

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

LA COGENERACIÓN COMO UN MEDIO DE DESARROLLO SUSTENTABLE PARA MÉXICO

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N:

**Sandra García Nava
Esther Vázquez Esparza Mata**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. EDUARDO CARRANZA TORRES

**FACULTAD DE
INGENIERIA**



2006

AGRADECIMIENTOS

A Dios

Gracias por darme todo lo que tengo, por tu gran amor e infinita misericordia. *¿Qué pagaré a Jehová por todos sus beneficios para conmigo? (Salmo 116:12).*

A mis padres

Gracias por estar conmigo siempre, por todo el amor brindado, por el cariño y comprensión, por darme siempre lo mejor. *¡Gracias por ser los papas más malos del mundo!* He aquí un pequeño fruto de su esfuerzo. Los amo.

A mis hermanos Sarai y Elias

Por su compañía aún en mis desvelos, por la sana competencia que me ayudó a querer ser mejor cada día.

A mi amor David Fernando

Por todo el amor, cariño, paciencia, comprensión que me has brindado. No hay palabras que puedan describir lo que significas para mí.

A mi amiguita Martha

Por todos los grandes momentos que hemos pasado juntas, gracias por todo tu apoyo.

A Sandra

Por tu gran amistad que me has brindado a lo largo de toda la carrera y por confiar en mí para la realización de este trabajo.

Al Ing. Eduardo Carranza

Por su apoyo y consejos que me ha brindado en la realización de este trabajo.

Cel, Mony, Valery, Malena, Paty, Enrique, Chino, Tavo, y a todas aquellas personas que han hecho más placentero el transitar en esta vida.

¡GRACIAS!

Esther

A mis padres

Por amarme y comprenderme, gracias por darme la libertad de elegir mi camino y tomar mis decisiones, gracias por el esfuerzo que hicieron para que yo completará mis estudios. Los amo por estar siempre a mi lado en cualquier circunstancia.

A mis hermanos: Oscar y Eduardo

Por hacer que mis días sean felices y por crecer a mi lado, los quiero con mi corazón de hermana.

A tí mein shchatz

Que me has presionado para que este trabajo se haya concluido, gracias por enseñarme a amarte y a ser tolerante. Gracias por mostrarme el mundo. Ich liebe dich.

A John, Pepín, Enrique, Ivan

A ti que has compartido tu tiempo conmigo y que me has dado cariño, consuelo y momentos muy felices. A ti que siempre me incitaste a luchar por mis metas.

A Liz

Mi querida amiguita que me has ayudado a salir de todos esos momentos difíciles y que me has comprendido y apoyado en todas mis locuras.

A Esther

Gracias por darme apoyo durante la universidad y por haber aceptado tomar este proyecto juntas, gracias por tu confianza.

Ing. Eduardo Carranza

Por habernos apoyado con este trabajo y por compartir con nosotras sus conocimientos.

¡Gracias por hacer mi vida tan hermosa!

Sandra

LA COGENERACIÓN COMO UN MEDIO DE DESARROLLO SUSTENTABLE PARA MÉXICO

INTRODUCCIÓN	V
1. SISTEMAS DE COGENERACIÓN	2
1.1 Definición de cogeneración	3
1.2 Beneficios de la cogeneración	5
1.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración	7
1.3.1 Sistemas superiores	
1.3.2 Sistemas inferiores	
1.4 Descripción de los principales sistemas de cogeneración	10
1.4.1 Esquemas con turbina de vapor	
1.4.2 Esquemas con turbina de as	
1.4.3 Esquema con motor de combustión interna	
1.4.4 Esquema con sistema de ciclo combinado	
1.4.5 Sistema con celdas de combustibles	
2. LA COGENERACIÓN VS. GENERACIÓN CONVENCIONAL	20
2.1 La situación actual de la industria eléctrica en México	21
2.1.1 Historia del sector eléctrico en México	
2.1.2 Situación actual del sector eléctrico en México	
2.2 Historia de la cogeneración	25
2.3 Escenario Internacional de la cogeneración	28
2.3.1 Unión Europea	
2.3.2 Estados Unidos Americanos	
2.4 Situación Nacional de la cogeneración	33

3. ELEMENTOS DE VIABILIDAD	38
3.1 Consumo energéticos en la industria	39
3.2 Cálculo del ahorro energético	41
3.2.1 Ahorro energético sin excedentes	
3.2.2 Ahorro energético con excedentes de energía cogenerada	
3.3 Análisis económico	45
3.3.1 Índices económicos	
3.3.2 Criterios de evaluación	
3.3.3 Costos de generación	
3.4 Costo Nivelado	51
3.4.1 Costo nivelado por concepto de combustible	
3.4.2 Método de cálculo para el costo de producción de electricidad de sistemas de cogeneración	
3.4.3 Aplicación de la metodología	
3.5 Ambientales	71
3.5.1 Mitigación de emisiones	
4. PANORAMA DE LA COGENERACIÓN INDUSTRIAL EN MÉXICO	74
4.1 Potencial de cogeneración industrial en México	75
4.2 Marco Regulatorio	78
4.3 Esquemas de cogeneración	80
4.3.1 Esquema 1	
4.3.2 Esquema 2	
4.3.3 Esquema 3	
4.4 Procedimientos para solicitar permisos	83
4.5 Promoción de la cogeneración en México	86
4.6 Problemática del desarrollo de la cogeneración en México	88
5. CONCLUSIONES	91

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS	94
GLOSARIO DE TÉRMINOS	96
SIGLAS Y ABREVIATURAS	100
ANEXO A	101
BIBLIOGRAFÍA	104

INTRODUCCIÓN

La cogeneración es una técnica que permite producir dos o tres tipos de energía a partir de una misma fuente de energía primaria. La ventaja de usar la energía primaria así, radica en que se logra una mayor eficiencia de la que se obtiene al realizar estos procesos por separado. En adición, la cogeneración ofrece numerosas ventajas desde diversos puntos de vista.

México tiene un potencial de cogeneración industrial muy importante, no evaluado ni proyectado dentro del crecimiento histórico de la demanda industrial de energía, el cual podría desarrollarse a tasas mucho más elevadas que las observadas en los últimos años, y que la viabilidad económica de la cogeneración es muy favorable para la mayoría.

La cogeneración podría atender una parte considerable del crecimiento de la demanda eléctrica del sector industrial a un menor costo que con la forma convencional, además de reducir las necesidades de oferta eléctrica pública derivadas del crecimiento de la demanda al servicio público. La industria, el sector eléctrico y el país lograrían así importantes beneficios financieros y económicos. Además de beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo energético industrial.

Este trabajo de investigación busca ofrecer una visión global e integrada de todo el proceso de desarrollo de la cogeneración. Además de ampliar la información y mejorar los métodos de estudio sobre el tema en una forma más sencilla. Estimar el potencial histórico de cogeneración industrial en el país,

estimar los beneficios económicos del aprovechamiento del potencial y estimar la reducción de emisiones debida al crecimiento de la cogeneración industrial. Ofrecer un análisis de una alternativa que puede contribuir al desarrollo del sector industrial en México.

El desarrollo de este trabajo tomará elementos de diferentes campos de conocimiento como la ingeniería eléctrica, la planeación, la economía y la evaluación financiera, con el fin de obtener información más clara de las condiciones de desarrollo, evaluación y viabilidad que afectan al aprovechamiento del potencial de cogeneración en México, además de sus ventajas económicas y ambientales para el país.

En el primer capítulo de este trabajo se pretende dar a conocer los elementos técnicos y características de utilización de la técnica de cogeneración en los procesos industriales.

En el segundo capítulo se plantea mostrar el desarrollo y estado que guarda la cogeneración en el contexto internacional y nacional, dadas algunas experiencias.

En el capítulo tres se analizan los elementos de toma de decisión más relevantes en los procesos de evaluación para aprovechar el potencial de cogeneración en las plantas industriales, basándose en los elementos manifestados por los diferentes actores de este proceso en sus diferentes etapas. Se desarrolla un método para estimar el beneficio económico, basado en estimaciones de proyectos ya desarrollados.

Finalmente, se analizan los factores que agilizan y obstaculizan la adopción de esta tecnología, y las propuestas para salvar las barreras y limitantes. Resaltando los factores claves para mejorar el desarrollo y adopción de una cultura industrial hacia la innovación y la toma de riesgos.

Capítulo 1

SISTEMAS DE COGENERACIÓN

La manera convencional de cubrir las necesidades de electricidad y calor en una industria es comprar la electricidad de la red local y generar calor quemando un combustible en una caldera u horno. Sin embargo se puede disminuir el consumo total de combustible si se implementa un sistema de cogeneración.

Para iniciar nuestro estudio partimos del hecho de que dos insumos importantes en toda actividad son la energía eléctrica y la energía térmica. Un sistema de cogeneración permite generar simultáneamente energía térmica y energía eléctrica a partir de una misma fuente de energía primaria, energías que son aprovechadas en los sistemas industriales como energías útiles, aumentando la eficiencia en el uso de la energía primaria de que se trate.

Este capítulo pretende identificar los elementos técnicos y características de utilización y mejores aplicaciones de la técnica de cogeneración en los procesos industriales.

1.1 Definición de cogeneración

Existen muchas formas de definir la cogeneración; a continuación se enuncia una de ellas de forma genérica.

- La cogeneración es la producción termodinámica secuencial de dos o más manifestaciones de energía útiles a partir de una sola fuente energética primaria.

Las formas más usuales de energía son la mecánica y la térmica. La energía mecánica se emplea generalmente para mover un generador eléctrico, debido a esto se restringe la definición como sigue:

- La cogeneración es la producción conjunta de energía eléctrica (o mecánica) y de energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de una sola fuente energética.

Un sistema de cogeneración es en realidad un equipo generador de energía eléctrica superpuesto a un proceso industrial, de manera que el mismo sistema suministre la energía eléctrica requerida y otro tipo de energía que generalmente es vapor.

Bajo condiciones normales, un proceso se abastece de energía eléctrica de la red y utiliza combustibles en algún tipo de caldera para generar el vapor requerido, tal como se ilustra en la Figura 1.1. En la misma figura se muestra la eficiencia de cada proceso de conversión de energía, así como la eficiencia total del sistema, la cual se obtiene aplicando la siguiente ecuación (1.1):

$$\eta = \frac{\eta_{PG} + \eta_Q}{EP_{PG} + EP_Q} \quad [1.1]$$

Donde

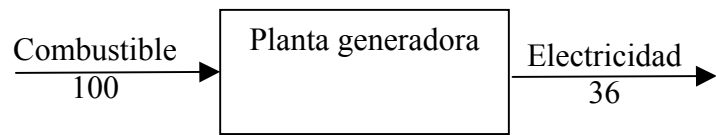
η : eficiencia total del sistema

η_{PG} : eficiencia de la planta generadora de energía eléctrica.

η_Q : eficiencia de la caldera al producir calor

EP_{PG} : consumo de energía primaria de la planta generadora

EP_Q : consumo de energía primaria de la caldera



Eficiencia total:

$$\eta = \frac{36 + 80}{200} = 0.58$$

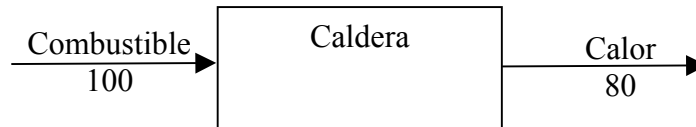


Figura 1.1
Generación de energía eléctrica y calor por separado

Un sistema de cogeneración reemplaza la central generadora por un equipo generador, normalmente una turbina de gas, con lo que genera la energía eléctrica que requiere, y aprovecha el calor de los gases de escape de la turbina para generar vapor, tal como se muestra en la Figura 1.2. En esta figura se muestra la eficiencia del sistema para generar cada una de las energías aprovechables, así como la eficiencia total del sistema, que se calcula mediante la siguiente ecuación (1.2):

$$\eta = \frac{\eta_{EE} + \eta_Q}{EP_{CG}} \quad [1.2]$$

Donde:

η : eficiencia total del sistema

η_{EE} : eficiencia para la generación de energía eléctrica

η_Q : eficiencia para la generación de calor

EP_{CG} : consumo de energía primaria para el sistema de cogeneración

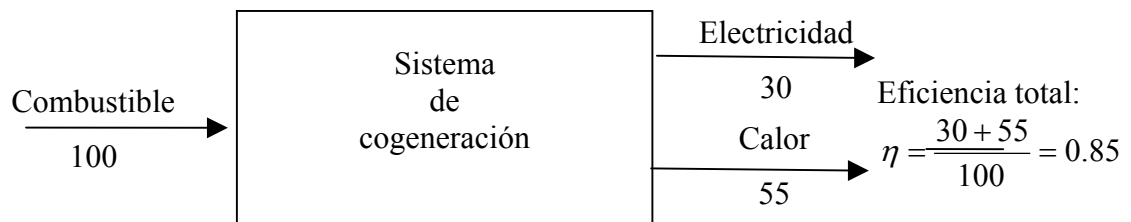


Figura 1.2.
Esquema de un sistema de cogeneración.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja temperatura relativa, en otras palabras de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras.

Una central de cogeneración de electricidad-calor funciona con turbinas o motores de gas. El gas natural es la energía primaria más utilizada comúnmente para hacer funcionar las centrales de cogeneración. Pero también pueden utilizarse fuentes de energía renovables y residuos.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%. El procedimiento es más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO_2) y óxidos de nitrógeno (NO_x) que el petróleo o el carbón.

1.2. Beneficios de la cogeneración

Las ventajas que pueden presentar los diferentes sistemas de cogeneración son distintas desde el punto de vista de los intereses nacionales que desde la perspectiva de un solo industrial, para ambos casos se presenta un resumen:

Para la nación:

- Ahorro energético. La cogeneración ofrece la posibilidad a la empresa eléctrica de que por cada megawatt eléctrico cogenerado en la industria particular se deje de demandar de la red esa misma cantidad. Con lo que la empresa eléctrica queda en posibilidades de destinar esa carga a otro consumidor.
- En el plano económico, permite una reducción global en la factura del combustible y de la electricidad en órdenes de hasta el 30%. De igual modo aumenta dentro de la industria a la disponibilidad y confiabilidad de abasto energético.

- En el plano ambiental, la cogeneración permite mitigar las emisiones contaminantes a la atmósfera a través de mejoras en la eficiencia. La cogeneración permite mitigar las emisiones de CO₂ al reducir el consumo de combustible, con lo que contribuye a prevenir el efecto invernadero, al cual le son atribuidos entre otros el calentamiento de la atmósfera y de la superficie de la tierra.
- Posibilita la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión. En el caso de centros de desarrollo industrial se puede pensar en sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias.
- Reducción de capital de inversión. La construcción y financiamiento de infraestructura eléctrica de cogeneración por parte del sector privado, beneficia a la economía del sector eléctrico ya que las necesidades de financiamiento y costo son medios entre el MW consumido y generado en forma convencional y el MW consumido y generado por cogeneración.

Para el industrial:

- Ahorro económico. El industrial que cogenerateda no tendrá ahorros energéticos, es más, la energía primaria que debe adquirir será superior en un 5 a 10% a las que venía adquiriendo. Los ahorros son exclusivamente económicos y provienen de la diferencia de costos que existe entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que se emplea en su cogeneración.
- Independencia de suministro de energía eléctrica del exterior. En determinados procesos industriales un corte del suministro de energía eléctrica puede provocar graves problemas. La existencia de un grupo de cogeneración garantiza una continuidad de suministro, al ser posible una interconexión en paralelo del sistema con la red.
- Mejoramiento de la calidad del servicio. Con un sistema de cogeneración en una industria que requiere alta calidad de suministro de energía eléctrica se pueden eliminar las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red comercial.
- Mayor eficiencia en la generación, transporte y distribución de la electricidad y del calor, ya que la energía se genera allí donde es consumida.

Aunados a estos beneficios se obtiene otros de forma indirecta:

- Mejora de la competitividad industrial mexicana.

- Formación y capacitación de personal técnico mexicano especializado y ampliación de oportunidades a firmas de ingeniería y consultoría nacionales.
- Creación de una nueva industria de fabricación de equipos, partes y componentes, y de servicios de operación y mantenimiento.
- Desarrollo en México, de empresas privadas especializadas en promover, desarrollar y operar sistemas de cogeneración (empresas de servicios de energía).
- El monto de las inversiones y la importancia de adecuados esquemas financieros, seguramente llevará a la creación de mecanismos y sociedades financieras que ofrezcan paquetes financieros especialmente diseñados para la cogeneración y para proyectos de ahorro de energía.

1.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración

La mayoría de los sistemas de cogeneración se clasifican de acuerdo con los ciclos termodinámicos clásicos o con las máquinas utilizadas; sin embargo, también se pueden clasificar tomando en cuenta el orden de producción de electricidad o energía térmica y son denominados sistemas superiores e inferiores.

La siguiente figura 1.3 muestra las diferencias en el orden de producción de energía para los sistemas de cogeneración.

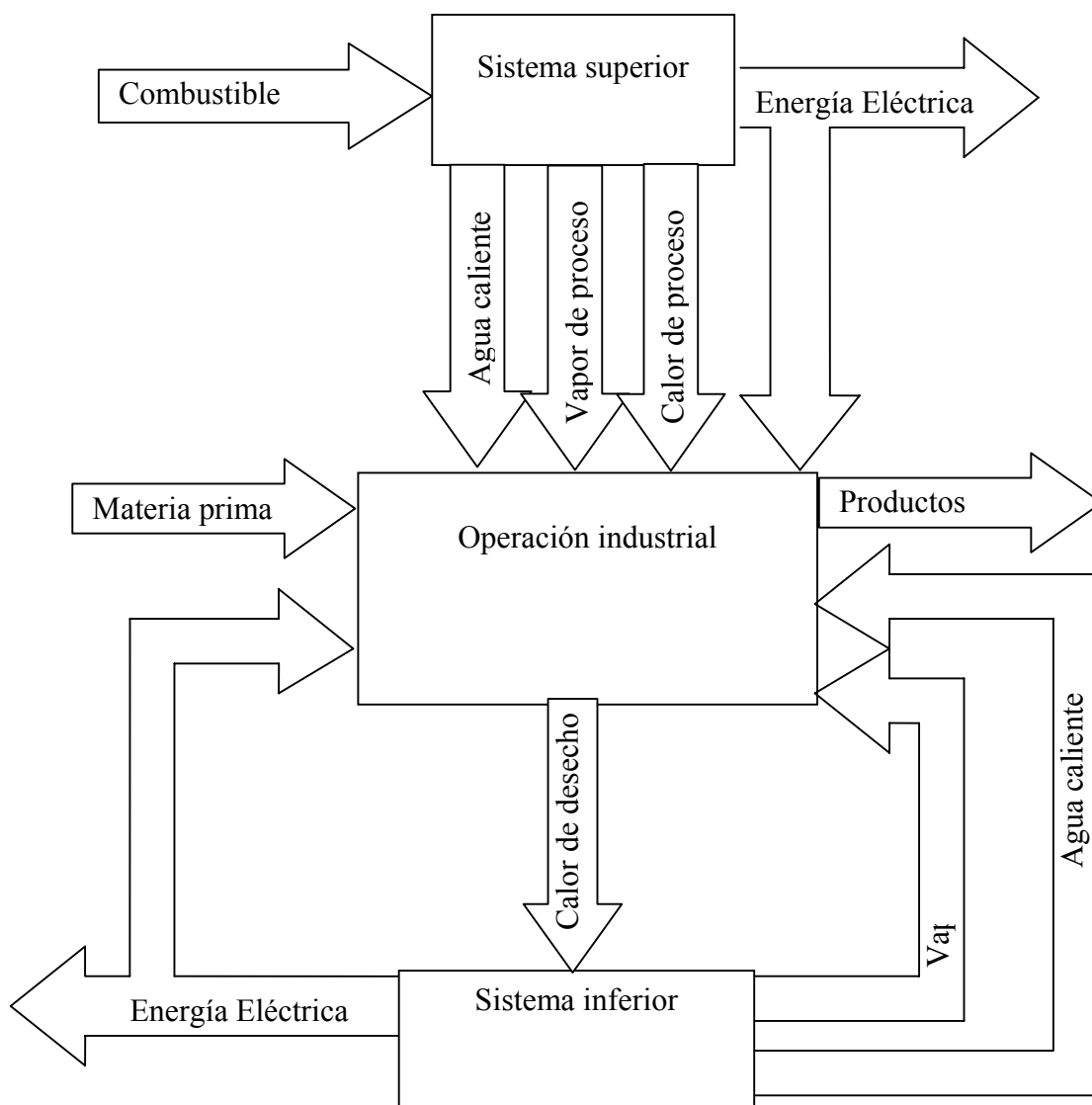


Figura 1.3.
Tipos básicos de sistemas de cogeneración.

