	POTENCIA PROMEDIO (kW)	CONSUMO EXTERNO (kWh)	DEMANDA MAXIMA (kW)	CONSUMO TOTAL (kWh)	DEMANDA TOTAL (kW)
Oct-96	6,271,935	8,430	7,695,000	16,200	13,975,365	24,630
Nov-96	6,432,483	8,934	7,614,000	13,965	14,055,417	22,899
Dic-96	6,109,691	8,212	7,020,000	13,806	13,137,902	22,018
Ene-97	6,515,565	8,757	8,028,000	13,847	14,552,322	22,604
Feb-97	6,400,950	9,525	7,209,000	11,200	13,619,475	20,725
Mar-97	7,719,783	10,376	8,406,000	13,695	16,136,159	24,071
Abr-97	6,673,085	9,268	8,500,964	14,073	15,183,316	23,341
May-97	8,401,359	11,292	8,703,000	14,441	17,115,651	25,733
Jun-97	6,440,900	8,657	8,631,000	13,950	15,080,557	22,607
Jul-97	6,373,928	8,567	8,532,000	14,343	14,914,495	22,910
Ags-97	7,672,011	10,312	9,144,000	14,570	16,826,323	24,881
Sep-97	6,595,848	9,161	8,401,503	13,154	15,006,512	22,314
TOTAL	81,607,538		97,884,467		179,603,494	
PROM	6,800,628	9,291	8,157,039	13,937	14,966,958	23,228

Características del turbogenerador de la turbina de vapor a contrapresión:

15,000 kW nominales

9,291 kW promedio

0.85 factor de potencia

Tensión: 4.6 kV

Operación: 24 horas.

Energía térmica:

Se tienen los siguientes combustibles:

<u>Tipo de combustible</u>	<u>Poder calorífico Inferior.</u>
Combustoleo	41,150 kJ/litro.
Licor Negro	9,800 kJ/kg.

CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA CALDERAS

PERIODO	CALDERA No 2 RECUPERACIÓN DE LICOR NEGRO		CALDERA No 1 CONVENCIONAL
	LICOR NEGRO (kg)	COMBUSTOLEO (lts)	COMBUSTOLEO (lts)
Oct-96	21,814,826	78,864	4,106,560
Nov-96	22,648,399	156,480	5,050,200
Dic-96	22,847,438	231,360	4,350,200
Ene-97	23,542,618	129,600	4,343,100
Feb-97	27,174,336	61,920	5,175,650
Mar-97	24,001,341	35,520	4,235,000
Abr-97	24,812,332	22,080	4,179,950
May-97	30,897,670	96,960	4,452,320
Jun-97	24,829,107	80,640	4,956,850
Juñ-97	26,248,503	34,080	3,689,200
Ags-97	31,591,884	106,560	4,752,340
Sep-97	26,255,600	35,520	3,785,620
TOTAL	306,714,054	1,069,584	53,076,990
PROMEDIO	25,559,505	89,132	4,423,083

CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES DE VAPOR**DATOS NOMINALES DATOS REALES DE OPERACIÓN**

No.	Tipo de Unidad	Fabric. Año	Comb. Unidad	Flujo de vapor t/h	Presión Manom kg/cm ²	Temp. °C	DATOS NOMINALES		DATOS REALES DE OPERACIÓN			
							Presión Manom kg/cm ²	TEMP C	FLUJO MIN	DE VA-T/h MED	POR MAX	Operación h/año
1	Acuotub	CERREY	C-6 LTS	100	48	420	40	410	50	77	90	8520
2	Recup	B & W	LICOR NEGR kgS	115	55	425	40	410	65	77	100	8520

Otros datos:

Eficiencia caldera convencional (C-6):85%

Eficiencia caldera de recuperación (LN): 83%

Temperatura del agua de alimentación: 107 C (Dereador)

Purgas: 2%

Retorno de condensadores: 80% a 100

PRODUCCIÓN DE VAPOR:

PERIODO	PRODUCCIÓN DE VAPOR CALDERA DE RECUPERACIÓN	PRODUCCIÓN VAPOR CALDERA CONVENCIONAL	PRODUCCIÓN TOTAL DE VAPOR	FLUJO DE VAPOR HACIA LOS CABEZALES	
	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)	(ton)
OCT-96	50,718	51,785	102,503	19,475	83,027
NOV-96	52,656	63,668	116,324	22,101	94,222
DIC-96	53,235	54,099	107,334	20,393	86,941
ENE-97	54,735	54,764	109,499	20,805	88,694
FEB-97	55,200	65,207	120,407	22,877	97,529
MAR-97	55,802	53,406	109,208	20,749	88,458
ABR-97	57,687	52,706	110,393	20,975	89,418
MAY-97	56,320	57,425	113,745	21,612	92,133
JUN-97	57,726	62,210	119,936	22,788	97,148
JUL-97	61,026	46,148	107,174	20,363	86,811
AGS-97	57,230	59,745	116,975	22,225	94,750
SEP-97	61,043	47,609	108,652	20,644	88,007
TOTAL	673,378	668,772	1,342,150	255,007	1,087,138
PROM	56,115	55,731	111,846	21,251	90,595

Descripción general de la instalación.

A) Recepción y almacenaje de materia prima.

La materia prima procede de la madera en el caso de esta papelera, del encino y el pino.

El almacenaje de la materia prima se realiza en el patio de madera.

B) Descortezado, astillado y cribado.

La madera pasa por el descortezador y el astillador, donde se reduce a astillas y se criba para separar el aserrín y corteza. Aquí se lleva a cabo también la mezcla de tipo de madera (pino y encino) según la calidad que se requiera.

C) Almacenamiento de astilla.

En el digestor se lleva a cabo una serie de reacciones químicas y físicas donde se efectúa un proceso de cocimiento, bajo las condiciones controladas de presión y temperatura mediante un reactivo denominado licor blanco, basado en sosa cáustica, que tiene la función de hidrolizar los enlaces de la lignina, de la cual se obtiene un subproducto llamado licor negro, del cual se recupera una parte de combustible para la generación del vapor.

Mediante el filtrado y lavado se separa el licor negro y la pasta. El licor se transfiere a la etapa de evaporación donde se concentra y es mandado a la caldera de recuperación donde se utiliza como combustible principal. De la caldera de recuperación se obtiene como subproducto una masa fundida que posteriormente se caustifica con cal para generar hidróxido de sodio. Los iodios resultantes se hacen circular a través de un horno rotatorio en donde por calcinación se regenera el óxido de calcio.

La pasta cruda sufre una serie de operaciones para ser depurada y blanqueada. Primero se tamiza y se lava con agua, posteriormente se filtra y vuelve a lavar antes de ser sometida al proceso de blanqueo.

D) Blanqueo.

Esta etapa se aplica en varias secuencias como agentes blanqueadores para eliminar la lignina residual y materiales colorantes que contiene la pasta en cocimiento terminal.

E) Tanque de almacenamiento de pulpa blanqueada.

La pulpa blanqueada es almacenada antes de pasar a la fabricación de papel o celulosa laminada la confección sirve como punto de monitoreo de la calidad empleada en el proceso.

F) Recepción y almacenamiento de materia prima.

Los materiales principales del proceso son pastas celulósicas, papel recuperado y productos químicos tales como ácidos y anhídridos de azufre y cloro.

G) Adición de enlocantes.

La adición de enlocantes tiene la finalidad de otorgar al papel propiedades hidrófugas para aumentar su resistencia a la tensión, al doble, la explosión y propiciar la formación de una superficie adecuada para la escritura e impresión, tomando en cuenta que el papel debe de cumplir con propiedades de reflectividad lumínica y adhesión de tintas. Todo ello es básico en el control de calidad del producto.

H) Repulpeo.

Esta etapa se inicia con la adición de fibras celulósicas y su depósito en los regeneradores de pulpa hidráulicos.

I) Refinación.

Las fibras de celulosa se someten a un tratamiento de modificación superficial que las hace flexibles y manejables.

J) Laminación.

La laminación, proceso anterior a la máquina de papel, es empleado para determinar el calibre de la lámina de papel a procesar, debido al gramaje que se requiere y a las dimensiones de la lámina en sí.

K) Formación del papel.

La suspensión fibrosa pierde humedad conforme al avance de la lámina, la cual al mismo tiempo conforma el entrelazamiento de las fibras para la formación de la hoja de papel.

L) Almacenaje y embarque.

El papel es embobinado y sometido a operaciones de acabados, las cuales consisten en cortado y empaquetado según los requerimientos de producción, encontrándose posteriormente es espera de embarque.

El condensado que se obtiene de la materia prima por evaporación desde el cocimiento hasta la máquina de papel, pasando por el laminado de celulosa representa el 70 al 90% de la humedad total de la misma. Dicho condensado junto con los efluentes propios del proceso son desechados y ello representa la mayoría del efluente total de la planta.

Análisis Energético.

En este punto se presentan los resultados del procesamiento de la información estadística de consumo y demanda de energía presentada.

En la tabla siguiente se presenta la información de los recibos de facturación mensual de energía eléctrica y los indicadores principales del uso de la energía eléctrica, como son: el factor de potencia y el factor de carga. Así mismo se indican los valores promedio, máximos y mínimos.

Nota:

Tanto en el consumo como la demanda eléctrica externa, no presentan grandes variaciones que puedan incidir en la factibilidad e implementación de un sistema de Cogeneración. Con relación al factor de potencia, éste representa un valor del 87% por lo que se recomienda que se mejore para obtener la bonificación por parte de CFE.

DATOS ESTADÍSTICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXTERNA.

MES	HORAS MES	CONSUMO (kWh)	DEMANDA MAX (kW)	DEMANDA MED (kW)	REACTIVOS kVArh	F.P. (%)	F.C. (%)
Oct-96	744	7,695,000	16,200	10,342.74	4,203,000	87.76	63.84
Nov-96	720	7,614,000	13,965	10,233.87	4,050,000	88.29	73.28
Dic-96	744	7,020,000	13,806	10,446.43	3,789,000	88.00	75.67
Ene-97	744	8,028,000	13,847	10,790.32	4,473,000	87.36	77.93
Feb-97	672	7,209,000	11,200	10,012.50	3,951,000	87.69	89.40
Mar-97	744	8,406,000	13,695	11,298.39	4,824,000	86.73	82.50
Abr-97	720	8,500,964	14,073	11,806.89	4,824,000	86.97	83.90
May-97	744	8,703,000	14,441	11,697.58	4,932,000	87.00	81.01
Jun-97	720	8,631,000	13,950	11,600.81	4,743,000	87.64	83.16
Jul-97	744	8,532,000	14,343	11,850.00	4,797,000	87.17	82.62
Ags-97	744	9,144,000	14,570	12,290.32	5,256,000	86.70	84.36
Sep-97	720	8,401,503	13,154	11,508.91	4,714,010	87.21	87.50
TOTAL	8,760	94,884,467	167,244	-----	54,714,010	-----	-----
PROMEDIO	730	8,157,039	13,937	11,157	4,546,334	87.38	80.43

DATOS DEL CONSUMO DE VAPOR REQUERIDO POR PROCESOS Y SERVICIOS.

PERIODO	VAPOR CONSUMIDO=VAPOR PRODUCIDO + ATEMPERACION						ENERGIA TOTAL (kWht)	DEMANDA TÉRMINICA PROMEDIO (kW)
	MEDIA PRESIÓN 13.8 BAR 255 °C			BAJA PRESIÓN 5.3 BAR SAT				
	(ton)	(kWht)	(kWt)	(ton)	(kWht)	(kWt)		
Oct-96	20,897	14,462,593	19,439	86,996	55,614,429	74,751	70,077,022	94,190
Nov-96	23,715	16,412,668	22,795	98,726	63,113,241	87,657	79,525,909	110,452
Dic-96	21,882	15,144,294	20,355	91,096	58,235,839	78,274	73,380,133	98,629
Ene-97	22,323	15,449,694	20,766	92,933	59,410,224	79,852	74,859,918	100,618
Feb-97	24,547	16,988,759	25,281	102,191	65,328,540	97,215	82,317,299	122,496
Mar-97	22,264	15,408,635	20,711	92,686	59,252,337	79,640	74,660,972	100,351
Abr-97	22,506	15,575,833	21,633	93,692	59,895,279	83,188	75,471,112	104,821
May-97	23,189	16,048,854	21,571	96,537	61,714,233	82,949	77,763,087	104,520
Jun-97	24,451	16,922,373	23,503	101,792	65,073,263	90,380	81,995,636	113,883
Jul-97	21,849	15,121,648	20,325	90,960	58,148,757	78,157	73,270,405	98,482
Ags-97	23,848	16,504,591	22,184	99,279	63,466,723	85,305	79,971,314	107,489
Sep-97	22,151	15,330,116	21,292	92,214	58,950,399	81,876	74,280,515	103,168
TOTAL	273,622	189,370,058	-----	1,139,102	728,203,264	-----	917,573,322	1,259,099
PROMEDIO	22,802	15,780,838	21,655	94,925	60,683,605	83,270	76,464,444	104,925

Estimación del potencial de Cogeneración.

CAPACIDAD TÉRMICA INSTALADA	167,043 kWt
DEMANDA TÉRMICA PROMEDIO MENSUAL MÁXIMA	104,925 kWt
DEMANDA TÉRMICA ELÉCTRICA MÁXIMA EXTERNA	16,200 kWw
RELACION (Qmax / Emax)	6.47

El valor de la relación Q/E, para los valores máximos de las demandas, sugiere la aplicación de un sistema de Cogeneración con turbinas de gas y recuperador de calor y posiblemente con postcombustión, no obstante también se puede acoplar un sistema a base de motores de combustión interna para satisfacer todas las alternativas la demanda eléctrica de la planta.

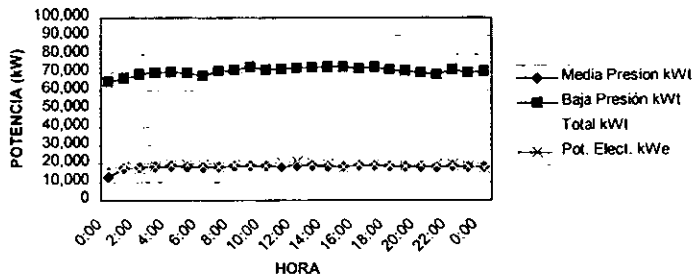
Caracterización energética de la empresa.

Antes de definir a detalle el sistema de Cogeneración de deberá realizar una Auditoría Energética para determinar que acciones deberán de llevarse a cabo para evitar desperdicios de energía e incrementar la eficiencia de los equipos y así reducir al máximo el consumo de energía actual. Posteriormente a la elevación de las posibilidades de ahorro y conservación de energía, las demandas y consumo de energía, las demandas y consumos de energéticos deberán de corregirse de acuerdo con las posibles reducciones como consecuencia de las medidas de ahorro de energía implementadas.

ANALISIS DE LA DEMANDA ENERGETICA HORARIA
 DEMANDA ELECTRICA HORARIA.
 DIA TIPICO CON LA DEMANDA TERMICA MAXIMA MENOR (Oct 96)

Hora	Media Presion kWt	Baja Presión kWt	Total kWt	Pot. Elect. kWe	Q/E	Masa media kg/h	masa baja kg/h	masa total kg/h
0:00	12,892	64,970	77,862	17,523	4.44	15,787	71,497	87,284
1:00	17,371	66,528	83,899	18,562	4.52	21,272	96,336	117,608
2:00	18,084	69,020	87,104	17,500	5	22,145	100,291	122,436
3:00	18,357	70,088	88,445	18,632	4.75	22,479	101,805	124,284
4:00	18,744	70,132	88,876	19,632	4.53	22,953	103,951	126,904
5:00	18,357	69,740	88,097	19,568	4.5	22,479	101,805	124,284
6:00	17,996	68,174	86,170	19,211	4.49	22,037	99,803	121,840
7:00	18,361	70,773	89,134	18,352	4.86	22,484	101,827	124,311
8:00	18,691	71,396	90,087	19,445	4.63	22,888	103,657	126,545
9:00	18,736	73,069	91,805	19,247	4.77	22,944	103,906	126,850
10:00	18,885	71,592	90,477	19,124	4.73	23,126	104,733	127,859
11:00	18,656	71,832	90,488	21,500	3.66	22,846	103,463	126,308
12:00	19,026	72,571	91,597	21,456	4.27	23,299	105,515	128,813
13:00	19,052	72,766	91,818	20,451	4.49	23,330	105,659	128,989
14:00	18,603	73,158	91,761	19,875	4.62	22,781	103,169	125,949
15:00	18,603	73,069	91,672	18,169	5.05	22,781	103,169	125,949
16:00	19,026	72,197	91,223	20,163	4.52	23,299	105,515	128,813
17:00	19,087	72,802	91,889	19,905	4.62	23,373	105,853	129,226
18:00	18,621	71,200	89,821	19,412	4.63	22,803	103,269	126,071
19:00	18,436	70,791	89,227	18,475	4.83	22,576	102,243	124,819
20:00	18,357	69,901	88,258	19,654	4.49	22,479	101,805	124,284
21:00	17,952	68,717	86,669	19,523	4.44	21,983	99,558	121,542
22:00	18,788	71,601	90,389	19,650	4.6	23,007	104,195	127,202
23:00	18,304	69,910	88,214	18,452	4.78	22,415	101,511	123,925
0:00	18,392	70,622	89,014	17,563	5.07	22,522	101,999	124,521

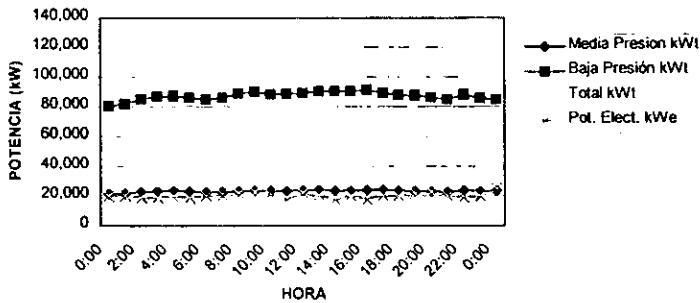
DEMANDA TERMICA MAXIMA MENOR (OCT. 96)



ANALISIS DE LA DEMANDA ENERGETICA HORARIA
DEMANDA ELECTRICA HORARIA.
DIA TIPICO CON LA DEMANDA TERMICA MAXIMA MENOR (Junio 97)

Hora	Media Presion kWt	Baja Presión kWt	Total kWt	Pot. Elect. kWe	Q/E	Masa media kg/h	masa baja kg/h	masa total kg/h
0:00	21,203	80,376	101,579	19,754	5.14	25,965	117,588	143,553
1:00	21,619	82,133	103,752	19,855	5.23	26,474	119,895	146,369
2:00	22,617	85,234	107,851	18,635	5.79	27,696	125,430	153,126
3:00	22,866	86,994	109,860	18,635	5.9	28,001	126,811	154,812
4:00	23,448	87,078	110,526	19,654	5.62	28,714	130,038	158,752
5:00	22,866	86,156	109,022	18,562	5.87	28,001	126,811	154,812
6:00	22,450	84,980	107,430	19,635	5.47	27,492	124,504	151,996
7:00	22,866	86,324	109,190	20,452	5.34	28,001	126,811	154,812
8:00	23,282	89,048	112,330	21,524	5.22	28,510	129,118	157,628
9:00	23,448	90,263	113,711	22,635	5.02	28,714	130,038	158,752
10:00	23,531	88,545	112,076	20,452	5.48	28,815	130,499	159,314
11:00	23,282	88,754	112,036	17,485	6.41	28,510	129,118	157,628
12:00	23,698	89,257	112,955	21,452	5.27	29,020	131,425	160,445
13:00	23,781	90,347	114,428	19,855	5.75	29,121	131,885	161,006
14:00	23,282	90,389	113,671	17,120	6.64	28,510	129,118	157,628
15:00	23,282	90,464	113,746	19,652	5.79	28,510	129,118	157,628
16:00	23,698	91,310	115,008	17,852	6.44	29,020	131,425	160,445
17:00	23,781	89,257	113,038	19,854	5.69	29,121	131,885	161,006
18:00	23,282	88,000	111,282	19,563	5.69	28,510	129,118	157,628
19:00	23,032	87,581	110,613	21,223	5.21	28,204	127,731	155,935
20:00	22,866	86,139	109,005	22,507	4.84	28,001	126,811	154,812
21:00	22,450	84,815	107,265	19,568	5.48	27,492	124,504	151,996
22:00	23,448	88,335	111,783	19,124	5.85	28,714	130,038	158,752
23:00	22,866	85,486	108,352	19,632	5.52	28,001	126,811	154,812
0:00	23,052	84,815	107,867	25,145	4.29	28,229	127,842	156,071