1.3.1 Sistemas superiores

Los sistemas superiores o *topping cycles* son aquellos en los que la energía primaria se usa 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 emplea en el proceso industrial. La ventaja de estos sistemas es mayor mientras más bajas sean las presiones y temperaturas de la energía térmica requerida.

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

Los elementos motores normalmente utilizados en estos sistemas son:

- Turbina de vapor.
- Turbina de gas.
- Motor de combustión interna.
- Turbina de gas y turbina de vapor combinadas (ciclo combinado).

1.3.2 Sistemas inferiores

Los sistemas inferiores *bottoming cycles*, son lo contrario a los sistemas de ciclo superior. Se denominan de este modo a 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, tales como las industrias del cemento, acero, vidrio, química, etc.

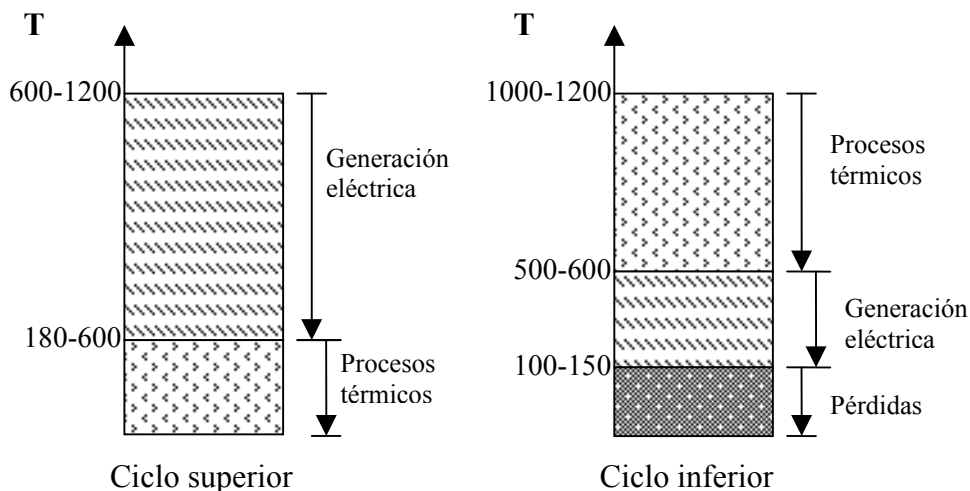


Figura 1.4.
Rango de temperaturas de los sistemas a) superiores, b) inferiores.

Los sistemas inferiores son generalmente utilizados en procesos con calor de desecho de 250°C de temperatura o mayor. Esta energía se podrá utilizar en una caldera de recuperación para la generación de vapor que al no ser en estos casos necesaria en el proceso, se empleará para generar energía eléctrica en una turbina de vapor de condensación. Se debe considerar también la posibilidad de utilizar como combustible productos residuales del proceso productivo, debidamente tratados y

preparados, para quemarse en turbinas de gas, calderas, etc., y así generar energía mecánica y electricidad.

1.4 Descripción de los principales sistemas de cogeneración.

Una vez que se ha realizado la clasificación de los ciclos, se podrá clasificar en función del primotor que se emplee.

Sistemas con turbina de vapor

Los sistemas con turbinas de vapor funcionan generalmente bajo el ciclo Rankine, como las centrales de generación de electricidad; han alcanzado a dominar el mercado de aplicaciones a gran escala. Sin embargo, también se usan con gran éxito en aplicaciones del sector industrial. El empleo de turbinas de vapor es generalmente rentable en capacidades de 10 MW en adelante, aunque puede disponerse de unidades menores.

Como se muestra en la figura 1.5 el sistema generalmente está constituido por tres componentes principales: una caldera, una turbina de vapor y un condensador. En la caldera el combustible usado calienta al fluido de trabajo, casi siempre agua, mediante la combustión, produciendo vapor sobrecalentado a presión y temperatura elevadas en lugar de la caldera o boiler pueden usarse los reactores nucleares o incluso energía renovable como la biomasa o el uso de colectores solares. Posteriormente, el vapor se expande a través de la turbina de vapor, que produce energía mecánica que se emplea para mover un generador eléctrico que produce energía eléctrica. El vapor de escape de la turbina es condensado en un condensador y se recicla mediante bombas de agua de alimentación al generador de vapor.

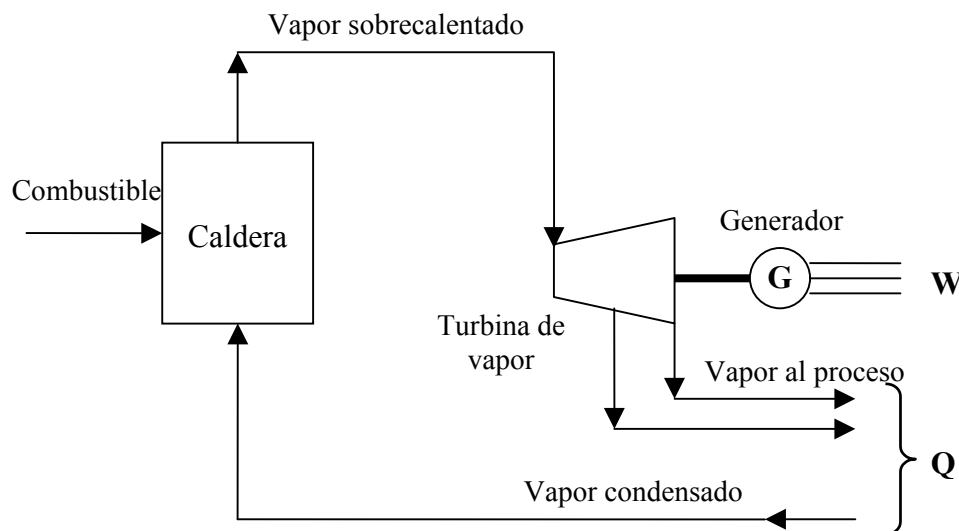


Figura 1.5.
Esquema de cogeneración con turbina de vapor.

En el análisis del ciclo Rankine, el rendimiento depende de la temperatura promedio a la cual se añade el calor y de la temperatura promedio a la cual el calor es cedido. Cualquier cambio que aumente la temperatura promedio a la cual cede, incrementará el rendimiento del ciclo Rankine.

Las condiciones de operación pueden variar en un rango muy amplio. Para las aplicaciones de cogeneración el rango de presión del vapor puede alcanzar 100 bar, mientras que la temperatura alcanza 450°C. La potencia obtenida se encuentra en el rango de 0.5 – 100 MW.

Los sistemas con turbina de vapor tienen un porcentaje de confiabilidad del 95% y una esperanza de vida de 25 – 35 años. El periodo de instalación es largo, de 12 – 18 meses para unidades pequeñas hasta tres años para sistemas en gran escala.

Para la selección de un sistema con turbina de vapor se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- No es posible el empleo de turbinas de vapor en procesos de secado que requieran gases calientes en directo.
- No es conveniente utilizar turbinas de vapor en procesos que requieren vapor de alta o muy alta presión.

- En el caso de turbinas a contrapresión, la producción de energía eléctrica y su rendimiento se verán sensiblemente alterados por las variaciones de carga de la caldera, consecuencia de las variaciones en la demanda de vapor del proceso.
- Los rendimientos de las turbinas de vapor son menores que los de las turbinas de gas y los motores alternativos de la misma potencia.
- Las turbinas de vapor pueden aprovechar en ocasiones las calderas existentes elevando la presión a la que se genera el vapor, teniendo un ahorro en la inversión inicial.
- La disponibilidad del combustible adecuado o la modulación de los consumos en la industria, son elementos que deben observarse porque pueden determinar la viabilidad de instalar o no turbinas de vapor en un sistema de cogeneración.

Un parámetro importante en las turbinas de vapor es el consumo específico, que se define como: la cantidad de vapor requerida por la turbina para generar una unidad de energía y se evalúa de manera teórica mediante la siguiente expresión (1.3):

$$W = \frac{C}{(h_1 - h_2)} \quad [1.3]$$

Donde

W: consumo específico [kg/kWh].

h_1 : Entalpía del vapor a las condiciones de entrada [kJ/kg].

h_2 : Entalpía del vapor a las condiciones de salida [kJ/kg].

C: 3600 [kJ/kWh] (equivalencia energética 1kWh = 3600kJ).

Este valor es importante para el dimensionamiento de la turbina así como para determinar las condiciones del vapor disponible para un proceso a una potencia de salida requerida.

Esquemas con turbina de gas

Las turbinas de gas funcionan bajo el ciclo de Brayton, consta de tres elementos principales; el primero de ellos es el compresor el cual incrementa la presión del fluido de trabajo, usualmente aire, entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica. El aire comprimido posteriormente se calienta a temperaturas que van de 800 a 1200°C mediante una cámara de combustión, la cual es el segundo elemento principal, donde se adiciona combustible y se incendia, el combustible empleado puede ser líquido o gaseoso. Los gases calientes a alta presión que salen de la

cámara de combustión son expandidos en la turbina, que es el tercer elemento principal, produciendo potencial el cual se usa para mover al compresor y, normalmente, a un generador eléctrico o a cualquier otro equipo mecánico.

En general, el arranque es rápido así como su respuesta a los cambios en la carga. Los diseños de turbinas de gas han sido empleados con éxito en los sistemas de cogeneración ya que cuentan con ventajas como el bajo costo inicial, alta eficiencia en gran escala, rápido y bajo costo de mantenimiento así como calor de alta calidad que puede ser recuperado fácilmente

Las turbinas de gas pueden trabajar en ciclo abierto en donde la descarga de la turbina es directamente a la atmósfera, o bien en ciclo cerrado en donde el fluido de trabajo descargado por la turbina se recicla, después de pasar por un intercambiador de calor.

La mayoría de los sistemas de turbina de gas actualmente disponibles en cualquier sector de aplicaciones operan en ciclo abierto. Como se observa en la figura 1.6a, el compresor toma el aire de la atmósfera y lo conduce al compresor en donde se aumenta la presión, debido a esto, la temperatura del aire también se incrementa. El aire comprimido se dirige a través de un difusor a una cámara de combustión de presión constante donde el combustible se inyecta y quema. El difusor reduce la velocidad del aire a los valores aceptables en la cámara. La temperatura de los gases a la salida de la cámara de combustión es la mayor registrada en este ciclo y mientras más alta sea, mayor será la eficiencia del sistema. A continuación, los gases entran en la turbina donde se produce trabajo mecánico que se conduce al compresor y al generador eléctrico. Los gases salen de la turbina a una temperatura aproximada de 450-600°C con lo que se logra la recuperación de calor. Esto se efectúa por una caldera de recuperación de calor de presión única o de doble presión, para la recuperación más eficaz de calor.

Los sistemas de cogeneración que operan a ciclo abierto tienen una potencia eléctrica de salida en el rango de 100kW – 100MW y su tiempo de instalación es de 9 – 14 meses.

En el sistema de ciclo cerrado, mostrado en la siguiente figura 1.6b, el fluido de trabajo, normalmente helio o aire, circula en un circuito cerrado. Se calienta en un intercambiador de calor antes de entrar en la turbina, y se enfría abajo después de la salida de la turbina cediendo el calor útil. La fuente de calor puede ser la combustión externa de cualquier combustible, incluso desperdicios urbanos o

industriales, también se puede emplear la energía solar o reactores nucleares. La potencia de salida es del orden de 2 – 50 MW.

El sistema de ciclo cerrado tiene mayor costo inicial, sin embargo, reduce tanto la corrosión de los álabes de las turbinas como los costos del mantenimiento. En general, la mayoría de las aplicaciones usan el sistema de ciclo abierto.

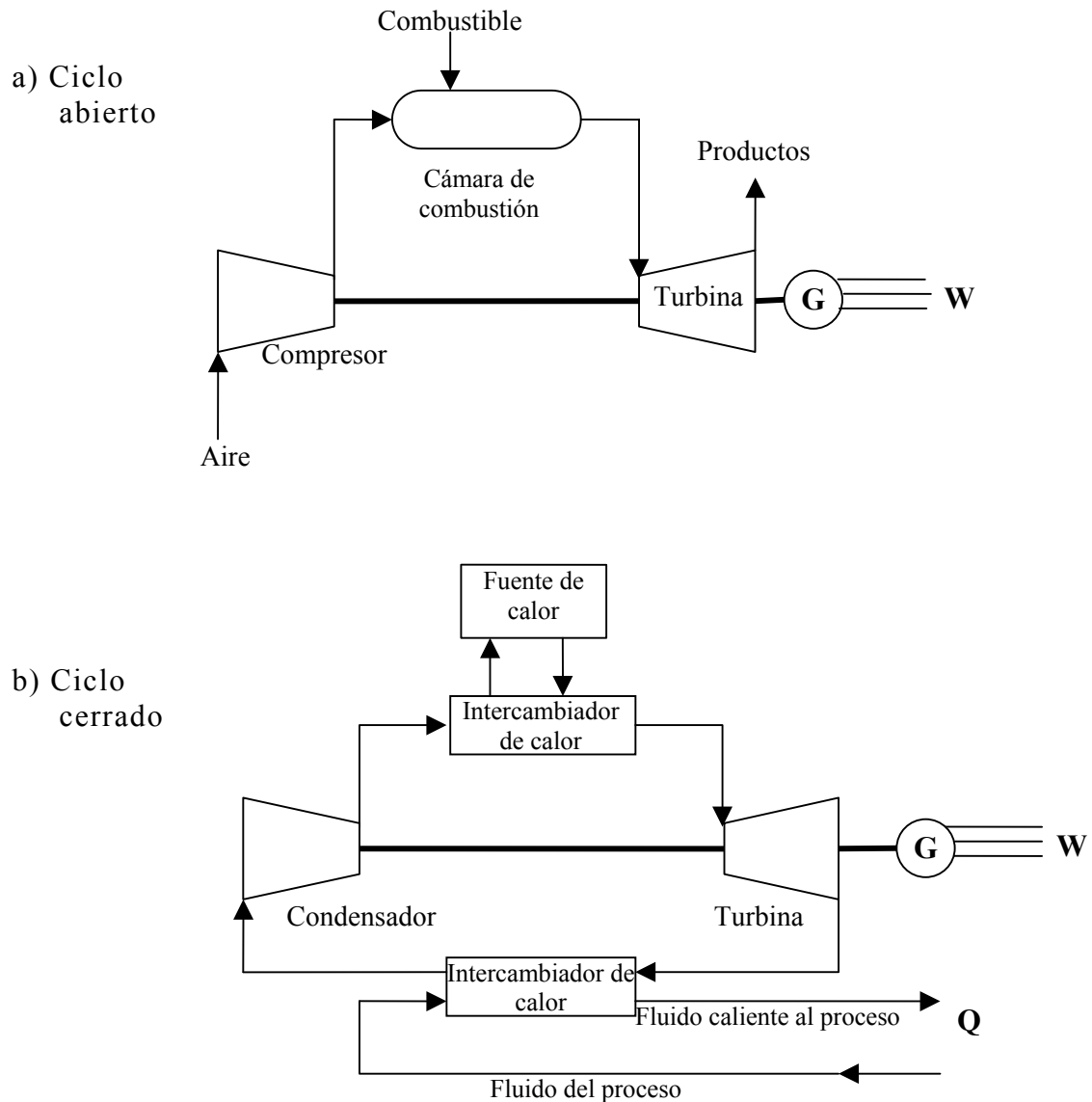


Figura 1.6 Turbina de gas: a) ciclo abierto, b) ciclo cerrado.

Esquema con motor de combustión interna

En un sistema de cogeneración integrado por un motor de combustión interna, al igual que en las turbinas de gas, pueden usarse los gases de salida del motor de combustión interna directamente en cualquier proceso térmico o indirectamente, por ejemplo a través de una caldera de recuperación de calor, como se observa en la siguiente figura 1.7. Su temperatura está en el rango de 300-400°C, es decir significativamente más baja que el de turbinas de gas. Debido a esto el calentamiento adicional puede ser necesario con estos motores. Los motores en gran escala pueden hacer el ciclo combinado económicamente factible. Alcanza eficiencias de un 75%.

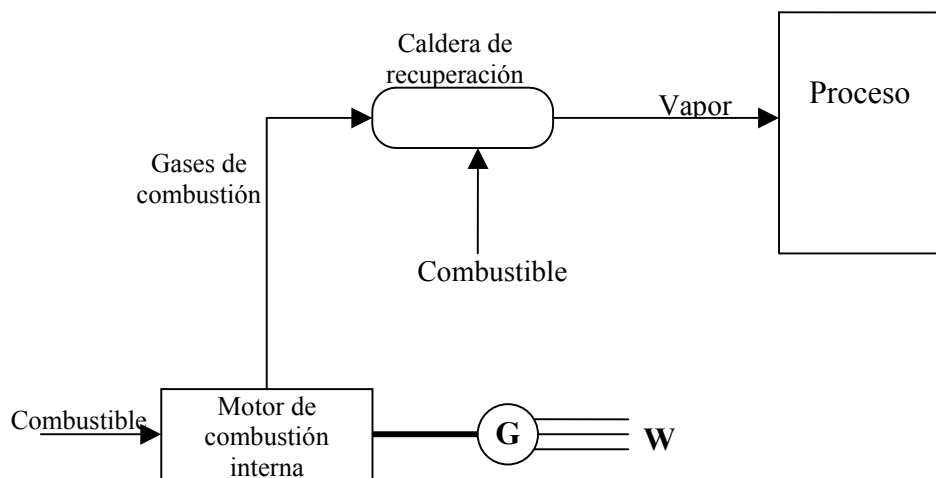


Figura 1.7
Diagrama de flujo de un sistema de cogeneración con motor de combustión interna.

Una manera de clasificar los sistemas es basado en el ciclo del motor de combustión interna: ciclo de Otto y ciclo de Diesel. En el ciclo de Otto, una mezcla de aire y combustible es comprimida en cada cilindro y la ignición se causa por una chispa proporcionada externamente. En un motor Diesel, solamente el aire se comprime en el cilindro y el combustible que se inyectan en el cilindro al final del golpe de compresión, enciende espontáneamente debido a la alta temperatura del aire comprimido.

El motor de combustión interna tiene la ventaja de poder absorber las variaciones de la carga que se tienen en la planta sin disminuir significativamente la eficiencia de generación además de presentar una disponibilidad y confiabilidad elevada. Un sistema de cogeneración de este tipo se puede poner en marcha en un periodo de 8 meses.

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 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 1% en su eficiencia por cada 5°C de incremento en la temperatura.

Estas máquinas tienen un rendimiento eléctrico entre 25 y 45% sobre la energía térmica del combustible, que en general es mayor que el rendimiento de las turbinas de gas. Esto significa que para la misma energía térmica con un motor se generaría más energía eléctrica que con una turbina de gas, aunque la energía térmica del motor es de menor temperatura.

Esquema con sistema de ciclo combinado

El término “ciclo combinado” se emplea para designar a aquellos sistemas que integran dos ciclos termodinámicos conectados por medio del fluido de trabajo y operan a diferentes temperaturas. El ciclo con mayor temperatura (ciclo superior) tiene como desecho calor, el cual es recuperado y usado por el ciclo de baja temperatura (ciclo inferior) para producir energía eléctrica adicional (o mecánica), así se incrementa la eficiencia eléctrica.

El sistema de ciclo combinado más ampliamente utilizado es que integra una turbina de gas con una de vapor (ciclo combinado Joule – Rankine) en la figura 1.8 se presenta un diagrama simplificado. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para procesos térmicos.

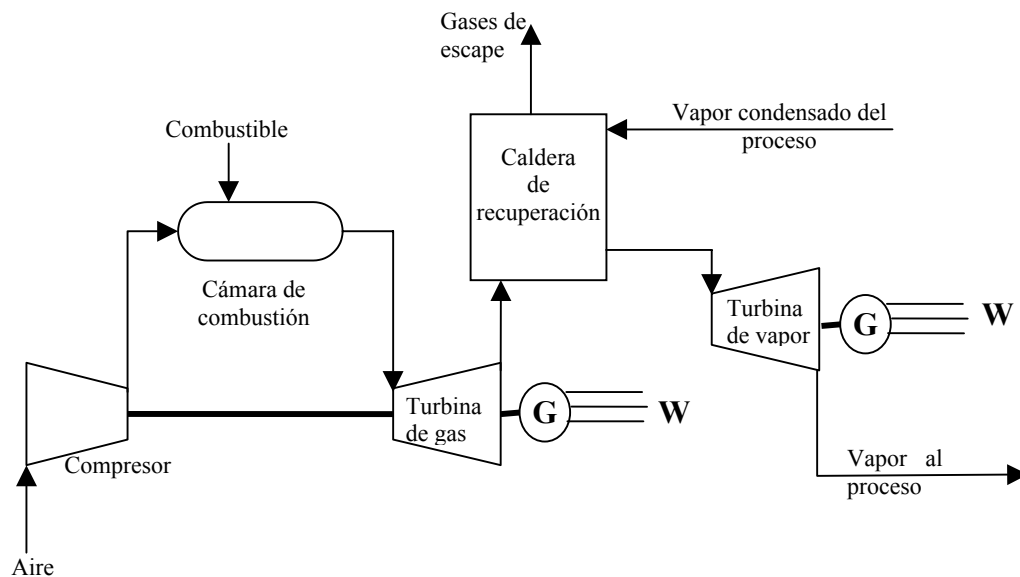


Figura 1.8
Sistema de cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, ciclo combinado.

La temperatura máxima del vapor es de 25 – 40 °C, mucho menor que la del gas a la salida de la turbina de gas, mientras que la presión del vapor puede ser de 80 bar. En caso de requerir una temperatura o presión mayor, se emplea una caldera de gas externa para quemar combustible adicional, así la temperatura puede aproximarse a los 540°C y la presión excede 100 bar.

Los sistemas de ciclo combinado son de aplicación en aquellos sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica y en los que además puede aprovecharse el vapor de media o baja presión.

La instalación de un ciclo combinado ofrece la posibilidad de triplicar la generación de electricidad para una misma producción de vapor.

El rendimiento global de estos sistemas puede alcanzar entre 80 y 90%. En estas plantas el combustible extra requerido para generar la electricidad adicional obtiene un rendimiento térmico del orden de 60%, valor muy superior al que se logra con la mejor central térmica convencional más eficiente.

Sistema con celdas de combustible

Una celda de combustible es un dispositivo que convierte energía química en energía eléctrica sin procesos intermedios de combustión o energía mecánica. Se alimenta con hidrógeno y oxígeno para producir una corriente eléctrica, agua y calor. Es similar a una batería, aunque en lugar de almacenar energía, la produce en forma instantánea mientras se suministre hidrógeno.

Las celdas de combustible se clasifican en base al electrolito utilizado, el cual define la temperatura de operación en ellas, actualmente se desarrollan principalmente seis diferentes tipos de celdas de combustible.

- Con Membrana de Intercambio Protónico.
- Alcalinas.
- De Ácido Fosfórico.
- De Carbonato Fundido.
- De Óxido Sólido.
- De Metanol Directo.

Describiremos las celdas de combustible de óxido sólido (SOFC, por sus siglas en inglés) ya que son las más ampliamente utilizadas en sistemas de cogeneración.

Las SOFC utilizan un óxido cerámico sólido como electrolito, generalmente es óxido de zirconio (ZrO_2) con pequeñas cantidades de óxido de itrio (Y_2O_3). Los principales elementos de este tipo de celdas se presentan en la siguiente figura 1.9. En el cátodo el oxígeno se combina con electrones para formar iones negativos de oxígeno (O^{2-}). Las propiedades electrolíticas del ZrO_2 permiten únicamente el flujo de iones de O^{2-} desde el cátodo hacia el ánodo. En el ánodo la molécula de hidrógeno se separa en protones y electrones. Los primeros reaccionan con los iones de oxígeno generando agua y calor. Los electrones se dirigen hacia el cátodo a través de un circuito externo creando un flujo de corriente eléctrica a su paso.

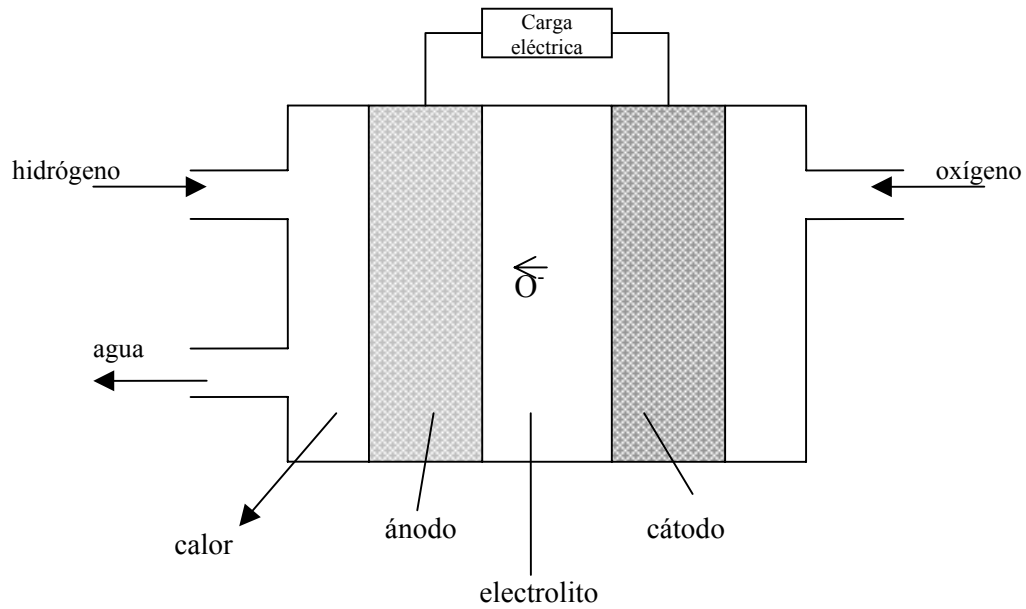


Figura 1.9
Estructura básica de una celda de combustible de óxido sólido.

La temperatura de operación de las SOFC fluctúa entre los 800 - 1000°C. Con ellas es posible diseñar sistemas de cogeneración o para producir potencia adicional por un ciclo inferior, que integra una celda de combustible con una turbina de gas. En éstos, se obtiene voltaje de corriente directa y alterna al mismo tiempo. El VCA es generado por las turbinas y el VCD es producido por la celda de combustible. Los sistemas celda – turbina requieren que el aire y el gas natural se sometan a un proceso de compresión antes de dirigirse a la celda.

Capítulo 2

LA COGENERACIÓN VS GENERACIÓN CONVENCIONAL

La cogeneración como técnica de generación de los insumos energéticos que consume la industria no es nueva, sus desarrollos se inician a finales del siglo XIX. La cogeneración en los países más desarrollados puede ser un mecanismo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero dentro de sus fronteras y fuera de ellas.

El mejor uso de los energéticos que hace la cogeneración es derivado de la integración de dos procesos de uso de la energía. Lo que se traduce en la reducción de pérdidas y aumento de la recuperación de energía de rechazo. La interacción de estos conceptos: reducir pérdidas y aumentar recuperación, dan origen al concepto de optimización en el uso de energía.

En esta sección se plantea mostrar el desarrollo y estado que guarda la cogeneración en el contexto internacional y nacional, dadas algunas experiencias.

2.1 La situación actual de la industria eléctrica en México

En México como en todo el mundo, las primeras industrias basaron sus primeros consumos eléctricos en energía autogenerada y si el proceso lo permitía con cogeneración. Así en sus inicios la electrificación se dio en los entornos de las plantas industriales.

La nueva tecnología basada en electricidad rápidamente desplazó a las formas previas de mover y alumbrar. La generación eléctrica concebida como hoy en día, se da a partir de que la electricidad llegó a las industrias, a las ciudades y a las viviendas, a través de plantas generadoras, líneas de transmisión y distribución con la idea de generar utilidades.

La industria eléctrica ejerce una influencia de capital importancia en los aspectos social, económico y político de una comunidad.

2.1.1 Historia del sector eléctrico en México

El ingenio y el esfuerzo de destacados científicos de diversas nacionalidades permitieron entregar al mundo la energía eléctrica a finales del siglo XIX para bien de la humanidad.

La historia de la industria eléctrica en México se inicia en 1879 con la instalación de la primera planta termoeléctrica en la fábrica textil de Hayser y Portillo en León, Guanajuato. Dos años después, se experimentaba en la ciudad de México la instalación de lámparas incandescentes para el alumbrado público; y en 1889 se inauguraba en Batopilas, Chihuahua la primera planta hidroeléctrica con capacidad de 22KW para satisfacer las necesidades mineras.

Así desde 1887 hasta 1911 se organizaron mas de 100 empresas de luz y fuerza motriz, algunas mexicanas y otras extranjeras, entre ellas la Mexican Light and Power Company. Las empresas privadas al igual que en otros países se enfocaron a aquellas regiones y clientes que ofrecían utilidades, por lo que los sectores rurales y pequeñas comunidades fueron ignoradas y también como en el resto del mundo el gobierno tuvo que intervenir con regulaciones para obligar a ofrecer el servicio.

La ley de junio de 1894 determinó 10 años como máximo para las concesiones de áreas y servicios a las empresas eléctricas, este plazo se amplió a 20 en 1902, pero no se respetaron los plazos, por tanto se pasó de un régimen de conveniencia y así los plazos se acordaron no menores de 20 años y no mayores de 99 años.

Hasta 1923 se hizo un intento por comenzar a respetar los ordenamientos y eliminar la anarquía entre los participantes en el sector eléctrico, así se crea la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza, cuyas actividades entre otras eran las de introducir respeto a los ordenamientos, regular las prácticas monopólicas, ofrecer precios razonables a los consumidores, etc.

En 1926 se legislan y se crean las bases para crear la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en forma de un código. Así en 1928 se dan atribuciones a la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo para regular las tarifas eléctricas y los contratos de servicio y suministro.

El Código Nacional Eléctrico fue el primer ordenamiento específico sobre la industria eléctrica en nuestro país, representa un intento de unificar la legislación en esta materia.

El 14 de agosto de 1937 se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en 1939 se expide la Ley del Impuesto sobre Consumo de Energía Eléctrica y la Ley de la Industria Eléctrica.

Posteriormente a la creación de la CFE, las empresas privadas disminuyeron sus inversiones y frenaron el desarrollo eléctrico hasta 1943. Por lo que, la capacidad instalada de servicio público creció, entre 1937 y 1943, a menos de 1% anual. Otros factores que influyeron en dicha contracción fueron: la regulación de tarifas por parte del Estado y las diversas medidas de control y vigilancia que se dictaron para implantar un orden jurídico en el que la industria eléctrica mexicana se constituyera como un verdadero servicio público.

Se creó la Comisión Federal de Electricidad, como una dependencia con atribuciones para generar y distribuir energía eléctrica con una visión de conjunto a nivel nacional. El Estado decidió reforzar a la CFE, otorgándole una naturaleza jurídica flexible que le permitiera asumir plenamente sus atribuciones, el cual se logró con la nacionalización de la industria eléctrica en 1960.

2.1.2 Situación actual del sector eléctrico en México

El uso de la energía eléctrica en la última década se ha caracterizado por un acentuado dinamismo, cuyo comportamiento se puede observar a través de su consumo.

El aumento de consumo de energía eléctrica es el resultado, principalmente, de la tendencia a la concentración de los habitantes en grandes centros urbanos, al ritmo acelerado de electrificación rural y uso intensivo de la electricidad, inducida por el proceso de modernización industrial del país.

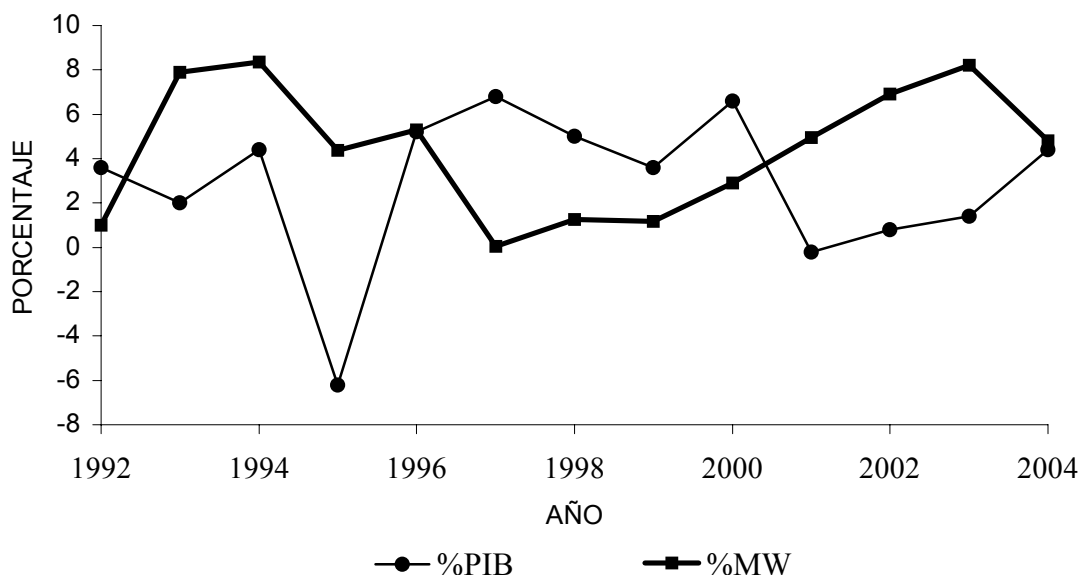


Figura 2.1
Crecimiento anual del PIB Vs Capacidad Instalada en México

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER

En la Figura 2.1 se puede apreciar una tendencia descendente en el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica, durante los años 1997 a 1999, mostrándose una recuperación en el ritmo de la demanda en los siguientes años.

La intensidad energética es un indicador usado para identificar el comportamiento del uso de la energía. Esta se define como la razón entre la cantidad de energía eléctrica consumida y el PIB. De la gráfica de la Figura 2.1 se nota que en los últimos años se requiere cada vez más electricidad por unidad de PIB. Por lo que la

economía mexicana no muestra signos alentadores en cuanto al uso eficiente de energía durante los últimos años.

La situación en México ha derivado de situaciones presupuestales que con los años han venido a impedir a la entidad lograr el desarrollo necesario para satisfacer la demanda de energía.

Frente a la perspectiva de continuar en el camino del crecimiento económico sostenido y avanzar en el proceso de industrialización, el concurso de los particulares en materia eléctrica para satisfacer las necesidades que les son propias y la coadyudancia que en algunos casos se preste al estado para proporcionar parte de la energía que la CFE requiera para cumplir sus objetivos, son elementos que conforman el marco de modernización del sector eléctrico y que abren la senda para mejorar la confiabilidad del servicio público y para hacer llegar la energía eléctrica a toda la población.

Fue hasta 1989, cuando el gobierno federal creó la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, que define los mecanismos para darle carácter más urgente al ahorro y uso eficiente de la energía. Esta comisión tiene por objeto fungir como órgano técnico de consulta en materia de ahorro y uso eficiente de energía, de las entidades y dependencias de la administración pública federal, así como de los particulares y de los gobiernos de los estados y municipios. Los programas que involucran el ahorro de energía eléctrica son:

Programas sectoriales:

- a) Industria
- b) Cogeneración
- c) Sector energético
- d) Gobierno Federal
- e) Normalización

Programas de infraestructura:

- a) Transferencia de tecnología
- b) Promoción y enlace
- c) Educación
- d) Financiamiento

Con las reformas y adiciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica aprobadas en 1992, se inicia una nueva etapa del sector eléctrico en México. Se da especial importancia a la electricidad, con el objeto de racionalizar el uso de los energéticos primarios, liberar recursos financieros para otras actividades prioritarias

al posponer las inversiones en este sector y disminuir las emisiones derivadas de los procesos de combustión que se utilizan en la generación de electricidad.