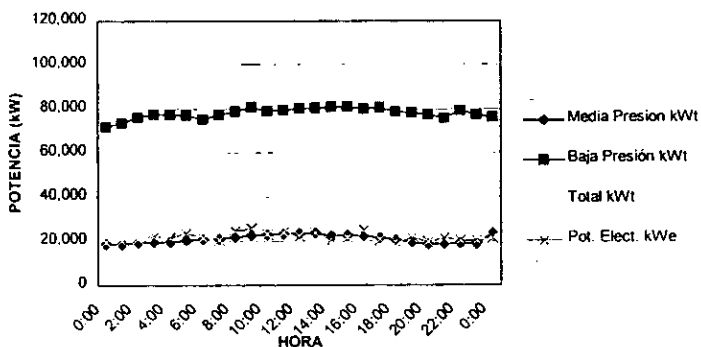
DEMANDA TERMICA MAYOR (JUN 97)



ANALISIS DE LA DEMANDA ENERGETICA HORARIA
 DEMANDA ELECTRICA HORARIA.
 DIA TIPICO CON LA DEMANDA TERMICA MAXIMA MENOR (Mayo 97)

Hora	Media Presion kWt	Baja Presión kWt	Total kWt	Pot. Elect. kWe	Q/E	Masa media kg/h	masa baja kg/h	masa total kg/h
0:00	18,560	71,922	90,482	19,632	4.61	22,728	102,930	125,658
1:00	18,568	73,557	92,125	20,410	4.51	22,738	102,975	125,713
2:00	19,200	76,306	95,506	21,324	4.48	23,512	106,480	129,992
3:00	19,608	77,495	97,103	22,036	4.41	24,011	108,742	132,753
4:00	19,600	77,421	97,021	21,455	4.52	24,002	108,698	132,700
5:00	20,400	77,123	97,523	23,657	4.12	24,981	113,135	138,116
5:00	20,829	75,340	96,140	21,450	4.48	25,471	115,353	140,824
7:00	21,040	77,272	98,312	20,321	4.84	25,765	116,684	142,449
8:00	21,960	78,944	100,904	24,563	4.11	26,892	121,786	148,678
9:00	22,560	80,764	103,324	25,733	4.02	27,626	125,114	152,740
10:00	22,908	79,159	102,067	23,210	4.4	28,052	127,044	155,096
11:00	23,200	79,427	102,627	24,125	4.25	28,410	128,663	157,073
12:00	23,456	80,214	103,670	22,150	4.68	28,723	130,083	158,806
13:00	23,648	80,318	103,966	23,625	4.4	28,959	131,147	160,106
14:00	22,400	80,876	103,276	20,447	5.05	27,430	124,226	151,656
15:00	22,568	80,801	103,369	21,412	4.83	27,636	125,158	152,794
16:00	22,280	79,835	102,115	24,731	4.13	27,283	123,561	150,844
17:00	21,483	80,504	101,987	20,670	4.93	26,307	119,141	145,448
18:00	20,520	78,733	99,253	19,562	5.07	25,128	113,800	138,928
19:00	19,456	78,275	97,731	21,452	4.56	23,825	107,899	131,724
20:00	18,480	77,253	95,733	19,752	4.85	22,630	102,487	125,117
21:00	18,920	75,860	94,780	21,230	4.46	23,169	104,927	128,096
22:00	18,800	79,234	98,034	20,420	4.8	23,022	104,261	127,283
23:00	18,648	77,227	95,875	20,410	4.7	22,836	103,418	126,254
0:00	23,310	76,320	99,630	21,212	4.7	28,545	129,273	157,818

DEMANDA ELECTRICA MAXIMA MAYOR (MAYO 97)

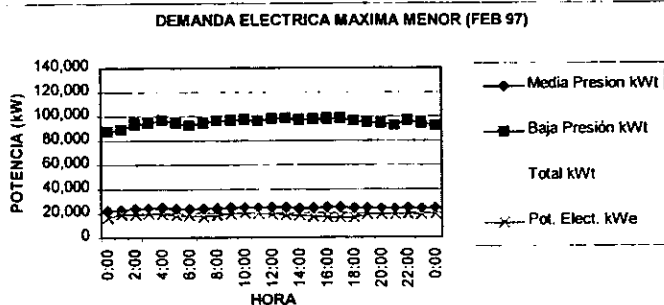


ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA HORARIA

DEMANDA ELÉCTRICA HORARIA.

DÍA TÍPICO CON LA DEMANDA TÉRMICA MÁXIMA MENOR (Febrero 97)

Hora	Media Presión kWt	Baja Presión kWt	Total kWt	Pot. Elect. kWe	Q/E	Masa media kg/h	masa baja kg/h	masa total kg/h
0:00	22,400	87,830	110,230	16,652	5.61	27,430	124,226	151,656
1:00	22,880	89,552	112,432	19,542	5.75	28,018	126,888	154,906
2:00	23,936	93,686	117,622	19,420	6.06	29,311	132,745	162,056
3:00	24,200	94,719	118,919	20,200	5.89	29,635	134,209	163,844
4:00	24,816	97,130	121,946	19,230	6.34	30,389	137,625	168,014
5:00	24,200	94,719	118,919	18,560	6.41	29,635	134,209	163,844
6:00	23,760	92,997	116,757	18,230	6.4	29,096	131,769	160,865
7:00	24,200	94,719	118,919	17,452	6.81	29,635	134,209	163,844
8:00	24,640	96,441	121,081	18,523	6.54	30,173	136,649	166,822
9:00	24,816	97,130	121,946	19,629	6.21	30,389	137,625	168,014
10:00	24,904	97,474	122,378	20,600	5.94	30,497	138,113	168,610
11:00	24,640	96,441	121,081	20,103	6.02	30,173	136,649	166,822
12:00	25,080	98,163	123,243	19,562	6.3	30,172	139,089	169,261
13:00	25,168	98,508	123,676	18,540	6.67	30,820	139,577	170,397
14:00	24,640	97,552	122,192	18,210	6.71	30,173	136,649	166,822
15:00	24,640	97,645	122,285	17,540	6.97	30,173	136,649	166,822
16:00	25,080	98,163	123,243	16,632	7.41	30,712	139,089	169,801
17:00	25,168	98,508	123,676	16,650	7.43	30,820	139,577	170,397
18:00	24,640	96,441	121,081	16,324	7.42	30,173	136,649	166,822
19:00	24,376	95,408	119,784	19,399	6.17	29,850	135,185	165,035
20:00	24,200	94,719	118,919	19,383	6.14	29,635	134,209	163,844
21:00	23,760	92,997	116,757	19,431	6.01	29,096	131,769	160,865
22:00	24,816	97,130	121,946	19,431	6.28	30,389	137,625	168,014
23:00	24,200	94,719	118,919	19,107	6.22	29,635	134,209	163,844
0:00	24,350	92,530	116,880	19,629	5.95	29,818	135,041	164,859



Resumen y de condiciones extremas para diseño.

A continuación se presenta la tabla con el resumen de los valores extremos de demanda de energía, que deberán ser considerados en el análisis para el diseño de los sistemas de Cogeneración.

RESUMEN DE LOS VALORES EXTREMOS DE DEMANDA DE ENERGÍA.

MODO DE OPERACIÓN	DEMANDA TÉRMICA		DEMANDA ELÉCTRICA	RELACIÓN Q/E
	kWt	T/h	kWe	
DEMANDA TÉRMICA ALTA MÁXIMA	91,889	129.266	19,905	4.62
DEMANDA TÉRMICA ALTA MÍNIMA	77,862	87.284	17,523	4.44
DEMANDA TÉRMICA BAJA MÁXIMA	114,128	11.007	19,855	5.75
DEMANDA TÉRMICA BAJA MÍNIMA	101,579	143.552	19,855	5.14
DEMANDA ELÉCTRICA ALTA MÁXIMA	103,324	152.74	25,733	4.02
DEMANDA ELÉCTRICA ALTA MÍNIMA	99,253	138.928	19,562	5.07
DEMANDA ELÉCTRICA BAJA MÁXIMA	122,378	168.610	20,600	5.94
DEMANDA ELÉCTRICA BAJA MÍNIMA	118,919	163.843	17,452	6.81
RELACIÓN (Q/E) REQ MÁXIMO	123,676	170.397	25,733	7.43
RELACIÓN (Q/E) REQ MÍNIMO	77,862	87.284	17,421	3.66
RELACION (QMAX / EMAX)	123,676	170.397	25,733	4.8

De acuerdo a la tabla anterior, el sistema de Cogeneración para satisfacer totalmente los requerimientos energéticos de la planta, deberá ser capaz de producir hasta 123,676 kWt (170.397 ton/h de vapor) y 25,733 kWe.

La demanda térmica máxima se encuentra por debajo de la capacidad instalada total de las calderas instaladas, lo cual no representa ningún problema en cuanto a los requerimientos térmicos para el caso de mantener ambas calderas operando.

La demanda eléctrica máxima reportada en los días típicos de operación extrema (25,733 kWe), en un 6.3%, mas sin embargo este máximo puede ser momentáneo, y no representativo del comportamiento de la planta. Debido a lo anterior el diseño, evaluación y análisis de los sistemas de Cogeneración se utilizará la información proporcionada de los días típicos, ya que en esta se cuenta con su valor correspondiente a carga térmica y ésta la variación que se presenta en las demandas energéticas de la planta, evitándose así un sobredimensionamiento de la capacidad de generación eléctrica y térmica con los sistemas de Cogeneración.

RESUMEN DE OPERACIÓN A DIFERENTES CARGAS Y SU DURACIÓN.					
DEMANDA ELECTRICA.					
ET prom. Anual (kWt)	104,925				
ET prom. Anual (kWt)	23,228				
Factor de correc. Sin válvula	0.995				
Intervalo de Carga Pond < 20%	13.72				
Operación	Duración	Carga Media	Carga Ponderada	Carga aparente	Carga Corr.
	(%)	kWe	kWe	kWe	kWe
E Ereq. > 23 Mwe	9	24,393	2,195	28,273	28,273
23 > Ereq > 21 Mwe	15	21,635	3,245	25,077	25,077
21 > Ereq > 19 Mwe	52	19,790	10,291	22,938	22,938
19 > Ereq	10	17,233	1,723	19,974	19,974
Total	100	101,518	20,039	117,667	117,667
DEMANDA TERMICA					
Intervalo Carga Pond. < 20%	0.41				
Operación	Duración	Carga Media	Carga Ponderada	Carga aparente	Carga Corr.
	(%)	kWe	kWe	kWe	kWe
Qreq. > 120 MWt	13	122,290	15,898	15,963	15,883
120 > Qreq > 113 MWt	16	116,606	18,657	18,734	18,640
113 > Qreq > 107 MWt	19	110,111	20,921	21,007	20,902
107 > Qreq > 95 MWt	24	100,021	24,005	24,104	23,893
18 > Ereq	28	89,335	25,014	25,117	24,991
Total	100	538,363	104,495	104,925	104,309

INGENIERÍA DEL PROYECTO.

Es importante señalar que en el lugar en el que se encuentra la planta de papel se tiene una presión atmosférica de 748 mmHg, humedad relativa del 75%, Una temperatura ambiente de 20 grados centígrados (estos datos son vitales para el funcionamiento de la turbina).

Además se tiene que su producción de papel para impresión es de 85,208 toneladas anuales y una producción de celulosa de 106,656 toneladas anuales.

DOS TURBINAS A GAS Y RECUPERADOR DE CALOR

Estos equipos están constituidos por dos turbinas con una potencia unitaria de 10MW(ISO) que a condiciones de sitio entregan un máximo de 9.05 MW cada una y cuyos gases de combustión son canalizados a un recuperador de calor (caldera de recuperación), para la generación de vapor de media y alta presión.

Descripción de las condiciones operacionales del esquema propuesto.

El esquema propuesto muestra una mejor flexibilidad operacional, ya que no cuenta con el sistema de postcombustión, más sin embargo se logra el cumplimiento de la plena satisfacción de los requerimientos térmicos y la posibilidad de funcionar al nivel de autogeneración y de venta de excedentes eléctricos.

A bajos requerimientos de energía eléctrica el sistema suministra la demanda eléctrica mediante turbogenerador de vapor existente y una sola turbina operando al 75% - 80% de su capacidad. Los requerimientos de energía térmica son cubiertos mediante las calderas de vapor actuales que pueden operarse a un 70% de su capacidad sin menoscabo de la eficiencia.

Para el caso de los requerimientos máximos de energía eléctrica se operan los dos turbinas de gas de tal manera de que el diferencial existente entre la energía eléctrica generada por el turbogenerador a vapor y la energía eléctrica requerida es cubierta por los turbogeneradores a una carga que no afecte su eficiencia. Estos equipos se pueden operar a un mínimo del 80% de su capacidad sin pérdida apreciable de su eficiencia.

El esquema puede también operar a condiciones de exportación de excedentes de energía eléctrica con plena satisfacción de los requerimientos térmicos. La condición de operar el sistema en condiciones de autogeneración o de exportación dependerá de los precios de los combustibles. La decisión se tomará mes a mes mediante la programación de la operación como función de los precios del mercado de combustibles y de las expectativas que muestre el mercado de exportación eléctrica a la red.

INVERSION.

Se tiene que las inversiones van a ser por concepto de las 2 turbinas de la marca ABB, las cuales se cotizaron con un valor de 7.5 millones de dólares cada una con su recuperador de calor, para lo cual nos da un total de 15 millones de dólares. Considerando que en esta cotización ya se tomo en cuenta el costo por impuestos, el flete y la instalación del equipo.

EVALUACIÓN FINANCIERA

FLUJO DE EFECTIVO

Se anexan los cálculos de los costos y los modelos financieros a precios constantes, con financiamiento y sin financiamiento, además se presenta los modelos financieros pero haciendo valido el programa del ALTEX, este nos beneficia devolviéndonos el valor del iva del costo de las turbinas.

COSTOS DE INVERSIÓN					
(Miles de pesos)					
COSTOS EXTRANJEROS					
Costos de Capital			130,500,000	(15 millones de dólares)	
Tipo de cambio			8.70 pesos por dólar.		
SITUACIÓN DE LOS COSTOS ENERGETICOS EN UN AÑO.					
Demanda promedio de a CFE		8520	h/año	13.973	KW
Energía base		2749	h/año	38,306,569	KWh/año
Energía Intermedia		4998	h/año	69,654,785	KWh/año
Energía de punta		774	h/año	10,781,886	KWh/año
Costo de energía eléctrica				62,589,479	\$/año
Combustible COMBUSTOLEO					
Consumo de combustible				52,851	m ³ /año
Costo del combustible				\$ 42,280,800.00	\$/año
Combustible LICOR NEGRO					
Consumo de Combustible				306,714,056	kg/año
Costo del combustible				\$ 23,033,554.00	\$/año
Costo de operación y mantenimiento				\$ 3,387,173.00	\$/año
Costo total de energéticos que se consumen actualmente				131,291,006.0	
TARIFAS Y COSTOS.					
		Base May 1998		Poder calorífico	
Costo del Combustible (Gas Natural)		0.7652	\$/m ³	8.46	Mcal/m ³
Costos del Combustible (Combustoleo)		800	\$/m ³	41,150,000	kJ/m ³
Costos del Combustible (Licor Negro)		0.075	\$/kg	9,800	kJ/kg
Costos de Oper y mant del sist de cog		0.027	\$/KWh		
Tarifa elect base	HS/sur	0.25	\$/KWh	32.26%	%h base/h año
Tarifa elect Intermedia	HS/sur	0.3	\$/KWh	58.66%	%h base/h año
Tarifa elect Punta	HS/sur	1.02	\$/KWh	9.08%	%h base/h año
Cargo por demanda	HS/sur	30	\$/kW-mes		
Costo promedio anual		0.510540773	\$/KWh		

SUPUESTOS DE OPERACIÓN PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN						
kW Térmicos Respaldados		23,834	kW			
Pot elect sist de cogeneración		18,100,000	kW/a	potencia comprada		0
Energía de base generada		52,000,000	kWh e/año	energía base comprada		0
Energía intermedia generada		93,000,000	kWh e/año	energía intermedia compra		0
Energía de punta generada		15,000,000	kWh e/año	energía punta comprada		0
kWh generados totales		178,100,000	kWh e/año			
Consumo de gas nat de la turbina		6,083	m ³ /h			
Consumo anual de gas natural TOTAL		49,235,802	m ³ /año			
Costo anual del gas natural	\$	37,675,235.69	\$/año			
Consumo neto anual de combustoleo		35,974	m ³ /año			
Costo anual de combustoleo	\$	28,779,200.00	\$/año			
Consumo neto anual de licor negro		306,714,066	kg/año			
Costo anual de licor negro	\$	23,003,554.20	\$/año			
Horas de operación de la empresa		8520				
Horas de operación del sist. De cogeneración		8094				
Costos de operación y mantenimiento del sist de cogenera.	\$	3,397,173.00	\$/año			
RESPALDO DE CFE PROMEDIO			CARGO UNITARIO		CARGOS	
Demanda reservada	16,200	kW	15,600	\$/kw DR	\$	3,032,640.00
Demanda media	13,937		3,500	\$/kw DM	\$	585,354.00
Horas/año en respaldo	426					
Energía de base de respaldo	1,915,328	kWh e/año	0.2	\$/kWh E b	\$	383,065.60
Energía interm de respaldo	3,482,739	kWh e/año	0.21227	\$/kWh E i	\$	739,281.01
Energía punta de respaldo	539,094	kWh e/año	0.3	\$/kWh E p	\$	161,728.20
Cost de energía respaldo		\$	4,902,068.81	\$/año		

VENTA DE EXCEDENTES		TARIFA		INGRESOS	
KW excedentes(demanda)	5,609	KW	26.67	\$/KW Demanda	\$ 1,996,416.00
kWh de excedente base (consumo)	13,325,399	kWh e/año	0.182856	\$/kWh E b	\$ 2,436,629.16
kWh de excedente int (consumo)	23,262,984	kWh e/año	0.210045	\$/kWh E i	\$ 4,886,273.47
kWh de excedente punt (consumo)	3,613,667	kWh e/año	0.806892	\$/kWh E p	\$ 2,915,838.99
Horas de op de sist de cogen8094	8,094				
Ingresos totales por venta de excedentes			\$ 12,235,157.63		
costos de operación netos.					
Costos total de combustibles		\$ 89,457,989.89			
+ Costo de respaldo eléctrico		\$ 4,902,068.81			
+ Costo de mantenimiento total		\$ 3,387,173.00			

Se considera que el financiamiento se llevara a cabo con nacional financiera a través de los créditos que ofrece como banca de primer piso, el financiamiento es del 70% del valor de la inversión del sistema de Cogeneración, con una tasa de interés del 20% en un periodo de 5 años y un 30% del valor de la inversión será proporcionado por la papelera.

CON FINANCIAMIENTO		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
(miles de pesos)	año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS																	
Venta de excedente de energía base (kWh)		0.000	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437	2.437
Venta de excedentes de energía media (kWh)		0.000	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887
Venta de excedente de energía punta (kWh)		0.000	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916
Venta de excedentes de potencia (kW)		0.000	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998
Cost elect y comb sin el sist cogene		0.000	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291
Tot Ing Via de excedente (3)		0.000	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529	143.529
FACTURACIÓN ELECTRICA																	
Energía en base(kWh)		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en intermedia (kWh)		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en punta (kWh)		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Cargos por demanda		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL DE FACTURACIÓN		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
COSTOS																	
Respaldo eléctrico		0.000	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902
Cost tot del comb cogn + convencional		0.000	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458
Operación y mantenimiento		0.000	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387
Total		0.000	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747

(millones de pesos)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FLUJO DE EFECTIVO	0.000	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782	45.782
Depreciación turb.	0.000	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050					
Intereses	0.000	18.270	14.616	10.962	7.308	3.654										
Flujo Efect. antes Impot.	0.000	14.462	18.116	21.770	25.424	29.078	32.732	32.732	32.732	32.732	32.732	38.052	38.052	38.052	38.052	38.052
ISR Y PTL	0.000	6.363	7.971	9.579	11.186	12.794	14.402	14.402	14.402	14.402	14.402	16.743	16.743	16.743	16.743	16.743
Utilidad Neta	0.000	8.098	10.145	12.191	14.237	16.283	18.330	18.330	18.330	18.330	18.330	21.309	21.309	21.309	21.309	21.309
Depreciación	0.000	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050					
Inversiones	39.150															
Valor de rescate	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Prestamo	91.350															
Capital de trabajo	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Pago de prestamo		18.270	18.270	18.270	18.270	18.270										
Flujo de efectivo	-39.150	2.378	4.925	6.971	9.017	11.063	31.380	31.380	31.380	31.380	31.380	21.309	21.309	21.309	21.309	22.309
		2.378	7.303	14.274	23.291	34.354	65.734	97.113	128.493	159.873	191.252	212.562	233.871	255.180	276.489	298.798
VPN	82.356															
Tasa desc	10%															
TIR	30%															
Tasa Banc.	20%															
TVR	18%															
Tasa Oport.	8%															