Debe tenerse en cuenta que el crecimiento natural de la demanda, sumado a la demanda insatisfecha, rebasará los montos de energía ahorrados. Ello define el papel del sector eléctrico, ya que determina la necesidad de seguir creciendo para satisfacer la diferencia correspondiente a la brecha entre oferta y demanda que no puede ser estructuralmente cubierta por el volumen del fluido eléctrico ahorrado.

2.2 Historia de la cogeneración

Aunque la palabra cogeneración fue inventada hasta finales de la década de 1970, la producción combinada de calor y potencia se remonta varios siglos atrás. Originalmente era utilizado como un dispositivo para economizar esfuerzos; lo que actualmente significa la reducción del consumo de combustible.

La más vieja forma de producción de calor y potencia es la smokejack, la cual fue originalmente desarrollada en el Tibet para mover las ruedas de oraciones durante las ceremonias religiosas. La descripción que se le ha dado a este mecanismo es que básicamente es como un pequeño molino de viento instalado dentro de una chimenea y movido por la ascendencia de los gases calientes del fuego. El movimiento rotatorio de las aspas era usado para mover un asador o un torno.

En 1832, Charles Busby usó la smokejack para mover una bomba para circular agua a través de tuberías para calentar y enfriar el aire en el interior de edificios.

Hacia finales de siglo XIX, la smokejack se desarrolló en su forma moderna de turbinas de aire caliente. Aún hoy en día, las turbinas de gas son tecnológicamente descendientes de las turbinas de aire caliente; y el turbocompresor es un ejemplo de la aplicación moderna de la turbina de aire caliente.

Otra aplicación o variación interesante de la cogeneración involucra el uso de aire comprimido para distribuir potencia hacia las áreas urbanas. Se tiene conocimiento de que al menos una compañía textil utilizaba la salida de aire de sus motores de la máquina de hilar para dar ventilación a los operadores, ya que la expansión del aire que pasaba a través del motor suministraba algunos grados de frío.

Al paso del tiempo se fue aprovechando el vapor para la generación de potencia, de ahí la aparición del motor de vapor. James Watt duplicó la eficiencia del motor de vapor con la introducción de un condensador por separación en la década de 1760. Uno de los vendedores de Watt en 1776 descubrió el mercado potencial del azúcar, ya que mediante un simple fuego hervía el azúcar y suministraba la potencia para el molino. Con lo cual tomó la ventaja en las fábricas que él construyó, ya que usaba una caldera simple para generar vapor para mover sus motores y, a su vez, calentar las construcciones, aunque aún no se usaba la cogeneración como actualmente la entendemos.

En 1784, un cervecero de Oxford, Sutton Thomas Wood, obtuvo una patente para el uso del desperdicio de vapor de un proceso industrial para accionar un motor de vapor y también para usar el vapor expulsado o agua caliente de un motor de vapor, para el calentamiento o manufactura, haciendo con esto la primera patente conocida de cogeneración.

En 1812, en una fábrica de hilados en Connecticut, el vapor generado se empleaba para mantener los cuartos cálidos en invierno. Paralelamente en una fábrica de hilados en Baltimore estaban usando el sistema de calefacción de la fábrica como un condensador para el motor de vapor.

Durante cerca de dos décadas, el vapor de salida fue extensamente usado en escenarios industriales en Gran Bretaña, América y en los sanitarios públicos en Inglaterra. Edwin Chadwick propuso que el calor de desperdicio de los motores de la fábrica, se usará en los sanitarios públicos y para calentar las casas más próximas de trabajadores.

Una empresa francesa de alimentos usaba la salida de vapor para secar piñas en la década de 1840, y los contratistas Americanos Walworth y Nason usaban el calor de desperdicio de los motores para mover las aspas de ventilación en varios edificios, incluyendo el Capitolio de los Estados Unidos de Norteamérica.

Como las fábricas crecían en tamaño y complejidad, los empresarios comenzaban a estar cada vez más interesados en el análisis de los diversos elementos que intervenían en los costos de sus negocios. Muchas empresas requerían de grandes cantidades de potencia, como las fábricas de hilados de algodón, localizadas donde la generación de potencia hidráulica era posible. Una animada discusión pública sobre el costo relativo del vapor y la potencia generada hidráulicamente, tuvo lugar en Boston a principios de los años 1840, algunas fábricas de hilados, expresaron su sorpresa al descubrir que la potencia generada con vapor no era más cara que la

generada hidráulicamente, y algunas veces resultaba incluso más barata, particularmente, cuando la salida del motor de vapor era aprovechada en los procesos industriales o para mantener espacios calientes. El vapor también era mucho más confiable y realmente no presentaba variaciones debido al clima o a la excesiva demanda de potencia o fuentes de agua.

Charles E. Emery, entrenado como ingeniero naval durante la Guerra Civil, escribió un detallado análisis sobre las ventajas económicas de la generación combinada de potencia y calor, en 1870. Después, trabajó como ingeniero para la compañía de vapor de Nueva York, la cual empleaba extensamente la generación combinada de potencia y calor.

La década de 1870 marca el arribo de las nuevas tecnologías al mercado de la energía en Europa y América. La propagación del uso del vapor en la Guerra Civil Americana capacitó a toda una generación de ingenieros, quienes propiciaron un enorme crecimiento en la generación de potencia con vapor en las últimas décadas del siglo XIX, incluyendo el nacimiento de la industria eléctrica y la invención de la turbina de vapor en Inglaterra, los cuales propiciaron la expansión del mercado de la generación combinada de potencia y calor. Esta también fue una era en la cual se veía la desregulación de la cogeneración, ya que era una situación injusta para las otras empresas eléctricas públicas.

La primera aparición de la cogeneración como tal, fue a finales de 1880 en Europa y EUA. A principios del siglo XX muchas plantas industriales generaban su propia electricidad usando calderas y generadores de turbina de gas. Muchas de las plantas usaron el vapor sobrante para sus procesos industriales. Se ha estimado que más del 58% del total de la energía generada, se producía por plantas industriales a principios de 1900 fue cogenerada.

Cuando se construyeron las centrales eléctricas de energía y la utilidad de la red fue fiable, los costos de la electricidad disminuyeron, muchas plantas industriales empezaron a adquirir la electricidad y detuvieron su propia producción. Como resultado, la cogeneración industrial llegó a ser sólo el 15% del total de la capacidad de cogeneración en 1950 y para 1974 sólo el 5%.

Otros factores que contribuyeron al decremento de la cogeneración industrial fue el incremento en la regulación para la generación eléctrica, los bajos costos de energía que representan un pequeño porcentaje de los costos industriales, los avances en tecnología como una caldera cerrada, disponibilidad de combustibles gaseosos y líquidos a precios bajos y las estrictas restricciones medio ambientales.

La tendencia de la generación se empezó a invertir después de la primer alza dramática en los precios del combustible en 1973. Los sistemas que son eficientes y pueden utilizar combustibles alternativos han adquirido más importancia ante las alzas en los precios y la incertidumbre del suministro de combustible. Además de consumos menores de combustible, la cogeneración produce una disminución de emisiones contaminantes. Por estas razones los gobiernos europeos, USA y Japón están tomando un papel activo en el uso de la cogeneración.

2.3 Escenario Internacional de la cogeneración

Las condiciones actuales que prevalecen en el mundo, de una mayor globalización de las economías nacionales y por ello de una interrelación mucho más intensa, hacen necesario que cada país trate de alcanzar mejores niveles de eficiencia para poder competir en el contexto internacional.

La tendencia de la industria eléctrica en los años ochenta comenzó implicando independencia de los recursos energéticos externos, menos volatilidad de los precios al público, reducción de las emisiones de gases de invernadero. Para lo cual se promovió el uso de combustibles más limpios como el gas natural, el desarrollo de los potenciales eléctricos basados en las energías renovables y técnicas de generación más eficientes, como los ciclos combinados y la cogeneración.

Después, a principios de los años noventa, este primer impulso es continuado con la visión del neoliberalismo, la cual no ve de utilidad la integración vertical de las industrias eléctricas, por tanto el modelo dejó de ser la base del desarrollo y operación en la estructura de las industrias eléctricas del mundo. Ya que la segmentación y tendencias en la desintegración vertical de las empresas eléctricas en muchos países lo muestran así. A partir del proceso iniciado en los Estados Unidos, el fundamento expresado es el de imprimir en la operación de la industria características de más competitividad, apertura de los mercados y reducción de tarifas, mediante la privatización y segmentación de los servicios eléctricos.

La eficiencia energética en México esta aún muy por debajo de la alcanzada por los países desarrollados.

2.3.1 Unión Europea

La importancia que le conceden algunos países a la cogeneración queda demostrada con la formación de asociaciones y grupos de trabajo para su desarrollo y promoción. Un ejemplo de esto es el Grupo Europeo de Cogeneración (GEC), cuyo objeto es su promoción en la Unión Europea (UE) y sus miembros incluyen más de 190 compañías de electricidad y autoridades involucradas en 30 países. Las actividades prioritarias son las de investigar los desarrollos en la UE para dar a conocer su situación a la comunidad Europea.

La política de energía en la UE tiene tres metas principales:

1. La seguridad en el suministro
2. La competitividad industrial
3. La protección del medio ambiente.

Los países que conforman la UE en un pasado tenían políticas de energía diferentes y por eso se explican los diferentes grados de desarrollo de cogeneración que hay entre ellos.

El desarrollo de la cogeneración en la UE se caracteriza por una basta diversidad, se encuentra en la balanza de desarrollo y en la naturaleza de ese desarrollo. Esta diversidad refleja las diferencias en la historia, las prioridades de la política, los recursos naturales, la cultura y clima, y los vínculos cerrados con la estructura y las actividades del mercado eléctrico.

La siguiente figura (Figura 2.2) muestra el porcentaje de la contribución de la cogeneración en la producción de la capacidad eléctrica instalada en algunos países de la UE al año 2001. Muestra, hasta donde es posible, el estado de desarrollo de la cogeneración en los diferentes países.

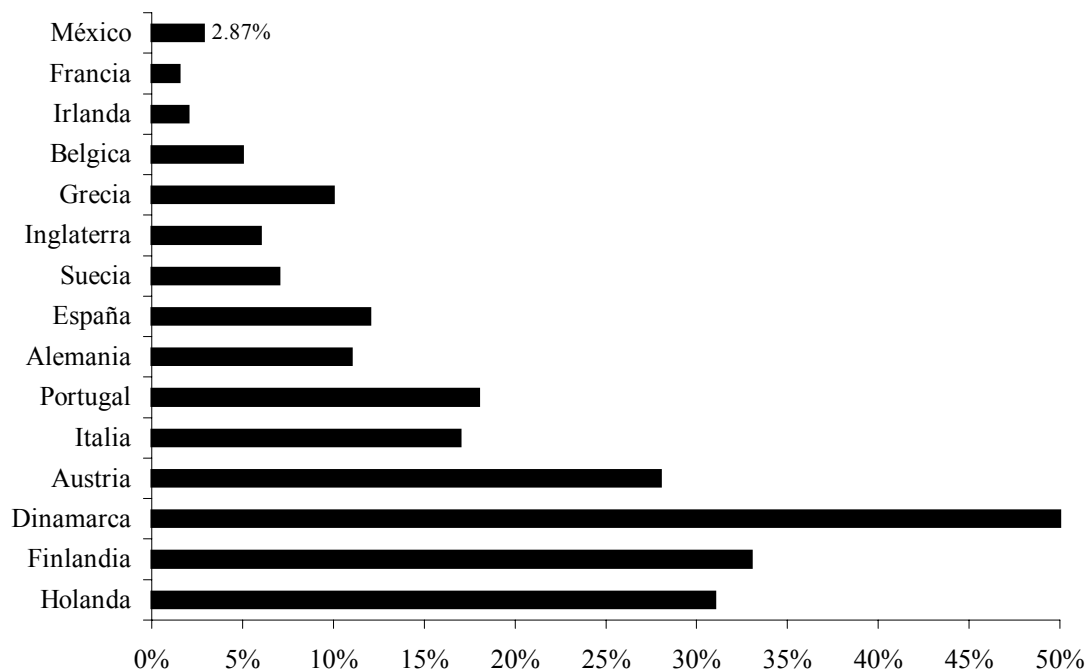


Figura 2.2
Participación de la cogeneración en la capacidad instalada de generación en
algunos países europeos y México

Fuente: Elaboración propia con datos del GEC, para el año 2001.

Sin embargo, actualmente hay varios artículos que están siendo dirigidos a la UE para que se tenga un impacto crucial en el desarrollo de la cogeneración en un futuro. Estos artículos se centran principalmente en tres grandes temas:

- Liberalismo de la electricidad y mercados de gas
- Estrategias para la protección del ambiente
- Estrategias para promover la cogeneración y planes de acción para promover la eficiencia energética.

Se hacen esfuerzos para quitar las barreras y promover la cogeneración. Algunas de las barreras en la Unión Europea al desarrollo de la cogeneración se derivan de los monopolios de los mercados de electricidad y gas.

2.3.2 Estados Unidos Americanos

La punta que abrió el desarrollo de las energías renovables y con ella a la cogeneración fue la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 (PURPA). La PURPA buscaba introducir mecanismos y facilidades para la competencia entre las industrias eléctricas, al introducir mecanismos y facilidades para la competencia y criterios de eficiencia. La cual basó este desarrollo en el sector independiente de generación (las nonutility), las cuales generaron la mayoría de la capacidad nueva. La PURPA incluyó una nueva diferenciación entre las plantas eléctricas, las Qualifying Facilities (plantas calificadas), las cuales basan su operación en energías renovables, combustibles de desperdicio y niveles superiores de eficiencias. Las plantas calificadas son acreedoras a una serie de beneficios legales para apoyar y fomentar su creación sostenimiento.

La capacidad instalada de proyectos nonutility constituye aproximadamente 8.73% de la capacidad del país. Como se muestra en la Fig. 2.3.

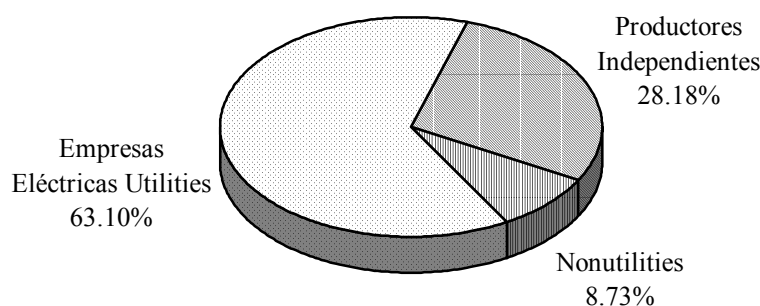


Figura 2.3
Fuentes de generación eléctrica en EUA
por tipo de propietario

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA al 2004

La PURPA es la clave del desarrollo del sector de poder independiente o, en los términos de las transparencias “nonutility generation” en Estados Unidos. El impacto

fue tal que en varias partes del país, y en el estado de California especialmente, casi toda la nueva capacidad fue construida por los generadores independientes de poder y no por las empresas eléctricas públicas. Las provisiones principales de PURPA son:

- PURPA se aplica solamente a Qualifying Facilities (plantas calificadas). Son plantas que usan energía renovable , como energía eólica, solar, geotérmica y de desperdicios, o son plantas de cogeneración que usan más eficientemente los energéticos de carbón. Los cogeneradores que son Qualifying Facilities también tiene que satisfacer unos requisitos de eficiencia y operación para asegurar que existe un uso térmico importante que justifica la instalación de la planta.

PURPA ha tenido un gran impacto en el sector energético en E.U.A. Abrió al sector de generación a la competencia . También fomentó el nacimiento de varias industrias nuevas, ya importantes, en la producción de poder de fuentes renovables.

Energy Policy Act of 1992 (EPA). EPA es una colección de estatutos diseñados principalmente para abrir más los mercados a la competencia libre. Algunas de las provisiones principales son las siguientes:

- Porteo a mayoreo. Bajo EPA, se puede mandar que cualquier empresa eléctrica con bienes de transmisión provea servicios de porteo al mayoreo, siempre y cuando la transmisión pedida se pueda hacer consistentemente con la fiabilidad del sistema y siempre que esté en el interés del público. Con esto, un generador independiente puede vender su energía a una empresa eléctrica pública no ubicada en su región.
- Nueva clase de generadores. EPA creó una nueva clase generadores independientes que se llaman “Exempt Wholesale Generators” (generadores exentos al mayoreo). Se incluyen generadores que no satisfacen los requisitos de Qualifying Facilities bajo PURPA y también pueden incluir subsidiarias de empresas eléctricas.

La mayoría de las empresas eléctricas norteamericanas, por ejemplo, no están pensando en construir centrales generadores para abastecer con más fluido eléctrico a los usuarios, sino, por el contrario, las inversiones se realizan con el objeto de mejorar la eficiencia y administrar la demanda. La tendencia actual es gastar mas dinero en proporcionar menos energía y ayudar a los usuarios a hacer más con menos.

2.4 Situación Nacional de la cogeneración

En contraste al rápido crecimiento de la cogeneración en muchos países, en México ha sido relativamente lento. Desde el primer intento de desarrollo a finales de los años setenta y pasando por la reforma de 1992, se estima que se han construido y operan a 2005 por cogeneración en la industria privada 1,743MW.

La autogeneración en la industria nacional incluido PEMEX a 2005 es de 20,933MW. Sin embargo, desde que se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 y se abrió el mercado eléctrico a la participación de los particulares en las modalidades de productor independiente, autoabastecimiento, cogeneración importación y exportación, su crecimiento ha sido a un ritmo promedio anual muy bajo.

Esto debido fundamentalmente a que el marco legal dentro del cual se planteó el desarrollo del autoabastecimiento ya sea por cogeneración o por otros métodos sufrió de grandes deficiencias legales y lagunas jurídicas. Al no considerar los tiempos y necesidades de estabilidad económica y política para la toma de decisiones en la industria, así como la certidumbre legal y desarrollo de esta actividad, dados por la percepción empresarial de la técnica y de sus condiciones de desarrollo. Como por ejemplo:

- La aparición con casi tres años de retraso de las reglas para el respaldo eléctrico, reglamento del acceso a la transmisión, respecto a la apertura del mercado eléctrico,
- La imposición del despacho que sujeta el nivel de producción industrial a la demanda eléctrica,
- Falta de certidumbre para la determinación del precio de compra de los excedentes eléctricos,
- Topes de la cantidad de energía entregada a la red,
- Vacío en el manejo para los excedentes térmicos.

Así que todas estas carencias se tradujeron en obstáculos y falta de motivación para emprender las acciones para aprovechar el potencial de cogeneración industrial.

Las opiniones convergen en considerar que el crecimiento de la cogeneración podría ser mucho mayor, con base en los trabajos realizados por la CONAE en materia de cogeneración, se ha detectado la falta de información para las gestiones requeridas para este tipo de proyectos, que limita el pleno desarrollo de los mismos en el país a

1,743MW cuando el potencial nacional de cogeneración es en promedio de 12,000MW.