SIN FINANCIAMIENTO																
(millones de pesos)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS																
Venta de excedente de energía base (kWh)	0.000	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439	2.439
Venta de excedentes de energía media (kWh)	0.000	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887
Venta de excedente de energía punta (kWh)	0.000	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916
Venta de excedentes de potencia (kW)	0.000	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998
Costo de elect y comb sin el sist de cogen	0.000	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291
Tot. INGRESOS	0.000	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531	143.531
FC de ctos de energía/ sist de cogen																
(millones de pesos)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
COSTOS DE ENERGETICOS																
FACTURACIÓN ELECTRICA																
Energía en base(kWh)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en intermedia (kWh)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en punta (kWh)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Cargos por demanda	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL DE FACTURACIÓN	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Respaldo eléctrico	0.000	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902
Costo tot del comb cogen + convencional	0.000	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458
Operación y mantenimiento	0.000	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387
Total	0.000	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747

(millones de pesos)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FLUJO DE EFECTIVO	0.000	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784	45.784
Depreciación Iurb	0.000	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050					
Flujo Efecti. antes Impptos.	0.000	32.734	32.734	32.734	32.734	32.734	32.734	32.734	32.734	32.734	32.734	38.052	38.052	38.052	38.052	38.052
ISR y PTU (44%)	0.000	14.403	14.403	14.403	14.403	14.403	14.403	14.403	14.403	14.403	14.403	16.743	16.743	16.743	16.743	16.743
Utilidad Neta	0.000	18.331	18.331	18.331	18.331	18.331	18.331	18.331	18.331	18.331	18.331	21.309	21.309	21.309	21.309	21.309
Depreciación	0.000	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	13.050	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Inversiones	130.500															
Valor de rescate	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Capital de Trabajo	0.000	0.50	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Flujo de efectivo	-130.500	30.88	31.381	31.381	31.381	31.381	31.381	31.381	31.381	31.381	31.381	21.309	21.309	21.309	21.309	22.309
Inv. Inicial	130.500	30.88	62.26	93.64	125.02	156.40	187.78	219.17	250.55	281.93	313.31	334.62	355.93	377.24	398.55	420.85
VPN	84.774															
Tasa desc	10%															
TIR	22%															
Tasa Banc	20%															
TVR	13%															
Tasa Oport.	8%															

A continuación se presenta la corrida financiera considerando que le empresa papelera, no venderá los excedentes, por lo tanto, se hará valido el programa ALTEX, donde el beneficio que se tomara es la devolución del iva. Para el caso con financiamiento se sigue el mismo esquema del 70% de financiamiento por parte de Nafin con una tasa de interés de 20% en un periodo de 5 años. La inversión será de 110.925 millones de pesos considerando ya la devolución del 15% del iva (12.5 millones de dólares).

CON FINANCIAMIENTO																	
(millones de pesos)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
año		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS																	
Costo eléct y comb sin el sist cogene		0.000	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291
Tot. Ing Via de excedente (3)		0.000	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291
(millones de pesos)																	
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FACTURACIÓN ELÉCTRICA																	
Energía en base(kWh)		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en intermedia (kWh)		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en punta (kWh)		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Cargos por demanda		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL DE FACTURACIÓN		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
COSTOS																	
Respaldo eléctrico		0.000	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902
Costo tot del comb cog + convencional		0.000	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458
Operación y mantenimiento		0.000	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387
Total		0.000	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747

(millones de pesos)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FLUJO DE EFECTIVO	0.000	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544
Depreciación turb	0.000	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093					
Intereses	0.000	15.530	12.424	9.318	6.212	3.106										
Flujo Efect. antes Imptos.	0.000	6.922	10.028	13.134	16.240	19.345	22.451	22.451	22.451	22.451	22.451	38.052	38.052	38.052	38.052	38.052
ISR Y PTU	0.000	3.046	4.412	5.779	7.145	8.512	9.879	9.879	9.879	9.879	9.879	16.743	16.743	16.743	16.743	16.743
Utilidad Neta	0.000	3.876	5.616	7.355	9.094	10.833	12.573	12.573	12.573	12.573	12.573	21.309	21.309	21.309	21.309	21.309
Depreciación	0.000	11.092	11.092	11.092	11.092	11.092	11.092	11.092	11.092	11.092	11.092					
Inversiones	33.278															
Valor de rescate	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Préstamo	77.648															
Capital de trabajo	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Pago de préstamo		15.530	15.530	15.530	15.530	15.530										
Flujo de efectivo	-33.278	-1.061	1.178	2.917	4.657	6.396	23.665	23.665	23.665	23.665	23.665	21.309	21.309	21.309	21.309	22.309
		0.473	1.651	4.568	9.225	15.621	39.286	62.950	86.615	110.280	133.945	155.254	176.563	197.872	219.181	241.490
VPN	57.417															
Tasa desc	10%															
TIR	25%															
Tasa Banc.	20%															
TVR	17%															
Tasa Oport.	8%															

SIN FINANCIAMIENTO																
(millones de pesos)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INGRESOS																
Costo de elect. y comb sin el sist de cogen	0.000	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291
Tot. Ing. Via de excedente (3)	0.000	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291	131.291
FC de ctos. de energia/ sist de cogen																
(miles de pesos)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
COSTOS DE ENERGETICOS																
FACTURACIÓN ELECTRICA																
Energía en base (kWh)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en intermedia (kWh)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Energía en punta (kWh)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Cargos por demanda	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL DE FACTURACIÓN	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Respaldo eléctrico																
Respaldo eléctrico	0.000	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902	4.902
Costo tot del comb cogen +convencional	0.000	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458	89.458
Operación y mantenimiento	0.000	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387	3.387
Total (2)	0.000	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747	97.747

(millones de pesos)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FLUJO DE EFECTIVO	0.000	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544	33.544
Depreciación turb.	0.000	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093					
Flujo Efect. antes Imptos.	0.000	22.451	22.451	22.451	22.451	22.451	22.451	22.451	22.451	22.451	22.451	38.052	38.052	38.052	38.052	38.052
ISR Y PTU (44%)	0.000	9.879	9.879	9.879	9.879	9.879	9.879	9.879	9.879	9.879	9.879	16.743	16.743	16.743	16.743	16.743
Utilidad Neta	0.000	12.573	12.573	12.573	12.573	12.573	12.573	12.573	12.573	12.573	12.573	21.309	21.309	21.309	21.309	21.309
Depreciación	0.000	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	11.093	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Inversiones	110.925															
Valor de rescate	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Capital de Trabajo	0.000	0.50	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Flujo de efectivo	-110.925	23.17	23.665	23.665	23.665	23.665	23.665	23.665	23.665	23.665	23.665	21.309	21.309	21.309	21.309	22.309
		23.17	46.84	70.50	94.17	117.83	141.50	165.16	188.83	212.49	236.16	257.47	278.78	300.08	321.39	343.70
Inv. Inicial	110.925															
VPN	59.469															
Tasa desc	10%															
TIR	20%															
Tasa Banc	20%															
TVR	12%															
Tasa Oport.	8%															

FALTA PAGINA

No. 88

JUSTIFICACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento se saca de la tasa de CETES pero le descontamos la inflación lo cual nos da una tasa de interés real del 8% (es igual a la tasa de oportunidad), además le sumamos una prima de riesgo del proyecto del 2%, esto debido que el proyecto no es muy riesgoso, sobre todo porque se tiene un consumo seguro, que es el de la planta de papel.

Para la tasa de interés bancaria se toma la TIIE, pues nuestro financiamiento, lo vamos a obtener de Nacional Financiera, esta institución maneja como tasa de referencia la TIIE y su valor es de 20%, para el día viernes 28 de Mayo de 1998.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el modelo financiero sin financiamiento se tiene que si varia la tasa de descuento a 22%, se tiene que el VPN se hace casi cero, pero si la tasa de descuento la modificamos por arriba de 22% nos da el VPN negativo.

En el modelo financiero con financiamiento si variamos a la tasa de descuento a 30%, tenemos que el VPN se hace casi cero, pero si esta tasa de descuento la variamos por arriba del 30% el VPN se hace cero. Por lo cual concluimos que la tasa de descuento tiene que estar por debajo de la TIR para que este proyecto sea rentable.

Otro factor importante es que los precios de los combustibles van variando mes a mes con lo cual pueden aumentar los costos por este concepto, además que también las tarifas eléctricas van variando mes a mes con lo cual pueden aumentar nuestros ingresos por concepto de electricidad.

Un aspecto que también influye es la cotización del dólar ya que una devaluación encarecería las turbinas de vapor con lo cual nuestro proyecto no podría ser viable.

Si aumentamos la venta de excedentes para trabajar la turbina a un 90% de su capacidad nos aumentaría nuestros ingresos pero esta en función de las negociaciones que hagan esta industria papelerera y CFE, de acuerdo a la demanda que se tenga en la zona.

Las tasas de interés también influyen en gran medida en los proyectos de inversión, en este estudio se tomo la tasa de interés que aplica Nafin a los proyectos que apoya, esta tasa es de alrededor del 20%. Por otra parte la tasa de interés de los bancos comerciales la tasa de interés para prestamos oscila entre un 35% anual, lo que traería consigo que nuestro proyecto no sea factible por el alto costo del dinero en nuestro país.

JUSTIFICACIÓN DEL HORIZONTE DEL ANÁLISIS

Este proyecto se está analizando para un periodo de 15 años, ya que la vida útil de la turbina se considera entre 15 y 20 años, para este análisis se considerara el caso extremo de que la vida útil sea de 15 años.

Además se tiene que el valor de rescate de la turbina a gas, es de 1 millón de pesos al final de los 15 años.

RIESGO

Para este estudio se parte de un escenario económico de estabilidad que promueva la venta de excedentes y que la turbina trabaje a su máxima capacidad para lograr una buena rentabilidad.

El riesgo para este proyecto, surgiría en una devaluación y que esto disparara aun más el precio del valor de la turbina, por lo tanto las tarifas de electricidad no suban en la misma proporción lo cual haría que este proyecto fuera inviable.

De los aspectos más importantes es la capacitación del personal, si se descuida este aspecto puede repercutir en que podrían operar mal las turbinas de gas y por lo tanto todo esto recaerá en más costo de mantenimiento.

CONCLUSIONES.

Los sistemas de Cogeneración de energía con en rangos de 20MW, solo son factibles para empresas que tengan capacidad para hacer una inversión fuerte y que además tengan características adecuadas, como el tener un consumo que pueda hacer viable la implantación de este sistema. Sin la venta de excedentes y algo muy importante son las condiciones térmicas con las que debe contar la empresa para su implementación de dicho sistema, esto se obtiene de una auditoria energética que se puede solicitar a CONAE.

La venta de excedentes va estar sujeta al precio que determine CFE, ya que no la compraría al precio que la vende porque tiene que tener una ganancia por concepto de la infraestructura con la que cuenta para la distribución de energía eléctrica.

Los escenarios que se analizaron en el modelo financiero en los dos casos se tiene que son viables para implantar el sistema, por lo cual se debe de tener una tasa de descuento por debajo del 30% en un caso y 22% en otro caso.

De la metodología del análisis energético entre los parámetros más esta la relación Q/E que nos da cual sistema de Cogeneración es el más adecuado para implantar en la industria que se este analizando.

El financiamiento para proyectos de Cogeneración, lo destacable es hacerlo con bancos de desarrollo por que las tasas de financiamiento son bajas, por otro lado si se tomara de las Líneas Globales, en dólares, las tasas de interés esta basada en la tasa Libor, con lo cual tomaríamos el riesgo de una devaluación que nos haría impagable dicho proyecto.

Otro punto importante son los programas para empresas que exportan como el PITEX y el ALTEX, que nos dan beneficios adicionales como el iva, que representa un ahorro importante en nuestra inversión del sistema de Cogeneración.

Es de vital importancia el buscar nuevos esquemas de financiamiento para proyectos de Cogeneración, esto debido a que se tienen las condiciones adecuadas para implantar estos sistemas a las industrias de nuestro país pero muchas de ellas no lo hacen por la falta de esquemas de financiamiento.

Este trabajo se hizo tomando como referencia el consumo actual de energía de la planta y la venta de excedente, esto es, abarcando los vicios y problemas operativos que elevan el consumo de energía.

Con este tipo de análisis se espera que más empresas implementen este sistema, porque puede ser muy benéfico para la industria nacional que la haría más competitiva a nivel internacional.

Es importante enfatizar que este tipo de proyectos se debe de evaluar aun con las devaluaciones que se tienen y la incertidumbre económica en la cual vivimos en la actualidad, de alguna manera hay que decirle a las empresas si es factible o no invertir en este tipo de sistemas.

Para finalizar las tarifas eléctricas con las cuales CFE, compra la venta de excedentes de los sistemas de Cogeneración, es una negociación entre CFE y la empresa que Cogenera, por lo tanto no tuvimos acceso a esta información.

Las tarifas usadas se investigaron de proyectos ya en marcha.

ANEXO 1

TRAMITES PARA LA OBTENCIÓN DE PERMISOS INDUSTRIALES PARA LLEVAR A CABO LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Permisos, licencias y autorización en el departamento del Distrito Federal (DDF)

Para realizar los trámites ante el DDF se deberá dirigir a la "Ventanilla Unica" de la Subdirección de licencia y uso de Suelo en el edificio de la Delegación correspondiente a la ubicación de la planta. En el caso de que la planta se encuentre en el interior del país, deberá de dirigirse al Municipio correspondiente.

Los trámites necesarios que se tienen que llevar a cabo ante el Departamento del Distrito Federal, para la construcción y operación de la planta de Cogeneración son:

- A. Licencia y/o Certificado de Zonificación.
- B. Licencia de uso de suelo.
- C. Constancia de domicilio total o parcial.
- D. Licencia de construcción.
- E. Aviso de terminación de obra.
- F. Autorización de uso de ocupación (autorización de ocupación)
- G. Visto bueno de prevención de incendios.
- H. Registro de descarga de aguas residuales.

Permisos, licencias y autorizaciones en la Secretaria de energía.

La autorización de Instalaciones Eléctricas se realizara en la Secretaría de Energía, en la Subdirección General de Operación de Energía Eléctrica. Para los trámites restantes de Solicitud del permiso de Cogeneración y la entrega del aviso de terminación de obra. Deberá de realizarse en la Dirección de Política de Energía Eléctrica.

Los trámites que se deben realizar ante la Secretaria de Energía para la construcción y operación de la planta de Cogeneración son:

- A. Solicitud de permiso de Cogeneración de energía eléctrica.
- B. Autorización de instalación eléctrica.
- C. Aviso de terminación de obra.
- D. Información estadística relativa al tipo de combustible utilizado y la cantidad de energía eléctrica generada.

La solicitud del permiso de Cogeneración y la entrega del aviso de terminación de obras serán presentadas ante la Dirección General de Política de Energía Eléctrica.

El tramite de autorización de instalaciones eléctrica se realizará ante la Dirección General de Operación de Energía Eléctrica.

Para instalar y operar la planta de Cogeneración es necesario solicitar y obtener el permiso por parte de la Secretaria de Energía.

La solicitud de permiso se presentará por triplicado en el formato DGRS-002, proporcionado por la Secretaria de Energía, que deberá ser llenado debidamente y acompañado por la documentación referida.

Si la planta de Cogeneración corresponde a varias personas será necesario designar en forma fehaciente, un representante común ante la SE con las facultades suficientes para actuar en su nombre. El permiso se otorgará a todos los interesados y asumirá solidariamente la responsabilidad tanto de la ley como de las condiciones establecidas en el permiso respectivo.

Una vez entrega la solicitud de permiso, la Secretaria de Energía examinará está y en el término de diez días hábiles informará si admite el tramite. De admitir el tramite la Secretaria de Energía solicitará la opinión de la CFE, la que dará respuesta en un plazo de diez días hábiles para "pequeña producción" y de 30 días hábiles siguientes para los demás. De existir modificaciones o restricciones a consecuencia de la opinión de CFE, el peticionario tendrá un plazo de diez días hábiles para que exponga sus puntos de vista.

Desahogando los trámites anteriores, la Secretaria de Energía, con conocimiento del peticionario, solicitara las aclaraciones y elementos adicionales que estime pertinentes, requiriendo la presentación de la memoria técnica - descriptiva y justificación del proyecto a desarrollar.

Recibidos los datos y documentos adscritos anteriormente, la Secretaria de Energía dentro de los 30 días hábiles siguientes, dictaminará sobre la procedencia de la solicitud y de aprobarse la misma expedirá el permiso.

De lo anterior se desprende que para obtener el permiso de Cogeneración, se requiere un plazo de 80 días hábiles, si no se presentan aclaraciones o entrega de documentos, adicionales.

El permiso de Cogeneración tendrá una duración indefinida y contendrá cuando menos los siguientes datos:

- Nombre, dominación o razón social y domicilio del permisionario.
- Ubicación de las instalaciones.
- Programa de obra, en su caso.
- Fecha de inicio y terminación de las obras considerando en su caso las etapas sucesivas.
- Plazo del permiso.
- Descripciones de las instalaciones.
- Actividades autorizadas.
- Obligaciones del titular del permiso, causas y plazos de terminación del mismo.

Para obtener la autorización de Instalaciones eléctricas, actualmente, un requisito es que la planta o industria debe de responsabilizarse de que la instalación eléctrica en cuestión cumple con los materiales apropiados, oficialmente y que la instalación se realizó de acuerdo al proyecto manifestado. Para cumplir este requisito se debe de entregar una carta responsiva emitida por la propia empresa o industria, dirigida a la CFE:

A partir del 31 de Octubre de 1993 se delegó la autoridad para la realización y expedición de autorización de Instalaciones Eléctricas, a unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas (UVI) las cuales deberán ser autorizadas y dadas de alta por parte de la Secretaría de Energía.

De acuerdo con el artículo 89 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, no se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica, que no exceda de 0.5 MW, ni para el funcionamiento de plantas de emergencia derivadas.

De acuerdo con el artículo 90 del Reglamento, se debe de notificar a la Secretaría de Energía de la fecha en que las obras hayan sido conducidas, dentro de los quince días

hábiles una vez que se inicie la operación de las instalaciones y exclusivamente para fines estadísticos se informará a la Secretaría de Energía, el tipo y volumen del combustible utilizado y la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte de utilizada para la satisfacción de las necesidades propias del permisionario y la entrega a la CFE, o destinada a la exportación, así como, en su caso, las importaciones de energía eléctrica realizadas.

La notificación de terminación de obra, así como el informe descrito en el párrafo anterior deberán ser presentados a la Secretaría de Energía en los formatos DGRS-011 y DGES-001 respectivamente.

Permisos, licencias y autorizaciones en la SECOFI.

El trámite de autorización de proyectos, así como el uso y funcionamiento de instalaciones de aprovechamiento de gas LP, y/o gas natural se llevará a cabo en la Dirección de Gas, Subdirección Técnica de Gas, ubicadas en Periférico Sur 3025, Col. Héroes de Padierna, 12º piso, y para el permiso para establecer una empresa con capital extranjero deberá acudir a la Dirección de Inversión Extranjera, misma que se encuentra en Av. Insurgentes 1940 Col. Guadalupe Inn. 8º piso.

Los tramites necesarios ante la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial SECOFI, para obtener la autorización de obra o actividad de una planta de Cogeneración son:

- A. Autorización del proyecto, así como de uso y funcionamiento de instalaciones de aprovechamiento de Gas LP, y/o Gas Natural. Este trámite se llevara a cabo en la Dirección General de Normas dirigiéndose a la Subdirección General de Normas, dirigiéndose a la Subdirección Técnica de Gas.

Los requisitos necesarios son:

- Elaboración de solicitud la cual deberá ser dirigida a la Dirección General de Normas, Subdirección Técnica de Gas, para la autorización del proyecto de instalaciones de aprovechamiento de gas LP, y/o gas natural, la cual deberá de ser entregada por triplicado en la dirección antes mencionada.

Esta solicitud deberá de ser realizada con base a la siguiente clasificación del proyecto, el cual puede ser:

- ❖ Domestico.
- ❖ Comercial.
- ❖ Industrial.

La solicitud deberá de ser acompañada por la siguiente información:

- Planos heliográficos de instalación por triplicados.
- Memoria técnica por triplicado.
- Cubrir el pago de derechos.

El requisito indispensable que la solicitud este firmada por Técnicos responsables en gas.

B. Permiso para establecer una empresa con capital extranjero.

Después de haber entregado la solicitud y todos los documentos indicados, el tiempo promedio para que la Secretaría de su resolución es de alrededor de dos días.

Para el establecimiento de una sociedad con capital extranjero mayor del 49%, conforme lo establecido en el artículo 12, fracción II de la ley para promover la Inversión Mexicana y Regular la Inversión Extranjera, se deberá de solicitar el permiso para el establecimiento de una empresa con Capital Extranjero, el cual la SECOFI por conducto de la Dirección General de Inversiones Extranjera, se encarga de dar la aprobación correspondiente.