En base a un estudio realizado por la CONAE el potencial nacional de cogeneración, resultó entre 7,586 y 14,229 MW. Su aprovechamiento total significaría lograr un ahorro de energía primaria de entre 60.7 y 114.1 millones de barriles de petróleo crudo al año.

El desarrollo de la autogeneración en el país se encuentra dentro de los niveles internacionales, pero el aprovechamiento del potencial instalado en el país para cogenerar es muy bajo, sólo es 3.5% respecto al total Nacional.

El desarrollo y estado de la autogeneración lo podemos visualizar con la información que presenta la CRE (Comisión Reguladora de Energía), a septiembre de 2005 se han otorgado 348 permisos para las diferentes modalidades, conservando la distribución que aparece en la tabla 2.1

MODALIDAD	#PERMISOS VIGENTES	CAPACIDAD [MW]	% EN CAPACIDAD
Importación	31	199	0.95
Exportación	5	1630	7.78
Cogeneración	38	1743	8.32
Producción Independiente	21	12557	59.98
Autoabastecimiento	253	4804	22.94
TOTAL	348	20933	100

Tabla 2.1

Permisos autorizados para la generación e importación de energía eléctrica por modalidad

Fuente: datos del SENER, a septiembre de 2005

Como podemos ver en la tabla 2.2, es necesario lograr que sigan solicitando más permisos, de lo contrario nunca se logrará llevar a la cogeneración a los niveles de participación internacionales medios de 10-12% y mucho menos a los de Europa del norte de 35% en la generación total del país.

EN OPERACIÓN	EN CONSTRUCCIÓN	POR INICIAR OBRAS	INACTIVAS
91.37%	7.75%	0.29%	0.57%

Tabla 2.2
Estado de la implementación de los permisos
Fuente: datos del SENER, a septiembre de 2005

De acuerdo a la Tabla 2.3 las tecnologías a utilizar son en primer lugar el ciclo combinado con el 72.81%, seguida de la turbina de vapor con 9.74% y la turbina de gas con 5.99%.

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD [MW]	%
Ciclo Combinado	15243	72.81
Turbina de vapor	2039	9.74
Turbina de gas	1255	5.99
Eoleoeléctrica	957	4.57
Lecho fluidizado	510	2.43
Combustión interna	544	2.59
Turbina hidráulica	199	0.95
Importación	170	0.812
Turbo expansor	15	0.071
TOTAL	20933	100

Tabla 2.3
Tecnología a instalar
Fuente: datos de la CRE, a septiembre de 2005

En el país, de acuerdo a la Tabla 2.4, la tendencia es a usar como combustible gas natural con el 87.93% del consumo de combustibles que usan las plantas de autogeneración, seguido por el combustóleo 3.73%, el viento ocupa el 4° lugar de 13 con el 2.70% y el vapor el lugar 12° de 13 con el 0.10%.

ENERGÉTICO	%	ENERGÉTICO	%
Gas natural	87.98	Bagazo de caña	0.36
Combustóleo	3.73	Gas dulce	0.18
Coque	2.66	Gas de coque	0.16
Viento	2.7	Biogás	0.12
Carbón	0	Vapor	0.1
Diesel	0.94	Reacción química	0.047
Agua	0.58	Exotérmica	

Tabla 2.4
Energéticos a utilizar en los proyectos de autogeneración

Fuente: datos de la CRE, a septiembre de 2005

La participación de los permisionarios en cogeneración aún es limitada debido al esquema legal actual. Los proyectos son solamente rentables en la medida que el productor aprovecha toda su capacidad de generación para usos propios, lo cual explicaría en gran parte, el estancamiento de los proyectos de cogeneración hasta 2005. Figura 2.4

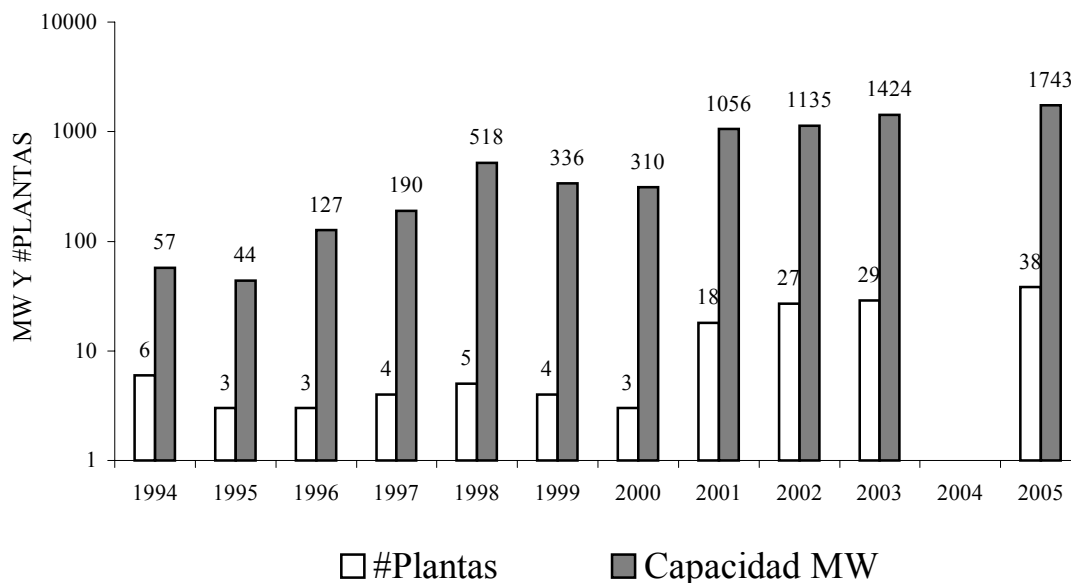


Figura 2.4
Plantas de cogeneración en operación en México al año 2005

Fuente: Obtenido con datos de CONAE Y SENER.

La cogeneración, así como otros tipos de cambios tecnológicos en conjunto han definido y definen una forma de desarrollo de los países menos desarrollados, así como una vía para acercarse a las mejores prácticas de producción y de asimilación tecnológica con aspectos de eficiencia económica, asignativa y dinámica.

El desarrollo y aprovechamiento de la cogeneración en el mundo es un proceso que esta quedando atrás para la mayoría de los países desarrollados. México, no ha podido desarrollar la cogeneración ni aprovechar su potencial de cogeneración no evaluado históricamente ni proyectado a futuro . El desarrollo de la cogeneración en México puede aportar una parte considerable de la capacidad de generación eléctrica que requerirá el desarrollo del país.

Capítulo 3

ELEMENTOS DE VIABILIDAD

El desarrollo y evaluación de las alternativas de cogeneración técnicamente deben de resultar más rentables y competitivas que los esquemas convencionales de obtención de los requerimientos energéticos en las industrias y en los servicios. De modo que los métodos y los elementos de análisis que se pueden aplicar, deben estar presentes en ambas formas de producir los requerimientos; de aquí se desprenden indicadores de consumo de combustible, indicadores de costo de generación, indicadores de flexibilidad e indicadores de producción de energía.

La implementación de esquemas de cogeneración en la industria ya establecida depende del buen estado que guarden los factores técnicos, económicos y financieros del propio proyecto, así como la de la percepción sobre el entorno económico, comercial, legal, político, financiero, ambiental y social, que poseen quienes autorizan este tipo de medidas de cambio tecnológico en las industrias, de tal manera que donde concurran la mayor cantidad de estos factores en cantidad, calidad y estabilidad, se sentarán las bases para su aprovechamiento.

El potencial de cogeneración industrial esta distribuido en todas las zonas industriales del país, es decir donde están las industrias. Las industrias establecidas incluirán en su evaluación la conveniencia de aprovechar en su potencial, aspectos logísticos, económicos, ambientales y legales, con el objetivo de realizar el proyecto y su operación con el menor número posible de requisitos y al menor costo.

En conjunto estos elementos limitarán o fomentarán el desarrollo y la toma de decisiones para aprovechar su potencial. Pero el criterio final lo definirá el nivel de ventajas económicas, ya que si estas son lo suficientemente atractivas, moverán los

recursos económicos, humanos y relaciones de la empresa para cubrir y salvar obstáculos legales, ambientales, logísticos y técnicos.

Por tanto se analizan los elementos de toma de decisión más relevantes en los procesos de evaluación para aprovechar el potencial de cogeneración en las plantas industriales, basándose en los elementos manifestados por los diferentes actores de este proceso en sus diferentes etapas.

3.1 Consumos energéticos en la industria

Los procesos en la industria requieren de energía para dar inicio a los cambios en las materias primas o para el accionamiento de las maquinas. Las aplicaciones más comunes son las operaciones de generación de fuerza, presión, fluido eléctrico, calentamiento de líquidos y de aire, cocido de alimentos, pastas, granos; esterilizado de envases, alimentos, medicamentos; secado de telas, madera, papel, servicios de calefacción, cocina y baños, entre otras aplicaciones.

Los consumos térmicos de la industria estarán en función de las máquinas que estén operando dentro de la industria y estas en función del tipo de proceso productivo que se requiera. De esta forma cada industria demanda energía térmica en forma de calor o vapor para realizar las operaciones que requieren sus procesos.

En este caso, definimos cuatro tipos de industrias en la economía del país en función del tipo de vapor que generan, ver Tabla 3.1, industrias de gran capacidad (industria eléctrica), de alta capacidad (industria de la refinación y petroquímica), de media capacidad (industria huleira, papelera, cartón) y la industria y servicios de baja capacidad (industria de los alimentos, farmacéutica, bebidas, hotelera, hospitales, etc.).

TIPO DE INDUSTRIA	psi	kg/cm ²	CLASIFICACIÓN
Industria de gran capacidad	mas de 600	mas de 42	Gran presión
Industria de alta capacidad	300 a 600	21.5 a 41	Alta presión
Industria de mediana capacidad	150 a 300	10.5 a 21	Media presión
Industria de baja capacidad	15 a 150	1 a 10	Baja presión

Tabla 3.1
Tipos de presiones de vapor generadas en la industria

Fuente: Propia

La mayoría de las industrias con potencial de cogeneración significativa tienen ciertos procesos que producen o rechazan calor en cantidad y calidad (temperatura) que es posible recobrar para usos apropiados. Por otro lado, ciertos procesos industriales (como los catalizadores de aceite en las refinerías) tienen combustibles en forma de gas como un derivado que puede quemarse en una caldera o en el mismo sistema de cogeneración.

La industria del papel y pulpa tienen grandes cantidades de desechos (basura del proceso, corteza, trozos y residuos forestales) eso puede usarse como combustible en los sistemas de cogeneración.

En la industria cementera, el ciclo final de la cogeneración es aplicable, mientras el calor descargado del horno se recupera y se usa para producir vapor para la generación de electricidad.

El interés particular es la aplicación de medidas para la cogeneración en zonas o parques industriales. Las cargas eléctricas y térmicas de todas las industrias juntas, es mucho más alta que cada industria individual. Además, la duración de carga es mayor y la variación con el tiempo es más pequeña que si cada industria es considerada separadamente. Estas condiciones son ideales para la cogeneración de un sistema central.

Los datos de consumos anuales de combustibles en la industria y los de electricidad servirán para evaluar el potencial de cogeneración industrial, así como base para el desarrollo de los posibles niveles de crecimiento de esta actividad. Ver la siguiente Tabla 3.2.

De acuerdo a la Tabla 3.2, observamos que el consumo de energía en la industria tiene una tendencia a consumir cada vez mayor electricidad y por lo tanto el decremento del uso de combustibles fósiles.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Gas LP	17.6	18.4	38.2	41.7	38.4	39.4	36.8	37.7
Diesel	75.6	81.9	54.4	54.8	41.9	40.4	41.9	47.4
Combustóleo	228.1	230.2	202.5	185.8	184.8	155.3	118.4	136.9
Gas Natural	296.5	270.6	190.1	206.5	138.7	188.1	180.1	170.9
Total Comb.	617.7	601.2	485.2	488.8	403.9	423.2	377.2	393.0
Electricidad	277.1	291.9	310.4	336.4	334.8	345.7	335.2	343.8
Total Energía	894.8	893.1	795.6	825.2	738.7	768.8	712.5	736.9
Combustible	69.03%	67.31%	60.99%	59.24%	54.68%	55.04%	52.95%	53.34%
Electricidad	30.97%	32.69%	39.01%	40.76%	45.32%	44.96%	47.05%	46.66%

Tabla 3.2

**Consumo de energía sector industrial PJ/año
sin combustible para generación eléctrica**

Fuente: Elaboración propia, datos de los Balances Nacionales de Energía ,SENER

3.2 Cálculo del ahorro energético

El ahorro energético se calcula tomando como referencia una instalación convencional y comparándola con la equivalente con cogeneración.

Como energía de cálculo se utiliza la energía primaria, y como unidad de medida normalmente se usa la tonelada equivalente de petróleo (tep) o el KWh, tanto para el calor como para la electricidad.

Un sistema presenta una demanda de calor útil (Q) y una demanda de electricidad (L), que es independiente de cómo se cubra esta demanda (caldera, central eléctrica, cogeneración). Sin embargo, el consumo de energía primaria ocasionado por esta demanda, sí depende del convertidor de energía primaria en energía útil y esta es la que interesa ahorrar.

Cuando un industrial desea cogenerar, puede tener dos formas de llevar a cabo la cogeneración, una con excedentes de energía eléctrica que vendería a CFE y otra sin éstos.

3.2.1 Ahorro energético sin excedentes

En la Figura 3.1 se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema convencional; la electricidad demandada se consume de la red nacional y el calor es proporcionado por una caldera. El consumo en energía primaria será:

$$LP_{seg} = LP_e + LP_q = \frac{L}{\eta_e} + \frac{Q}{\eta_q} \quad [3.1]$$

Donde:

- L es la demanda de energía eléctrica
- Q es la demanda de energía térmica
- LP_e es el consumo de energía primaria debido a la demanda de energía eléctrica
- LP_q es el consumo de energía primaria debido a la demanda de energía térmica
- η_e es el rendimiento global de la red nacional de producción y distribución de energía eléctrica
- η_q es el rendimiento global del sistema de producción de calor

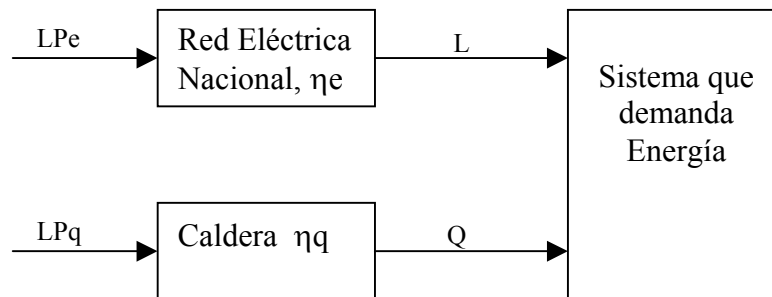


Figura 3.1
Flujo de energía en un sistema convencional.

En la Figura 3.2 se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema con cogeneración de calor y electricidad, que cubre la misma demanda que el sistema convencional anterior sin excedentes de energía eléctrica ni térmica. El consumo en energía primaria estará dado por la expresión:

$$LP_{ceg} = LP'_e + LP_{cg} + LP'_q = \frac{L_a}{\eta_e} + \frac{L_{cg}}{\eta_{cg}} + \frac{Q_a}{\eta'_q} \quad [3.2]$$

Siendo:

$$L_a = L - L_{cg} \quad [3.3]$$

$$\eta_g = \frac{L_{cg}}{LP} \quad [3.4]$$

$$Q_a = Q - Q_{cg} \quad [3.5]$$

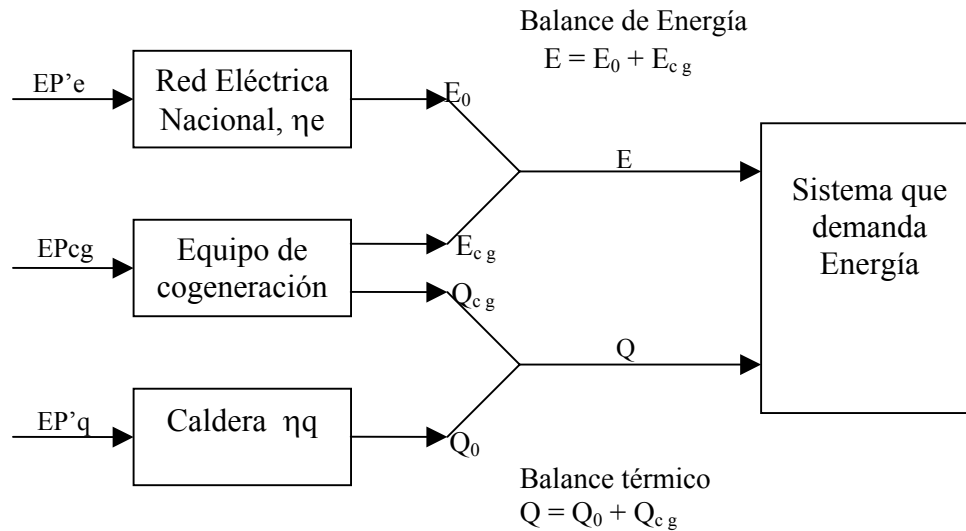


Figura 3.2
Flujo de energía en un sistema de cogeneración de calor y electricidad

Donde:

L_{cg} es la electricidad cogenerada

Q_{cg} es el calor cogenerado

L_a es la electricidad de apoyo tomada de la red nacional

Q_a es el calor de apoyo de producción convencional

LP'_q es el consumo de energía primaria debido a la demanda de energía térmica del sistema de cogeneración

LP_{cg} es el consumo de energía primaria debido al equipo de cogeneración

η_{cg} es el rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración

η'_q es el rendimiento del generador de calor convencional, que puede ser distinto de η'_q .

De lo anterior, el ahorro de energía primaria (A_{ep}), debido a la cogeneración, será:

$$A_{ep} = LP_{scg} - LP_{ccg} \quad [3.6]$$

3.2.2 Ahorro energético con excedentes de energía cogenerada

En la figura 3.3 se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema con cogeneración con excedentes de producción de energía cogenerada y que se puede vender a CFE.

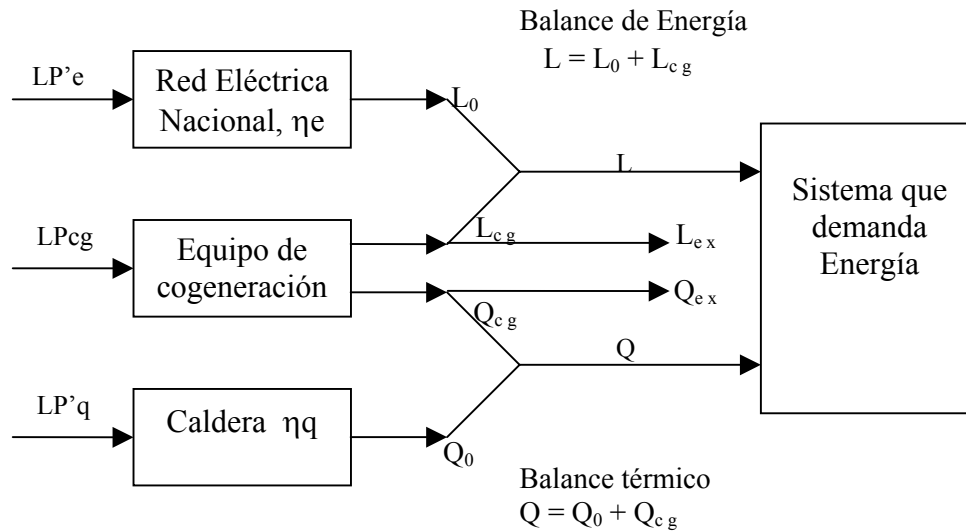


Figura 3.3
Flujo de energía en un sistema con cogeneración con excedentes de producción de energía cogenerada.

$$A'_{ep} = \frac{L_{ex}}{\eta_e} + \frac{Q_{ex}}{\eta''_q} \quad [3.7]$$

En este caso el consumo de energía esta dado por la ecuación [3.2], pero ahora se tendrá un ahorro extra de energía primaria debido a la energía exportada.

Siendo:

$$Q_{ex} = Q_a + Q_{cg} - Q \quad [3.8]$$

$$L_{ex} = L_a + L_{cg} - L \quad [3.9]$$

L_{ex} es la electricidad excedente

Q_{ex} es el calor excedente

η''_q es el rendimiento del sistema de generación de calor al cual se exporta el calor sobrante

Cuando existen excedentes de energía el ahorro de energía primaria será mayor ($A_{ep} + A'_{ep}$), en México esta segunda alternativa, aun no se encuentra favorable para el industrial, ya que aún faltan muchos puntos por definir en cuanto a la venta principalmente de excedentes eléctricos.

3.3 Análisis económico

El principal fundamento para decidir la viabilidad de un proyecto de cogeneración esta dado por la mejora que se pueda lograr con el desarrollo de la técnica de cogeneración en el proceso industrial dado. Así que la evaluación de la viabilidad económica tiene componentes técnicos y financieros, por tanto la identificación y evaluación de los costos que intervienen en el análisis de los esquemas de cogeneración, primero contra los convencionales y después entre ellos, ofrecen el mejor y más claro criterio de decisión.

Dentro de la evaluación de los beneficios de la cogeneración, existe la posibilidad de la venta de vapor excedente, que representa una de las mayores posibilidades para incrementar la viabilidad económica y financiera de los proyectos de cogeneración.

3.3.1 Índices económicos

a) Tasa de descuento

La tasa de descuento también llamada costo de oportunidad es la tasa de interés real que refleja el valor del dinero en el tiempo y se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valor presente. Así la tasa de descuento es el costo de oportunidad que el mismo inversionista le asigna a su dinero.

En este trabajo la tasa de interés es la tasa que el empresario tendrá que pagar por el dinero prestado para financiar el sistema de cogeneración, debido a que no siempre el empresario cuenta con el capital suficiente y tiene que recurrir a préstamos bancarios.

b) Moneda constante

Los análisis económicos se pueden realizar en moneda constante o corriente, sin embargo el uso de moneda constante tiene la ventaja de eliminar el manejo de la relación. De esta manera al evaluar proyectos de inversión en moneda constante se puede fácilmente hacer comparaciones entre cantidades de dinero que ocurren en diferentes periodos de tiempo. Así los diferentes valores de dinero deben de ser primeramente convertidos a dinero que tenga el mismo poder de compra.

c) Flujo de efectivo

Flujo de efectivo es el término que define los ingresos y gastos asociados al desarrollo de un proyecto que ocurren a lo largo de la vida útil del proyecto.

Una planta de cogeneración inicia su vida con un estudio de factibilidad técnica y económica cuando deja de ser conveniente su operación y por tanto es retirada. Durante este periodo son generados gastos e ingresos asociados a las diferentes fases del ciclo de vida de planta las cuales con frecuencia son denominadas: estudios de construcción, operación y retiro.

3.3.2 Criterios de evaluación

Existen diferentes criterios para evaluar un proyecto de cogeneración, los más importantes son:

a) Valor presente (VP)

El valor presente se define como el ingreso que obtendrá el inversionista o la empresa a valores actualizados.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Se basa en la suma de todos los flujos de efectivo del proyecto a un cierto periodo base (generalmente el inicio del proyecto). El VP de un proyecto de inversión esta dado por:

$$VP = \sum_{j=1}^n \left[\frac{F_j}{(1+k)^j} \right] - I_0 \quad [3.10]$$

Donde:

I_0 inversión inicial
 k tasa de descuento
 F_j flujo de efectivo en el periodo j
 n número de años que dura el proyecto

La formula anterior tiene una serie de características, primero considera el valor del dinero a través del tiempo al seleccionar un valor adecuado de k .

Criterio de decisión según el análisis del VP. El criterio de toma de decisión cuando se emplea el método del valor presente neto para tomar decisiones de aceptación-rechazo es el siguiente:

- Si $VP > 0$, el proyecto es viable, en este caso se toma el proyecto que tenga el más alto VP.
- Si $VP < 0$, se rechaza el proyecto.

La situación intermedia ($VP=0$) significa entonces que la realización del proyecto no cambia la situación del inversionista, por lo que su conveniencia dependerá de factores de naturaleza no financiera, como los intereses o gustos personales del inversionista.

b) Tasa interna de rendimiento (TIR)

La tasa interna de rendimiento (TIR) o criterio de rendimiento es quizá la técnica más empleada para evaluar las alternativas de inversión. La TIR se define como la tasa de descuento que iguala las alternativas de inversión. La TIR se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de la suma de los flujos de efectivo con la inversión inicial asociada a un proyecto. Esto significa que la TIR es una tasa que iguala a cero el VP de una oportunidad de inversión. Analíticamente, la TIR es igual a la tasa de descuento k , en la expresión.

$$0 = \sum_{j=1}^n \left[\frac{F_j}{(1 + TIR)^j} \right] - I_0 \quad [3.11]$$

Donde:

I_0 inversión inicial
 TIR tasa de descuento
 F_j flujo efectivo en el periodo j
 n número de años que dura el proyecto

Criterio de decisión según el método de la TIR. El criterio de decisión, cuando se utiliza la TIR en las decisiones de aceptación-rechazo es el siguiente:

- Si $TIR >$ tasa externa, la realización del proyecto es favorable para el inversionista.
- Si $TIR <$ tasa externa, la realización del proyecto no es favorable para el inversionista.

c) Relación costo/beneficio (C/B)

Este método como su nombre lo sugiere se basa en la relación de los beneficios a los costos asociados con un proyecto particular. Un proyecto se considera atractivo cuando los beneficios derivados desde su implantación exceden a los costos asociados. Por lo tanto el primer paso en análisis C/B es determinar qué elementos constituyen beneficios y cuáles costos. En general los beneficios son ventajas en términos de dinero que recibe el inversionista, y los costos son los gastos anticipados para construcción, operación y mantenimiento.

Una relación C/B mayor o igual a uno, indica que el proyecto evaluado es económicamente ventajoso.

d) Periodo de recuperación del capital

El periodo de recuperación simple de la inversión, se define como el cociente entre la inversión (I) y el ahorro anual (A_{ea}).

$$PR = \frac{I}{A_{ea}} \quad [3.12]$$

Este parámetro sirve para tener una idea aproximada de la bondad de la inversión y saber en cuánto tiempo se recuperará la inversión realizada en el sistema de cogeneración mediante los ahorros que este produzca, también sirve para comparar una instalación de cogeneración con otra.

En los sistemas de cogeneración el periodo de recuperación es un parámetro que se relaciona de manera importante con el factor de planta (horas de operación de planta), ya que el periodo de recuperación de capital invertido en una planta de cogeneración dependerá de las horas de funcionamiento de esta a lo largo del año. Esto se observa en la gráfica siguiente Figura 3.4, mientras más tiempo sea utilizado el equipo de cogeneración, el periodo de recuperación disminuye, por lo tanto las plantas de cogeneración deben ser diseñadas de tal manera que el funcionamiento de

sus equipos operen el mayor tiempo posible a lo largo del año.

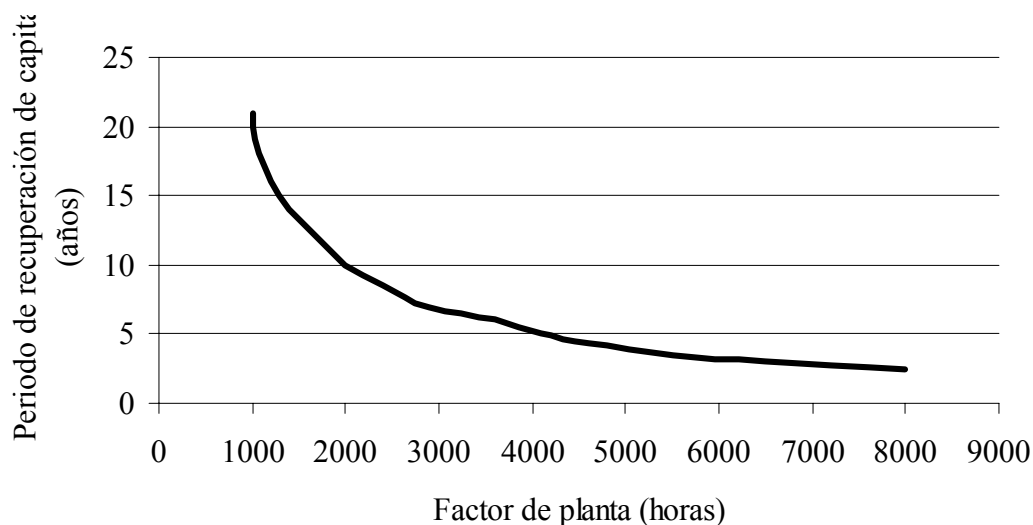


Figura 3.4
Variación del periodo de recuperación del capital frente al factor de planta.
Fuente: Lluís Jutglar, Cogeneración de calor y electricidad, 1996

3.3.3 Costos de generación

El costo total de generación está compuesto por la suma de los costos de inversión, combustible, operación y mantenimiento. A continuación se definen cada uno de ellos.

a) Costos de inversión

Una inversión es el gasto en el cual se incurre para la adquisición o instalación de un bien duradero, este estudio distingue tres elementos del costo unitario de inversión: costo unitario de inversión directo, costo de inversión directo más indirecto y costo unitario actualizado de inversión al inicio de la operación.

Costo unitario de inversión directo: se obtiene de dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de producción del equipo de cogeneración. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la instalación de cogeneración y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

Costos unitarios de inversión indirectos: son los costos de ingeniería, administración y control de obra.

Costo unitario actualizado de inversión al inicio de la operación: a partir de los costos unitarios directos e indirectos y mediante el uso de una tasa real de descuento, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la instalación. Esta tasa de descuento incluye el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción.

b) Costos de los combustibles

Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible. El costo de los energéticos a lo largo de la vida útil de una instalación de cogeneración, aún medido en moneda constante, es variable.

c) Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no están directamente relacionados con la energía generada; dentro de esta clase de costos se encuentran los siguientes:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro social
- Gastos generales
- Materiales del área de mantenimiento.

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica.

- Materiales
- Servicios de terceros
- Gastos generales

3.4 Costo nivelado

El costo nivelado es un concepto que expresa el costo marginal de largo plazo del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto o servicio.

La determinación del costo nivelado del MWh por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión, es definido como:

$$CI = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+k)^{-1}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+k)^{-1}} \quad [3.13]$$

Donde:

CI costo nivelado del MWh por concepto de inversión (\$/MWh)
 I_t inversión en el año t (pesos)
 GNA_t generación neta en el año t (MWh)
N Periodo de construcción (en años)
n vida económica de la planta (en años)
k tasa de descuento (como fracción de la unidad)

Si la generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la ecuación [3.13] puede expresarse como sigue:

$$CI = \left[\frac{k(1+k)^{n-1}}{(1+k)^n - 1} \right] \left[\frac{1}{GNA \times C} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-1} (1+k)^{-1} \right] \quad [3.14]$$

Donde:

C capacidad de la central expresada en MW
GNA generación neta unitaria anual en MWh/MW

$$GNA = (1 - up) \times fp \times 8760 \quad [3.15]$$

Donde:

up usos propios (como fracción de la unidad)
fp factor de planta (como fracción de la unidad)
8760 número de horas en un año

El factor $\frac{k(1+k)^{n-1}}{(1+k)^n - 1}$ es conocido como “como factor de recuperación del capital” y es denotado por el símbolo, $frc(k,n)$. Por lo tanto, el primer termino de la ecuación [3.14] puede escribirse como:

$$\frac{frc(k,n)}{1+k} \quad [3.16]$$

Así la ecuación [3.14] puede tomar la forma siguiente:

$$\overline{CI} = \left[\frac{I}{C} \right] \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k,n)}{(1+k)} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-t} W_t (1+k)^{-t} \right] \quad [3.17]$$

Donde:

$$I = \sum_{t=-N}^{-t} I$$

$$W_t = \frac{I_t}{I}$$

$$CU = \frac{I}{C} \quad \text{es el costo unitario por inversión por MW}$$

W_t factores del perfil o cronograma de inversión y se expresan como fracción de la unidad

$\sum_{t=-N}^{-t} w_t (1+k)^{-t}$ factor del valor presente y se le denota como $fvp(k,w)$

Por lo anterior la ecuación [3.17] puede escribirse de la siguiente manera:

$$\overline{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k,n)}{(1+k)} \right] [fvp(k+w)] \quad [3.18]$$

La expresión [3.18] involucra el producto del costo unitario de inversión (CU) por una expresión conocida como factor de costo nivelado.

Esta misma metodología con la que se obtiene el costo nivelado por concepto de inversión es empleada para obtener los costos nivelados por concepto de combustibles y de operación y mantenimiento.

3.4.1 Costo Nivelado por concepto de combustible

Para el cálculo del costo nivelado por concepto de combustible se debe considerar las expectativas de evolución de los precios de los combustibles. El costo de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande, aún medido en moneda constante es variable.

El costo nivelado del MWh por concepto de combustible se define como:

$$CC = \frac{\sum_{t=-n}^t \frac{D(t)}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{E(t)}{(1+k)^t}} \quad [3.19]$$

Donde:

- CC: costo nivelado por concepto de combustible
- E(t): producción de energía eléctrica en el año t(MWh)
- D(t): costo del combustible en el año t por el consumo de combustible en el año t(\$)

En la evaluación económica que en este trabajo se realiza se considera al gas natural como el combustible preferido por los desarrolladores de sistemas de cogeneración, debido a la tecnología mas eficiente y de menor intensidad de capital de los ciclos combinados y turbinas de gas que funcionan bien solamente con este energético. Asimismo, considerando que la vida útil de las plantas de cogeneración es de 30 años, se toma en cuenta el escenario medio de los precios del gas natural estimados por CFE en 2002 (COPAR, 2002) como los precios futuros de gas natural en la evaluación de este trabajo, cuyos datos aparecen en la tabla 3.3 y graficados en la figura 3.5.

Combustible	Unidad (U)	Poder Calorífico	Doméstico		Externos de Referencia		
			(\$/U)	(&/MJ)	(\$/U)	(dol/U)	(\$/MJ)
Gas Natural Nacional	1000ft ³	1.065	31.012	0.02911			
Gas Natural Importado	1000ft ³	1.084			32.26	3.36	0.02984

Tabla 3.3 Precios de los combustibles

Fuente: COPAR, CFE 2002

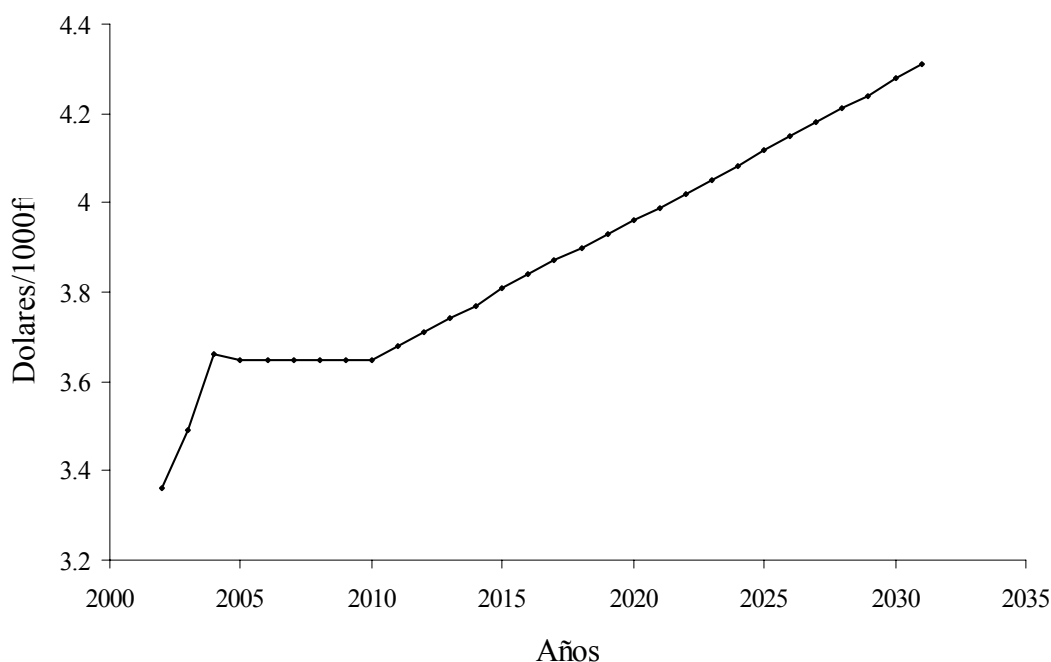


Figura 3.5 Precio del escenario medio de los combustibles

Fuente: COPAR, CFE 2002

El costo nivelado por concepto de operación y mantenimiento para este trabajo se considero como el 19.6% del costo de operación por concepto de inversión y combustible del sistema de generación.

3.4.2 Método del cálculo para el costo de producción de electricidad de sistemas de cogeneración

El método consiste en valorar la energía térmica (vapor) producida en un sistema de cogeneración a partir de los costos de producción de esta misma cantidad de vapor en

una “caldera equivalente”, que hipotéticamente nos proporcionaría la misma cantidad de vapor que se genera en la instalación de cogeneración.

Para realizar los cálculos del costo del calor generado se supone que la caldera equivalente utiliza el mismo combustible que el que se utiliza en la instalación de cogeneración.

Los costos de inversión equivalente de la cogeneración los cuales se definen como: costos de inversión total de la instalación. En este trabajo se completa este método considerando los costos de combustibles y de operación y mantenimiento.

Como parte del método se estima la energía térmica producida en la caldera equivalente que generaría la misma cantidad de energía térmica que la obtenida con los sistemas de cogeneración, como:

$$Q_t = m(h_s - h_{ent}) \quad [3.20]$$

donde:

m	flujo másico del vapor generado (t/h)
h_s	entalpía del vapor generado (KJ/kg) a la salida de la caldera eq.
h_{ent}	entalpía del agua de alimentación de la caldera eq. (KJ/kg)

El consumo de combustible debido a esta generación de energía térmica es:

$$C_t = \frac{Q_t}{\eta_{caldera}} \quad [3.21]$$

donde:

$\eta_{caldera}$	eficiencia de la caldera equivalente
C_e	consumo de combustible para la generación de energía eléctrica

Conociendo que el consumo de combustible del sistema de cogeneración es:

$$C_{totalCg} = C_t + C_e \quad [3.22]$$

Una vez calculada la cantidad de energía consumida en forma de combustible para la generación de energía térmica en la caldera equivalente, se estima el costo nivelado del combustible para la generación del MWh_t . Con el costo de inversión de la caldera equivalente se estima el costo nivelado de la inversión para generar el MWh_t . Por último el costo nivelado de operación y mantenimiento se calcula considerando que es igual a 20% de costo nivelado por concepto de combustible según la experiencia de fabricantes y usuarios.

Finalmente una vez obtenido el costo total del MWh_t de la “caldera equivalente” se obtiene el costo del MWh_e del sistema de cogeneración según la siguiente formula:

$$MWh_e = MWh_{tot. \text{ del sistema de cogeneración}} - MWh_t \text{ de la caldera equivalente}$$

3.4.3 Aplicación de la metodología

El primer paso para evaluar un proyecto de cogeneración es determinar los requisitos específicos de electricidad y de energía térmica de la instalación. Los factores típicos de evaluación de un proyecto de cogeneración son:

- Costo de inversión
- Costo de combustibles
- Costo de operación y mantenimiento

Los equipos que tienden a predominar en la cogeneración son las tecnologías de ciclos combinados y el turbogas. Estos sistemas tienen como características eficiencias altas en los procesos de cogeneración y utilizan como combustible gas natural.

La potencia de los sistemas evaluados en este trabajo son de 20 MW Y 69 MW. Los datos de los parámetros básicos que se utilizan en este estudio son iguales a los del COPAR.

En este trabajo se considera como hipótesis que los sistemas de cogeneración cubren las necesidades eléctricas y una parte de sus necesidades térmicas, y el faltante térmico se cubre con una caldera convencional.

Para fines de este estudio se decidió utilizar los datos de las tablas 3.4 y 3.5. Datos tomados de la publicación Costos y Parámetros de Referencia para Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico publicado por CFE en 2002.

Plantas de cogeneración	Potencia (MW)	Eficiencia (%)	Vida útil	Factor de planta (%)	Usos propios	\$Dol/MW de 2002
Ciclo combinado de gas	1x20	85	30	90	3.10	1,088,394
Turbogas industrial de gas	1x69	72	30	90	1.10	879,023

Tabla 3.4 Parámetros básicos para el cálculo del costo de generación en sistemas de cogeneración

Fuente: COPAR, CFE 2002

Plantas de Cogeneración	Potencia Bruta (MW)	Programa de Inversión		
		-3	-2	-1
Ciclo combinado de gas	1x20		73.80	26.20
Turbogas industrial de gas	1x51		10.50	89.50

Tabla 3.5 Programa de Inversión

Fuente: COPAR, CFE 2002

En la tabla 3.6 se reporta el funcionamiento para condiciones ISO (15°C Y 1.03 bar) de los diferentes sistemas de cogeneración evaluados en este trabajo.

Plantas de cogeneración	20 MW	69MW
Generación térmica (MW ht)	34.97	158.1
Factor de planta (h/año)	7884	7884
Eficiencia del sistema (%)	85	72
Régimen térmico Q/E (kJ/kWh)	11532	10872

Tabla 3.6 Comportamiento de los sistemas de cogeneración en condiciones ISO

Fuente: propia

a) PLANTA DE COGENERACIÓN 20MW

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

		Programa de inversión		
		-3	-2	-1
C	20MW		73.80%	26.20%
f.p.	90%			
CU	1088394			
k	10%			
n	30 años			
up	3.10%			
E(t)	157680MWh/año			
Consumo de gas anual	666656577.8 ft ³			

Costo Nivelado del MWh neto generado por concepto de inversión

1) Factor de recuperación del capital

$$\frac{frc(k, n)}{(1+k)} = \frac{k(1+k)^{n-1}}{(1+k)^n - 1}$$

$$frc(0.1, 30) = \frac{0.1(1+0.1)^{30-1}}{(1+0.1)^{30} - 1} = 9.6435 \times 10^{-2}$$

2) Factor del valor presente

$$fvp(k, w) = \sum_{t=-N}^{-t} w_t (1+k)^{-t}$$

$$fvp(0.1, w) = 0.738(1+0.1)^{-(-2)} + 0.262(1+0.1)^{-(-1)} = 1.18118$$

3) Generación Neta Anual por MW

$$GNA = (1 - up) \times fp \times 8760$$

$$GNA = (1 - 0.031) \times 0.9 \times 8760 = 7639.596 \text{ MWh} / \text{MW}$$

4) Costo Nivelado del MWh neto generado por concepto de inversión

$$\overline{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k, n)}{(1+k)} \right] [fvp(k + w)]$$

$$\overline{CI} = 1088394 \left[\frac{1}{7639.596} \right] [9.6435 \times 10^{-2}] [1.18118] = 16.2281 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

$$\boxed{\overline{CI}_{20MW} = 16.2281 \text{ Dol} / \text{MWh}}$$

Costo Nivelado del MW h neto generado por concepto de combustible

$$CC = \frac{\sum_{t=-n}^t \frac{D(t)}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{E(t)}{(1+k)^t}}$$

D(t)=Consumo de gas anual x Costo del combustible

Año	Dol/1000ft ³	Consumo de Gas ft ³	D(t)	D/(1+k)exp t	E(t)	E/(1+k)exp t
2002	3.36	666656577.8	2239966.1	2239966.10	157680	157680.00
2003	3.49	666656577.8	2326631.5	2115119.51	157680	143345.45
2004	3.66	666656577.8	2439963.1	2016498.41	157680	130314.05
2005	3.65	666656577.8	2433296.5	1828171.68	157680	118467.32
2006	3.65	666656577.8	2433296.5	1661974.26	157680	107697.56
2007	3.65	666656577.8	2433296.5	1510885.69	157680	97906.87
2008	3.65	666656577.8	2433296.5	1373532.44	157680	89006.25
2009	3.65	666656577.8	2433296.5	1248665.86	157680	80914.77
2010	3.65	666656577.8	2433296.5	1135150.78	157680	73558.88
2011	3.68	666656577.8	2453296.2	1040437.08	157680	66871.71
2012	3.71	666656577.8	2473295.9	953562.64	157680	60792.47
2013	3.74	666656577.8	2493295.6	873884.90	157680	55265.88
2014	3.77	666656577.8	2513295.3	800813.34	157680	50241.71
2015	3.81	666656577.8	2539961.6	735736.39	157680	45674.28
2016	3.84	666656577.8	2559961.3	674117.81	157680	41522.07
2017	3.87	666656577.8	2579961.0	617622.14	157680	37747.34
2018	3.9	666656577.8	2599960.7	565827.19	157680	34315.76
2019	3.93	666656577.8	2619960.4	518345.19	157680	31196.15
2020	3.96	666656577.8	2639960.0	474820.02	157680	28360.13
2021	3.99	666656577.8	2659959.7	434924.67	157680	25781.94
2022	4.02	666656577.8	2679959.4	398358.89	157680	23438.13
2023	4.05	666656577.8	2699959.1	364847.02	157680	21307.39
2024	4.08	666656577.8	2719958.8	334135.99	157680	19370.35
2025	4.12	666656577.8	2746625.1	306738.03	157680	17609.41
2026	4.15	666656577.8	2766624.8	280883.24	157680	16008.56
2027	4.18	666656577.8	2786624.5	257194.29	157680	14553.23
2028	4.21	666656577.8	2806624.2	235491.07	157680	13230.21
2029	4.24	666656577.8	2826623.9	215608.33	157680	12027.47
2030	4.28	666656577.8	2853290.2	197856.70	157680	10934.06
2031	4.31	666656577.8	2873289.9	181130.49	157680	9940.05
				25592300.14		1635079.46

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{D(t)}{(1+0.1)^t} = 25592300.14$$

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{E(t)}{(1+0.1)^t} = 1635079.46$$

$$CC = \frac{25592300.14}{1635079.46} = 15.6520 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

$$CC_{20MW} = 15.6520 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

Costo Nivelado del MWh neto generado por concepto de mano de obra y mantenimiento

$$O \& M = (CI + CC)(0.20)$$

$$O \& M = (16.2281 + 15.6520)(0.20) = 6.3760 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

$$O \& M_{20MW} = 6.3760 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TURBINA EQUIVALENTE

		Programa de inversión		
		-3	-2	-1
		67.60%	32.10%	0.30%
C	21.7111 MW			
f.p.	90%			
CU	79726.572			
k	10%			
n	30 años			
up	0.60%			
E(t)	167363.5MWh/año			
Consumo de gas anual	1071031.962ft ³			

Costo Nivelado del MWt por concepto de inversión

1) *Factor de recuperación del capital*

$$\frac{frc(k, n)}{(1+k)} = \frac{k(1+k)^{n-1}}{(1+k)^n - 1}$$

$$frc(0.1, 30) = \frac{0.1(1+0.1)^{30-1}}{(1+0.1)^{30} - 1} = 9.6435 \times 10^{-2}$$

2) *Factor del valor presente*

$$fvp(k, w) = \sum_{t=-N}^{-t} w_t (1+k)^{-t}$$

$$fvp(0.1, w) = 0.6760(1+0.1)^{-(-3)} + 0.3210(1+0.1)^{-(-2)} + .0030(1+0.1)^{-(-1)} = 1.2911$$

3) *Generación Neta Anual por MW*

$$GNA = (1 - up) \times fp \times 8760$$

$$GNA = (1 - 0.0060) \times 0.9 \times 8760 = 7836.696 MWh / MW$$

4) *Costo Nivelado del MW h neto generado por concepto de inversión*

$$\overline{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k, n)}{(1+k)} \right] [fvp(k + w)]$$

$$\overline{CI} = 79726.57 \left[\frac{1}{7836.696} \right] [9.6435 \times 10^{-2}] [1.2911] = 1.2666 Dol / MWh$$

$$\boxed{\overline{CI}_{T.EQ.20MW} = 1.2666 Dol / MWh}$$

Costo Nivelado del MWt por concepto de combustible

$$CC = \frac{\sum_{t=-n}^t \frac{D(t)}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{E(t)}{(1+k)^t}}$$

D(t)=Consumo de gas anual x Costo del combustible

Año	Dol/1000ft ³	Consumo de Gas ft ³	D(t)	D/(1+k)exp t	E(t)	E/(1+k)exp t
2002	3.36	1074031.96	3608.7	3608.75	167363.5	167363.50
2003	3.49	1074031.96	3748.4	3407.61	167363.5	152148.64
2004	3.66	1074031.96	3931.0	3248.72	167363.5	138316.94
2005	3.65	1074031.96	3920.2	2945.32	167363.5	125742.67
2006	3.65	1074031.96	3920.2	2677.56	167363.5	114311.52
2007	3.65	1074031.96	3920.2	2434.15	167363.5	103919.57
2008	3.65	1074031.96	3920.2	2212.86	167363.5	94472.33
2009	3.65	1074031.96	3920.2	2011.69	167363.5	85883.94
2010	3.65	1074031.96	3920.2	1828.81	167363.5	78076.31
2011	3.68	1074031.96	3952.4	1676.22	167363.5	70978.46
2012	3.71	1074031.96	3984.7	1536.26	167363.5	64525.87
2013	3.74	1074031.96	4016.9	1407.89	167363.5	58659.89
2014	3.77	1074031.96	4049.1	1290.17	167363.5	53327.17
2015	3.81	1074031.96	4092.1	1185.32	167363.5	48479.24
2016	3.84	1074031.96	4124.3	1086.05	167363.5	44072.04
2017	3.87	1074031.96	4156.5	995.03	167363.5	40065.49
2018	3.9	1074031.96	4188.7	911.59	167363.5	36423.17
2019	3.93	1074031.96	4220.9	835.09	167363.5	33111.98
2020	3.96	1074031.96	4253.2	764.97	167363.5	30101.80
2021	3.99	1074031.96	4285.4	700.70	167363.5	27365.27
2022	4.02	1074031.96	4317.6	641.78	167363.5	24877.52
2023	4.05	1074031.96	4349.8	587.79	167363.5	22615.93
2024	4.08	1074031.96	4382.1	538.32	167363.5	20559.93
2025	4.12	1074031.96	4425.0	494.18	167363.5	18690.85
2026	4.15	1074031.96	4457.2	452.52	167363.5	16991.68
2027	4.18	1074031.96	4489.5	414.36	167363.5	15446.98
2028	4.21	1074031.96	4521.7	379.39	167363.5	14042.71
2029	4.24	1074031.96	4553.9	347.36	167363.5	12766.10
2030	4.28	1074031.96	4596.9	318.76	167363.5	11605.55
2031	4.31	1074031.96	4629.1	291.81	167363.5	10550.50
				41231.05		1735493.54

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{D(t)}{(1+0.1)^t} = 41231.05$$

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{E(t)}{(1+0.1)^t} = 1735493.54$$

$$CC = \frac{41231.05}{1735493.54} = 0.02375 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

$$\boxed{CC_{T.EQ.20MW} = 0.02375 \text{ Dol} / \text{MWh}}$$

Costo Nivelado del MWh neto generado por concepto de mano de obra y mantenimiento

$$O \& M = (CI + CC)(0.20)$$

$$O \& M = (1.2666 + .02375)(0.20) = 0.2580 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

$$\boxed{O \& M_{T.EQ.20MW} = 0.2580 \text{ Dol} / \text{MWh}}$$

b) PLANTA DE COGENERACIÓN 69MW

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

		Programa de inversión		
		-3	-2	-1
C	69MW		10.50%	89.50%
f.p.	90%			
CU	891950.44Dol/MW			
k	10%			
n	30 años			
up	1.30%			
E(t)	536112MWh/año			
Consumo de gas anual	2675885430 ft ³			

Costo Nivelado del MWh neto generado por concepto de inversión

1) *Factor de recuperación del capital*

$$frc(0.1,30) = \frac{0.1(1+0.1)^{30-1}}{(1+0.1)^{30} - 1} = 9.6435 \times 10^{-2}$$

2) *Factor del valor presente*

$$fvp(0.1, w) = 0.1050(1+0.1)^{-(-2)} + 0.8950(1+0.1)^{-(-1)} = 1.1115$$

3) *Generación Neta Anual por MW*

$$GNA = (1 - 0.013) \times 0.9 \times 8760 = 7781.508 MWh / MW$$

4) *Costo Nivelado del MW h neto generado por concepto de inversión*

$$\overline{CI} = 891950.044 \left[\frac{1}{7781.508} \right] [9.6435 \times 10^{-2}][1.1115] = 12.2868 \text{Dol} / MWh$$

$$\boxed{\overline{CI}_{69MW} = 12.2868 \text{Dol} / MWh}$$

Costo Nivelado del MW h neto generado por concepto de combustible

$$CC = \frac{\sum_{t=-n}^t \frac{D(t)}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{E(t)}{(1+k)^t}}$$

D(t)=Consumo de gas anual x Costo del combustible

Año	Dol/1000ft ³	Consumo de Gas ft ³	D(t)	D/(1+k)exp t	E(t)	E/(1+k)exp t
2002	3.36	2675885430	8990975.0	8990975.04	536112	536112.00
2003	3.49	2675885430	9338840.2	8489854.68	536112	487374.55
2004	3.66	2675885430	9793740.7	8094000.56	536112	443067.77
2005	3.65	2675885430	9766981.8	7338078.00	536112	402788.88
2006	3.65	2675885430	9766981.8	6670980.00	536112	366171.71
2007	3.65	2675885430	9766981.8	6064527.27	536112	332883.37
2008	3.65	2675885430	9766981.8	5513206.61	536112	302621.25
2009	3.65	2675885430	9766981.8	5012006.01	536112	275110.23
2010	3.65	2675885430	9766981.8	4556369.10	536112	250100.20
2011	3.68	2675885430	9847258.4	4176198.83	536112	227363.82
2012	3.71	2675885430	9927534.9	3827494.48	536112	206694.38
2013	3.74	2675885430	10007811.5	3507676.88	536112	187903.99
2014	3.77	2675885430	10088088.1	3214375.75	536112	170821.80
2015	3.81	2675885430	10195123.5	2953164.12	536112	155292.55
2016	3.84	2675885430	10275400.1	2705833.98	536112	141175.05
2017	3.87	2675885430	10355676.6	2479066.65	536112	128340.95
2018	3.9	2675885430	10435953.2	2271167.47	536112	116673.59
2019	3.93	2675885430	10516229.7	2080579.99	536112	106066.90
2020	3.96	2675885430	10596506.3	1905874.80	536112	96424.46
2021	3.99	2675885430	10676782.9	1745739.31	536112	87658.60
2022	4.02	2675885430	10757059.4	1598968.34	536112	79689.63
2023	4.05	2675885430	10837336.0	1464455.40	536112	72445.12
2024	4.08	2675885430	10917612.6	1341184.74	536112	65859.20
2025	4.12	2675885430	11024648.0	1231212.38	536112	59872.00
2026	4.15	2675885430	11104924.5	1127434.10	536112	54429.09
2027	4.18	2675885430	11185201.1	1032349.30	536112	49480.99
2028	4.21	2675885430	11265477.7	945235.01	536112	44982.72
2029	4.24	2675885430	11345754.2	865427.86	536112	40893.38
2030	4.28	2675885430	11452789.6	794174.79	536112	37175.80
2031	4.31	2675885430	11533066.2	727037.67	536112	33796.18
				102724649.15		5559270.17

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{D(t)}{(1+0.1)^t} = 102724649.15$$

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{E(t)}{(1+0.1)^t} = 5559270.17$$

$$CC = \frac{102724649.15}{5559270.17} = 18.4780 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

$$CC_{69MW} = 18.4780 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

Costo Nivelado del MWh neto generado por concepto de mano de obra y mantenimiento

$$O \& M = (CI + CC)(0.20)$$

$$O \& M = (12.2868 + 18.4780)(0.20) = 6.1529 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

$$O \& M_{69MW} = 6.1529 \text{ Dol} / \text{MWh}$$

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TURBINA EQUIVALENTE

		Programa de inversión		
		-3	-2	-1
		80%	70.40%	26.90%
C	144.9 MW			
f.p.	80%			
CU	28598.849Dol/MW			
k	10%			
n	30 años			
up	0.60%			
E(t)	789026.7MWh/año			
Consumo de gas anual	3682523.12ft ³			

Costo Nivelado del MWt por concepto de inversión

1) *Factor de recuperación del capital*

$$frc(0.1,30) = \frac{0.1(1+0.1)^{30-1}}{(1+0.1)^{30} - 1} = 9.6435 \times 10^{-2}$$

5) *Factor del valor presente*

$$fvp(0.1, w) = 0.704(1+0.1)^{-(-2)} + 0.296(1+0.1)^{-(-1)} = 1.1774$$

6) *Generación Neta Anual por MW*

$$GNA = (1 - 0.0060) \times 0.8 \times 8760 = 6965.952 MWh / MW$$

7) *Costo Nivelado del MW h neto generado por concepto de inversión*

$$\overline{CI} = 28598.849 \left[\frac{1}{6965.952} \right] [9.6435 \times 10^{-2}] [1.1774] = 0.4661 Dol / MWh$$

$$\boxed{\overline{CI}_{T.EQ.69MW} = 0.46611 Dol / MWh}$$

Costo Nivelado del MWt por concepto de combustible

$$CC = \frac{\sum_{t=-n}^t \frac{D(t)}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{E(t)}{(1+k)^t}}$$

D(t)=Consumo de gas anual x Costo del combustible

Año	Dol/1000ft ³	Consumo de Gas ft ³	D(t)	D/(1+k)exp t	E(t)	E/(1+k)exp t
2002	3.36	3682523.12	12373.3	12373.28	789026.74	789026.74
2003	3.49	3682523.12	12852.0	11683.64	789026.74	717297.04
2004	3.66	3682523.12	13478.0	11138.87	789026.74	652088.21
2005	3.65	3682523.12	13441.2	10098.58	789026.74	592807.47
2006	3.65	3682523.12	13441.2	9180.53	789026.74	538915.88
2007	3.65	3682523.12	13441.2	8345.93	789026.74	489923.53
2008	3.65	3682523.12	13441.2	7587.21	789026.74	445385.02
2009	3.65	3682523.12	13441.2	6897.47	789026.74	404895.48
2010	3.65	3682523.12	13441.2	6270.42	789026.74	368086.80
2011	3.68	3682523.12	13551.7	5747.24	789026.74	334624.36
2012	3.71	3682523.12	13662.2	5267.35	789026.74	304203.96
2013	3.74	3682523.12	13772.6	4827.23	789026.74	276549.06
2014	3.77	3682523.12	13883.1	4423.59	789026.74	251408.24
2015	3.81	3682523.12	14030.4	4064.11	789026.74	228552.94
2016	3.84	3682523.12	14140.9	3723.74	789026.74	207775.40
2017	3.87	3682523.12	14251.4	3411.66	789026.74	188886.73
2018	3.9	3682523.12	14361.8	3125.55	789026.74	171715.21
2019	3.93	3682523.12	14472.3	2863.27	789026.74	156104.73
2020	3.96	3682523.12	14582.8	2622.84	789026.74	141913.39
2021	3.99	3682523.12	14693.3	2402.47	789026.74	129012.18
2022	4.02	3682523.12	14803.7	2200.48	789026.74	117283.80
2023	4.05	3682523.12	14914.2	2015.37	789026.74	106621.63
2024	4.08	3682523.12	15024.7	1845.72	789026.74	96928.76
2025	4.12	3682523.12	15172.0	1694.38	789026.74	88117.05
2026	4.15	3682523.12	15282.5	1551.56	789026.74	80106.41
2027	4.18	3682523.12	15392.9	1420.71	789026.74	72824.01
2028	4.21	3682523.12	15503.4	1300.82	789026.74	66203.65
2029	4.24	3682523.12	15613.9	1190.99	789026.74	60185.13
2030	4.28	3682523.12	15761.2	1092.93	789026.74	54713.76
2031	4.31	3682523.12	15871.7	1000.54	789026.74	49739.78
				141368.49		8181896.35

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{D(t)}{(1+0.1)^t} = 141368.49$$

$$\sum_{t=0}^{29} \frac{E(t)}{(1+0.1)^t} = 8181896.35$$

$$CC = \frac{141368.49}{8181896.35} = 0.01727 \text{Dol} / \text{MWh}$$

$$\boxed{CC_{T.EQ.69MW} = 0.01727 \text{Dol} / \text{MWh}}$$

Costo Nivelado del MWh neto generado por concepto de mano de obra y mantenimiento

$$O \& M = (0.4661 + .01727)(0.20) = 0.09668 \text{Dol} / \text{MWh}$$

$$\boxed{O \& M_{T.EQ.69MW} = 0.09668 \text{Dol} / \text{MWh}}$$

RESULTADOS

La tabla 3.7 muestra la estructura de costos de generación eléctrica calculados en los sistemas de cogeneración mencionados anteriormente.

Sistema de cogeneración	Inversión Dol/MWh	Combustibles Dol/MWh	O&M Dol/MWh	Total Dol/MWh
Ciclo combinado 20MW	16.2281	15.6520	6.3760	38.2561
Turbogas 69MW	12.2868	18.4780	6.15290	36.9177

Tabla 3.7 Costos Unitarios de generación total de un sistema de cogeneración

En la tabla 3.8 se muestran los costos unitarios de generación de vapor obtenidos a partir de la generación con una caldera equivalente.

Sistema de cogeneración	Caldera Equivalente (MWht)	Inversión Dol/MWh	Combustibles Dol/MWh	O&M Dol/MWh	Total Dol/MWh
Ciclo combinado 20MW	34.97	1.2666	0.0238	0.2580	1.54835
Turbogas 69MW	158.1	0.4661	0.0173	0.09668	0.58005

Tabla 3.8 Costos Unitarios de generación de calor en una caldera equivalente

Los costos unitarios totales de generación eléctrica de los sistemas de cogeneración, se comparan en la tabla 3.9 con la tarifa en media tensión (H-M), para la región central del país la cual es una tarifa representativa para el sector industrial en el consumo de energía.

Sistema de cogeneración	Inversión Dol/MWh	Combustibles Dol/MWh	O&M Dol/MWh	Total Dol/MWh	Tarifa (H-M) Dol/MWh
Ciclo combinado 20MW	14.9615	15.62825	6.118	36.70775	42.02
Turbogas 69MW	11.8207	18.46073	6.05622	36.33765	

Tabla 3.9 Costo unitario totales de generación eléctrica

Esta comparación se realizó para mostrar el industrial interesado en cogenerar, la diferencia que existe en seguir facturando a las compañías eléctricas o implantar sistemas de cogeneración, del que además obtendrán vapor para proceso.

3.5 Ambientales

La combustión ha sido la forma generalizada de obtener la energía necesaria para satisfacer los requerimientos de las actividades del hombre. La diversificación y magnitud de los procesos de combustión han hecho que los efectos secundarios generados sean un problema a nivel mundial.

El desarrollo de la cogeneración y su nivel de crecimiento representa una reducción en el consumo de combustible que hace la industria, lo que significa para ella ahorros en la factura para dar abasto a su demanda energética. Este desarrollo a nivel país se refleja como una preservación del recurso natural, de inversiones y de reducción en las emisiones de gases contaminantes. La cogeneración como técnica de optimización de los recursos energéticos permite reducir las emisiones por medio del método indirecto en forma natural, al mejorar la eficiencia en el aprovechamiento del poder calorífico de los combustibles.

El valor del índice de emisión ofrece la calidad del combustible, por tanto el uso de combustibles de mayor contenido energético y menores impurezas es más benévolo con el medio ambiente. Así que el gas natural es una excelente alternativa para reducir las emisiones desde el campo de la selección del combustible.

La proyección en la reducción de las emisiones contaminantes debidas al desarrollo de la cogeneración depende del nivel de crecimiento que esta técnica logre alcanzar. La evaluación del equivalente en unidades reducidas de emisiones esta en función del tipo de combustible usado y de la cantidad usada antes y después del desarrollo.

3.4.1 Mitigación de emisiones

La reducción promedio en los consumos de energía de entre 22 y 31% con el uso de la cogeneración, respecto a la forma convencional, implica una reducción en las emisiones de gases a la atmósfera proporcional a la reducción en el consumo de combustible para obtener los mismos niveles de energéticos.

La mitigación debido a la reducción en el consumo de combustible o cualquier acción que mejore la operación de los equipos se define como litigación indirecta vía mejoras en la eficiencia.

La cogeneración al ser un cambio en la eficiencia en los procesos y equipos, que a su vez requiere de la realización de cambios estructurales en la organización del mercado eléctrico y de los combustibles, ofrece la posibilidad de reducir la intensidad energética de la empresa y la del país. Además la cogeneración induce el desarrollo del mercado de combustibles más limpios y también disminuye las emisiones de gases industriales y per capita.

En materia de tendencias de uso de combustibles, la política oficial promueve el uso del gas natural en forma mucho más generalizada, de esta forma dentro de la industria eléctrica esta tendencia se proyecta en el cambio en el uso de combustibles. Ver Tabla 3.10.

Combustibles	2004	2013
Carbón	17.90%	14%
Diesel	1.60%	0.30%
Combustoleo	39.30%	20.20%
Gas Natural	34.50%	55.70%
Uranio	5.70%	Libre

Tabla 3.10
Proporción de uso de combustibles en la generación

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013

Sin embargo como podemos ver, la mejor alternativa para reducir las emisiones contaminantes es usar como combustible el gas, como vemos en la siguiente figura 3.6, el principal combustible usado para la generación de electricidad de acuerdo a la Figura 3.6 es el combustoleo, aunque se prevé que en un futuro sea desplazado por el gas natural.

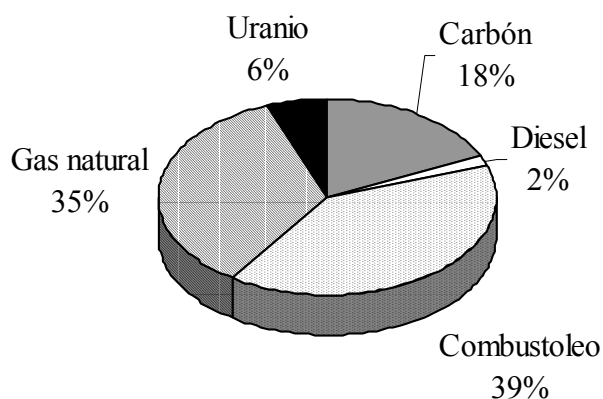


Figura 3.6
Proporción de uso de combustibles usados en la generación eléctrica

Fuente: Balance Nacional de energía 2004

La disminución de los efectos secundarios por el uso de combustibles se debe atacar desde el uso de la energía, la calidad de los combustibles, los sistemas de combustión, la eliminación de contaminantes emitidos sin control, la remediación de zonas dañadas, la limpieza de la atmósfera, con leyes y normas para su control, con programas de vigilancia, y con la concientización de la población. Todo con el fin de ofrecer a las generaciones actuales y venideras un ambiente sano, tal como nosotros lo recibimos. En el entendido de que desarrollo y riqueza no están distanciados.

Capítulo 4

PANORAMA DE LA COGENERACIÓN INDUSTRIAL EN MÉXICO.

Las modificaciones a la Ley del Servicio público de Energía Eléctrica (LSPEE) de diciembre de 1992, facilitan la participación del sector privado en el sector eléctrico, incluyendo la generación de energía eléctrica por cogeneración, muchas empresas han encontrado en esta una opción para cubrir sus necesidades energéticas a costos competitivos, sin embargo el número de proyectos en operación es aún muy inferior al potencial nacional de cogeneración identificado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) en la década pasada.

Las modificaciones de los conceptos contenidos en los Artículos del Reglamento de la LSPEE, cuyo estricto y cabal cumplimiento promoverían el desarrollo de la cogeneración, hasta la fecha no se han traducido en nada relevante en cuanto al desarrollo de estos sistemas a pesar de que tanto el gobierno como la iniciativa privada están de acuerdo en que la cogeneración es un esquema que tiene beneficios ambientales, que reduce el consumo de energéticos primario y que es conveniente para el país promoverla.

4.1 Potencial de cogeneración industrial en México.

El aprovechamiento del potencial de cogeneración de la industria particular implica para ellas primeramente un cambio tecnológico en sus sistemas de abasto energético, incorporando una técnica que les permite mejorar la eficiencia global de generación y abasto de sus requerimientos energéticos. Este cambio tecnológico en la industria se refleja como un cambio socio-tecnológico en el país al incorporar todo un proceso de asimilación tecnológica, de su fomento, mantenimiento y de exportación de esos conocimientos.

Una buena implementación debe ser planeada, controlada y regulada bajo un sistema que fomente, desarrolle y proyecte a futuro las ventajas y beneficios a todos los actores de estos procesos, anteponiendo el interés nacional sobre el de grupo o particular.

En la siguiente tabla 4.1 se muestran los permisos de cogeneración otorgados por la CRE. Aún cuando ya son varios suman la cantidad de 38 proyectos de cogeneración con una capacidad instalada total de 1743.21 MW

El potencial nacional de cogeneración reportado por la CONAE en 1995 con un escenario bajo es de 7586 MW por lo que se aprecia que a diez años de esa estimación se logra el desarrollo de tan solo el 23% tomando en cuenta a PEMEX.

Permisionario	Fecha	Capacidad (MW)	Actividad Económica	Ubicación De La Planta
Fabrica La Estrella S.A. De C.V.	06/09/94	8.38	Textil	Coahuila
Productora De Papel S.A. De C.V.	20/07/94	18.46	Papelero	Nuevo León
Fersinsa Gist-Brocades S.A. De C.V.	20/07/94	5.30	Alimentos	Coahuila
Almidones Mexicanos S.A. De C.V.	05/10/94	12.00	Alimentos	Jalisco
Industrias Monfel S.A. De C.V.	15/11/94	2.55	Químico	San Luis Potosí
Cartones Ponderosa S.A. De C.V.	15/11/94	10.50	Papelero	Querétaro
Rhodia Fosfatados de México	01/03/95	6.25	Petroquímico	Veracruz
Corrugados Estrella, S.A. De C.V.	27/03/95	35.00	Papelero	Hidalgo
Aceitera La Junta, S.A. De C.V.	27/03/95	2.33	Alimentos	Jalisco
Enertek, S.A. De C.V.	24/05/96	120.00	Petroquímico	Tamaulipas
Energía Bidarena, S. De R.L. De C.V.	21/06/96	3.15	Papelero	Estado De México
Celulosa Y Corrugados De Sonora	02/08/96	4.00	Papelero	Sonora
PGPB, Complejo Procesador Cactus	23/01/98	120.70	Petroquímico	Chiapas
Pemex-Petroquímica, Morelos	13/02/98	172.00	Petroquímico	Veracruz
Pemex-Petroquímica, Cangrejera	13/02/98	163.50	Petroquímico	Veracruz
Pemex-Petroquímica, Pajaritos	13/02/98	58.50	Petroquímico	Veracruz
Basf Mexicana, S.A. De C.V.	26/06/98	10.60	Químico	Tamaulipas
Papelera Industrial Potosina, S.A. De C.V.	09/10/98	6.53	Papelero	San Luis Potosí
Zacapu Power, S. De R.L. De C.V.	09/08/99	10.00	Textil	Michoacán
Grupo Celanese, Complejo Ocotlán	09/08/99	13.30	Textil	Jalisco
Compañía De Nitrogeno De Cantarel	03/09/99	306.00	Petrolero	Campeche
Energía Eléctrica De Quintana Roo	27/09/99	114.50	Turismo	Quintana Roo
Celulosa De Fibras Mexicanas	05/11/99	6.64	Papelero	Tlaxcala
Grupo Primex, S.A. De C.V.	07/01/00	16.30	Químico	Tamaulipas
Tractebel Energía De Monterrey,	02/06/00	284.02	Indust. Diversas	Nuevo León
Agro energía, S.A. De C.V.	14/08/00	12.00	Químico	Querétaro
Becton Dickinson De México	09/02/01	6.54	Farmacéutica	Estado De México
Syntex, S.A. De C.V.	12/03/01	5.00	Químico	Morelos
Bioenergía De Nuevo Leon S.A. De C.V.	24/10/02	8.48	Municipal	Nuevo León
Tratimex, S.A. De C.V.	07/11/02	75.09	Servicios	Hidalgo
Trigen Altamira, S.A. De C.V.	11/09/03	27.53	Químico	Tamaulipas
Prup, S.A. De C.V.	18/03/04	5.21	Indust. Diversas	Hidalgo
Conservas La Costeña. Y Jugomex,	03/06/04	0.97	Alimentos	Estado De México
Cartones Ponderosa S.A. De C.V.	19/05/05	19.99	Papelero	Querétaro
Generadora Petrocel S.A. De C.V.	09/06/05	16.38	Químico	Tamaulipas
Productora Nacional De Papel	09/06/05	13.09	Papelero	San Luis Potosí
Piasa Cogeneración, S.A. De C.V.	04/08/05	40.00	Indust. Diversas	Veracruz
Cobielec, S.A. De C.V.	04/08/05	2.42	Indust. Diversas	Puebla

Tabla 4.1.
Permisos otorgados por la CRE para cogeneración
Fuente: Comisión reguladora de Energía, 2005

El potencial nacional de cogeneración reportado por la CONAE en 1995 con un escenario bajo es de 7586 MW distribuido en porcentaje por sectores como se muestra en la siguiente figura 4.1.

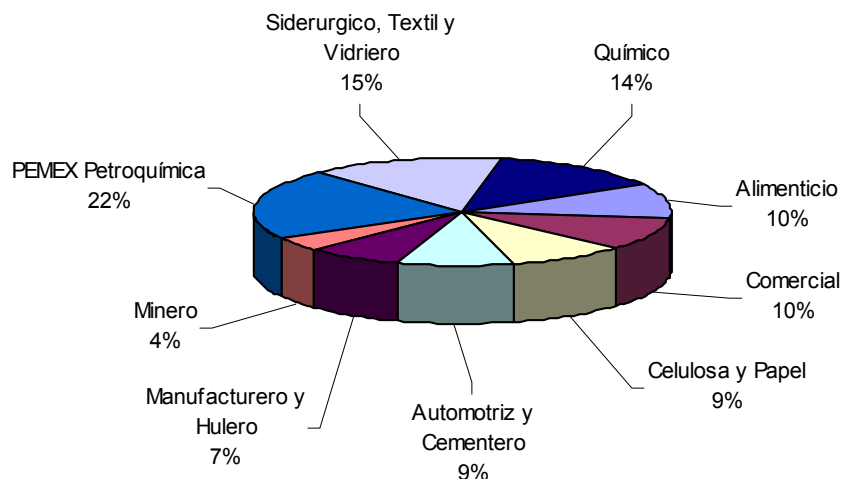


Figura 4.1.
Distribución del potencial nacional de cogeneración por sector
 Fuente: CONAE, 1995

En la siguiente figura 4.2 se reporta la distribución por sector de la capacidad instalada de cogeneración para los proyectos autorizados por la CRE.