Para este tramite es necesario la elaboración de una carta solicitando a la Dirección General de Inversiones Extranjeras el permiso para el establecimiento de la empresa y el llenado de un cuestionario mismo que también será entregado por esta Dirección.

El tiempo promedio para que la Dirección General de Inversión Extranjera de resolución a la solicitud es de 45 días, después de haber entregado la solicitud y cuestionario debidamente llenados.

Permisos, licencias y autorizaciones en la Secretaría de Relaciones Exteriores.

Los tramites legales a realizarse en la Secretaría de Relaciones Exteriores son:

- Solicitud de permisos para el uso de denominación o razón social (cuando la empresa es nueva).
- Aviso notarial, sobre las cláusulas de la sociedad referentes al Reglamento de la Ley para promover la inversión mexicana y regular la inversión extranjera.
- Solicitud de permiso para reformar estatutos.

De acuerdo al artículo 27 Constitucional se debe solicitar permiso ante la Secretaría de Relaciones Exteriores para el Uso de Denominación o Razón Social.

Para cumplir con este trámite (cuando la empresa es nueva), es necesario entregar, una solicitud en original y copia.

Una vez establecida la sociedad o asociación ante el Notario Público, es necesario dar aviso a la Secretaría sobre las cláusulas insertadas en la escritura referente a la Ley para Promover la Inversión Mexicana y Regular la Inversión Extranjera.

Finalmente para Reformar los estatutos de la sociedad o asociación en lo concerniente a la denominación o razón social y al cambio de la cláusula de extranjera, se debe de solicitar permiso a la Secretaría.

El tiempo para que la Secretaría de su resolución a cualquiera de los trámites antes expuestos es de 10 días hábiles.

Permisos, Licencias y Autorizaciones en la Secretaría de Hacienda Y Crédito Público (SHyCP).

Los trámites necesarios que se tienen que llevar a cabo ante la SHyCP, para la construcción y operación de la planta de Cogeneración son:

- A. Inscripción en el Registro Federal de Contribuyentes (RFC).
- B. Cédula de Identificación fiscal.
- C. Solicitud de Etiquetas de Código de Barras.
- D. Manifestación Estadística.

Para formar u operar la Unión temporal de la empresa o alguna sociedad es necesario tramitar ante la SHyCP la inscripción como persona moral presentando el formato fiscal HRFC-1 o R-1 en original y copia.

Para inscribirse en al Registro Federal de Contribuyentes como persona moral es necesario presentar la siguiente documentación:

- Formulario de uso múltiple HRFC-1 o R-1, en original y copia.
- Copia certificada de Documento Constitutivo.

Para la realización del tramite Manifestación Estadística, conforme a la Ley de Información Estadística y Geográfica en vigencia, y para efecto de actualizar los Registros de Empresas y Establecimiento, la Dirección General estadística requiere de este trámite, mismo que se realizará en la Dirección General estadística requiere de este trámite, mismo que se realizará en la Dirección General del INEGI o Area Estatal de Estadística Continuas según corresponda.

Los requisitos para este trámite son:

- Formato fiscal FEP-3-1 el cual deberá de ser entregado a 3 tantos.
- Número de RFC.
- Registro Patronal del IMSS.

Permisos, Licencias y Autorizaciones en la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL).

Los trámites necesarios que se tienen que llevar a cabo ante la SEDESOL, para la construcción y operación de la planta de Cogeneración son:

1. Autorización de ejecución de obra o actividad (Artículo 28 y 29), para lo que se requiere presentar una Manifestación de Impacto Ambiental (Artículo 32)
2. Licencia de funcionamiento de los equipos o fuentes fijas.
3. Inventario de emisiones.

Los mecanismos y procedimientos administrativos para cumplir con las disposiciones de esta Ley y que SEDESOL lleve a cabo la evaluación del impacto ambiental, así como la emisión de la Licencia de Funcionamiento, se rigen en el reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al ambiente en Materia de Impacto Ambiental y en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera, respectivamente.

Los trámites para obtener tanto la Autorización como la licencia, es necesario llevarlos a cabo en las oficinas de la SEDESOL correspondiente al estado donde se ubicará la planta.

El reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Impacto Ambiental en su Artículo 5º indica:

Artículo 5º. Deberán contar con previa autorización de la Secretaría en materia de Impacto Ambiental, las personas físicas o morales que pretendan realizar obras o actividades públicas o privadas, que puedan causar desequilibrios ecológicos o rebasar los límites y condiciones señaladas en los reglamentos y las normas técnicas ecológicas emitidas por la Federación para proteger al ambiente, así como cumplir los requisitos que se le impongan, tratándose de las materias atribuidas a la Federación por los artículos 5º y 29 de la Ley, particularmente las siguientes.

- I. Industrias: químicas, siderúrgicas, papelera, azucareras, de bebidas, del cemento, automotriz y de generación y transmisión de electricidad.

El procedimiento de evaluación del impacto ambiental lo realizará SEDESOL basándose en los siguientes artículos:

Artículo 6°. Para obtener la autorización a que se refiere al artículo 5° del reglamento, el interesado en forma previa a la realización de la obra o actividad de que se trate, deberá presentar a la Secretaría una manifestación de Impacto Ambiental.

En el caso de obras o actividades consideradas como altamente riesgosas, además de lo dispuesto en el párrafo anterior, deberá presentar a la Secretaría un estudio de riesgo en los términos previstos por los ordenamientos que rijan dichas actividades.

Artículo 7°. Cuando quien pretenda realizar una obra o actividad de las que requieran autorización previa conforme a lo dispuesto por el artículo 5° del reglamento, considere que el impacto ambiental de dicha obra o actividad no causará desequilibrio ecológico, ni rebasara los límites y condiciones señalados en los reglamentos y normas técnicas ecológicas emitidas por la Federación para proteger al ambiente, antes de dar inicio a la obra o actividad de que se trate podrá presentar a la Secretaría un Informe Preventivo para los efectos que se indican en este artículo.

Una vez analizado el informe preventivo (no se especifica periodo para la resolución), la Secretaría comunicará al interesado si procede o no la presentación de una Manifestación de Impacto Ambiental, así como la modalidad conforme a la que debe formularse, y le informará de las normas técnicas ecológicas existentes aplicables para la obra o actividad de que se trate.

Artículo 8°. El informe preventivo a que se refiere el artículo anterior se formulará conforme a los instructivos que para ese efecto expida la Secretaría.

Si procede la presentación de una manifestación de impacto ambiental, de acuerdo al Artículo 9º del Reglamento, se podrán presentar en las siguientes modalidades:

- I. General.
- II. Intermedia, o
- III. Específica.

En los casos del artículo 5º del Reglamento, el interesado en realizar la obra o actividad proyectada deberá presentar una Manifestación General de Impacto Ambiental.

La manifestación de Impacto Ambiental, en sus modalidades Intermedia o Especifica, se presentará a requerimientos de la Secretaría, cuando las características de la obra o actividad, su magnitud o considerable impacto en el ambiente, o las condiciones del sitio en que se pretenda desarrollar, haga necesaria la presentación de diversas y la más precisa información.

Los instructivos que al efecto formuló la Secretaría, precisan el contenido y los lineamientos para el desarrollo y presentar la manifestación de impacto ambiental, de acuerdo a la modalidad de que se trate.

La Secretaría dictará la resolución de evaluación a la Manifestación de impacto Ambiental en su modalidad general dentro de los 30 días hábiles siguientes a su presentación, o los siguientes 45 días hábiles cuando requiera el dictamen técnico. Para la modalidad de Intermedia 60 días hábiles y tratándose de la modalidad específica 90 días hábiles, los cuales pueden ampliarse a 30 días hábiles cuando la Secretaría requiera en el dictamen técnico.

Artículo 19. Para la evaluación de la Manifestación de Impacto Ambiental de la obra o actividad que por sus características hagan necesaria la intervención de otras dependencias o entidades de la Administración Pública Federal, la Secretaria podrá solicitar a esta la elaboración de un dictamen técnico al respecto.

Cabe mencionar que el Estudio de Impacto Ambiental para la presentación de la manifestación es necesario que sea realizada por prestadores de servicios que realicen estudios de Impacto Ambiental registrados ante la Secretaría.

Por otra parte, el REGLAMENTO DE LEY GENERAL DE EQUILIBRIO ECOLOGICO Y LA PROTECCIÓN AL AMBIENTE EN MATERIA DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN DE LA ATMOSFERA. Indica que es necesario obtener una Licencia de Funcionamiento de los equipos o fuentes fijas, expedida por SEDESOL, la cual tendrá una vigencia indefinida (Artículo 20).

Así mismo el reglamento indica que es necesario presentar anualmente en forma duplicada un inventario de emisiones a la atmósfera.

Finalmente se presenta, la Norma Mexicana NOM-PAC-CCAT-019/93, la cual reguia la contaminación atmosférica en fuentes fijas establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera, así como los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de combustión por calentamiento indirecto utilizados en las fuentes fijas, o cualquiera de sus combinaciones.

Permisos, Licencias y Autorizaciones en la Secretaría de Trabajo y Previsión Social (STyPS)

Los trámites necesarios que se tienen que llevar a cabo ante la STyPS, para la construcción y operación de la planta de Cogeneración son:

- Autorización de recipientes, sujetos a presión.
 1. Construcción.
 2. Instalación, o
 3. Construcción e instalación.

- Para la operación de recipientes sujetos a presión.
 1. Expedición de Certificado de Taller.
 2. Autorización para Rompimiento de Válvulas.
 3. Certificado de competencia.

- Licencia de Maquinaria y equipo.
- Licencia para operador de montacargas y grúas.
- Registro de emisiones mixtas.

En caso de operación de recipientes sujetos a presión, para generadores de Vapor o Recipientes sujetos a presión.

- A. Expedición de Certificados de Taller (Fabricación de Funcionamiento inicial y periódico). Donde la Secretaría inspecciona las pruebas hidrostáticas de los equipos dictando la resolución correspondiente.
- B. Licencia de maquinaria y equipo, donde se debe presentar relación de toda la maquinaria y equipo con que cuenta la planta para que previa inspección de la Secretaría dicte la autorización para su funcionamiento.

Autorización para rompimiento de sellos de válvulas de seguridad de generadores de vapor y recipientes sujetos a presión que suspendieron su funcionamiento ya sea temporal o definitivamente y que para reincidir su operación se debe de solicitar autorización a la Secretaría.

Para la Licencia de maquinaria y equipo es necesario obtener el certificado de competencia para obtener el puesto de Jefe de Planta, operador y fogonero de Generadores de vapor.

Para la Licencia para operador de montacargas y grúas, la Licencia para operadores de montacargas y grúas los operadores de montacargas y grúas deberán de obtener la Licencia expedida por las autoridades laborales del trabajo.

Para el registro de comisiones mixtas de:

- A. Seguridad e higiene
- B. Capacitación y adiestramiento.
- C. Registro de plan y programas de capacitación y adiestramiento.

Para los trabajos de instalación de la planta de Cogeneración es necesario únicamente solicitar la autorización de construcción e instalación o construcción e instalación para generadores de vapor o recipientes sujetos a presión. Una vez instalada la planta se debe de tramitar los demás permisos.

Dentro de los requisitos se debe de solicitar la autorización correspondiente a través de un oficio en papel membreteado de la empresa solicitante en original y dos copias.

Es importante mencionar que si se adquiere un equipo de línea, el plano de construcción que proporciona el fabricante a la compra del equipo, debe de tener el número de la autorización por parte de la Secretaría, en caso contrario el trámite lo tendrá que realizar el comprador.

Una vez instalado el equipo la Secretaría lo inspecciona y dicta la resolución correspondiente recibiendo la empresa un Certificado de Taller de funcionamiento inicial y periódico.

La comisión mixta es la encargada de investigar las causas de los accidentes y enfermedades de trabajo, proponer medidas para prevenirlos y vigilar que estas medidas se cumplan. De acuerdo a la Ley Federal del Trabajo es necesario formar las siguientes Comisiones Mixtas en los Centros de Trabajo.

- De seguridad e higiene.

- De capacitación y adiestramiento.
- Registro de Plan y Programa de Capacitación y Adiestramiento.

Esta deberán de registrarse en la STyPS presentando debidamente, el formato I-19-I para el Registro de la Comisión Mixta de Seguridad e Higiene.

El tiempo máximo para que la Secretaría de su resolución para cualquiera de los trámites es de 3 semanas.

Permisos, Licencias y Autorización en la CNA.

El trámite a realizar para la operación de una planta de Cogeneración en la CNA que es la autoridad encargada de administrar, controlar y proteger el recurso del agua son:

Permiso de Descarga de Aguas Residuales en Cuerpos Federales.

De acuerdo a lo establecido en la Ley Federal de Aguas Residuales (Artículo 39), los asignatarios o concesionarios de aguas de propiedad de la nación y en general los usuarios que infiltren aguas residuales en los terrenos de descarga en cuerpos receptores distintos a los alcantarillados de las poblaciones, deberán de obtener el permiso de descarga.

La Comisión Nacional del Agua a través de sus 31 Gerencias Estatales, además de la del D.F. son los lugares donde se llevará cabo está trámite, dependiendo esto de la ubicación geográfica de la planta de Cogeneración.

Entre los requisitos necesarios para el trámite del Permiso de Descarga de Aguas Residuales en Cuerpos Federales están:

- Formatos para el trámite Permiso de Descarga de Aguas Residuales en Cuerpos Federales.
- Original o copia certificada del poder notarial que acredite la personalidad de la persona física y/o moral y/o representante legal.

- Anexar documentos de Permisos de Instalación y Operación de SE, DDF, STyPS, SEDESOL y SECOFI.
- Documentos anexos de títulos de asignación, concesión o permiso de aprovechamiento del agua original, o comprobante de conexión a la red de agua potable.
- Diagrama de flujo de los procesos existentes.
- Planos de alcantarillado.
- Planos de localización de descarga, cuerpos receptores y número asignado en forma progresiva de cada descarga.
- Proyecto de la obra Física de la carga.
- Croquis del tren de proceso y diagrama de flujo del tipo de tratamiento que se da al agua residual, previo a su descarga.

Además se deberá de anexar las condiciones particulares de descarga fijadas por la SEMARNAP en caso de contar con ella a la Norma Técnica Ecológica aplicable al tipo de descarga.

El tiempo otorgada por las Gerencias Estatales de la Comisión Nacional del Agua para la entrega de la solicitud correspondiente llenada y con toda la documentación requerida es de 20 días calendario contando un día después de haber recibido la solicitud.

Permisos, Licencias y Autorización ante el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS).

El tramite a realizar en el IMSS para la operación de una planta de Cogeneración en el:

Aviso de inscripción Patronal y Grado de Riesgos.

Conforme al artículo 19 de la Ley del Seguro Social, es obligación del patrón inscribirse e inscribir a sus trabajadores en el IMSS.

Para determinar la obligación del patrón de inscribirse e inscribir a sus trabajadores, se tomará en cuenta el lugar donde estos presten sus servicios, independientemente de la ubicación legal de la empresa.

El trámite puede ser llevado a cabo por su patrón o su representante legal, indistintamente la primera acción a realizar será la solicitud del formato denominado:

Para llevar a cabo este trámite es necesario entregar debidamente llenado el formato de Inscripción de la Empresa en el Seguro de Riesgos de Trabajo, el cual será tramitado ante la Subdelegación correspondiente a la ubicación de la Planta de Cogeneración.

Para llenar la forma se necesita de los siguientes datos:

- Actividad Económica y Giro.
- Materias o Materiales empleados.
- Maquinaria y Equipo.
- Personal por Oficio u Ocupación.
- Proceso de Trabajo.
- Señalar la clase que considere comprendida su actividad.

Una vez terminado el trámite el IMSS asignará un Número de Registro y le proporcionará una identificación Patronal, la que deberá mostrar siempre que lo requiera el IMSS. En esta tarjeta constará la Clase y Grado de Riesgo que corresponda a la empresa.

En el caso que los trabajadores empleados estén ya sujetos al Seguro Social, deberán inscribirse dentro de los ocho días siguientes a la iniciación de sus trabajos, así como toda la información relacionada a las condiciones de trabajo, objetivo de la empresa, naturaleza de las actividades y documentación, como: aviso de Clausura, cambio de razón social o de transmisión de dominio de la empresa o el arrendamiento de la misma.

Permisos, Licencias y Autorizaciones a realizar ante la Secretaría de Salud (SSA). Actualmente no es necesario solicitar autorización sanitaria ni tarjeta de control sanitaria, el único trámite que hay que realizar ante esta Secretaría es presentar en original el formato de Aviso de apertura del establecimiento.

Una vez presentado el aviso de Apertura del Establecimiento, la Secretaría envía un verificador (dentro de los 15 días siguientes) el cual inspecciona la planta checando que la instalación cumpla con los requisitos.

Si la instalación cumple con todos los requisitos la Secretaría da su visto bueno (no da ningún documento al respecto), en caso contrario indica las acciones que deben de llevarse a cabo para cumplir totalmente la satisfacción de los requisitos.

Una vez dado el visto bueno, la Secretaría realiza una nueva verificación cada dos años o bien cuando exista alguna modificación a la planta.

Permisos, Licencias y Autorizaciones a realizar ante el Instituto Nacional de Fondo de Vivienda para el Trabajador (INFONAVIT).

El trámite requerido por parte del INFONAVIT para la operación de una planta de Cogeneración, es el Registro Empresarial. Este es el documento mediante el cual INFONAVIT da a conocer la información básica de identificación de una empresa, así como su respectivo número de expediente INFONAVIT. Este número deberá ser reportado en todo los trámites efectuados ante el Instituto, así como en todas las formas fiscales presentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHyCP), para la realización de los pagos o declaraciones de la empresa ante el INFONAVIT.

Para realizar este trámite se deberá acudir a la SHyCP correspondiente a la dirección de la planta o en las ventanillas únicas para la Gestión Industrial ubicadas en las Cámaras de Comercio o Industrias.

Los requisitos y datos necesarios para el trámite del Registro Empresarial son:

1. Formatos de Registro Empresarial (H1SR-143).
2. Número de Registro Federal de Contribuyentes o RFC (proporcionado por la SHyCP, el cual consta de 13 caracteres para personas físicas y para personas morales de 12 caracteres).
3. Número de expediente INFONAVIT (proporcionado por el INFONAVIT, en caso de estar dando de alta dejar el espacio correspondiente en blanco).
4. Número del Registro del Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS).
5. Giro de la empresa (clave asignada de acuerdo a la principal actividad económica de la empresa).

ANEXO 2.

PERIODO DE TARIFAS ELÉCTRICAS.**Periodo de Punta, Semipunta o intermedia y Base.**

Estos periodos se definen para cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, que a continuación se describe:

Región Sur.

Del primer domingo de abril al 31 de Julio.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	1:00 – 6:00	0:00 – 1:00 6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	1:00 – 7:00	0:00 – 1:00 7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

GLOSARIO.**ENERGETICO.**

CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
KJ/kg	kilojoules por kilogramo
KV	kilovolts
KW	Kilowatts
KWe	kilowatt energetico
KWht	kilowatt hora térmico.
KWt	kilowatt termico
MW	Megawatts
MWht	Megawatt hora térmico
Q/E	Relación calor – electricidad

FINANZAS.

ALTEX	Programa para Empresas Altamente Exportadoras.
CETES	Certificados de la Tesorería de la Federación.
ECEX	Empresas de Comercio Exterior.
ISR	Impuesto Sobre la Renta.
NAFIN	Nacional Financiera.
PITEX	Programa de Importación Industrial para Producir Artículos de Exportación.
PROMIN	Programa Unico de Financiamiento a la Modernización Industrial.
PTU	Participación de los Trabajadores en Utilidades.
RBC	Relación Beneficio – Costo
TIIE	Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
TREMA	Tasa de Recuperación Mínima Atractiva.
TVR	Tasa Verdadera de Retorno.
VPN	Valor Presente Neto.

BIBLIOGRAFIA:

ANÁLISIS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. Coss Bu, Raul. Ed. Limusa 1986.

COGENERATION PLANNER'S HANDBOOK. Joseph A. Orlando. The Fairmont Press. 1991.

COGENERATION. S. David Hu. Reston Publishing Company. 1985.

EVALUACIÓN DE PROYECTOS INDUSTRIALES, Baca Urbina G. Ed. MacGrawHill/Interamericana de México. 1994

FUNDAMENTOS DE PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. Sapag Nassir y Sapag Reinaldo. Ed. MacGrawHill 1985.

GUIA PARA LA FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. Nacional Financiera. 1995.

INGENIERIA ECONOMICA. Tarquin Anthony J. , Blank Lelald T. Ed MacGrawHill. 1978.

NACIONAL FINANCIERA S.N.C.

POTENCIAL DE COGENERACIÓN 1995. CONAE. 1995.

PROSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO 1997 – 2005. Comisión Federal de Electricidad. 1997.

SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL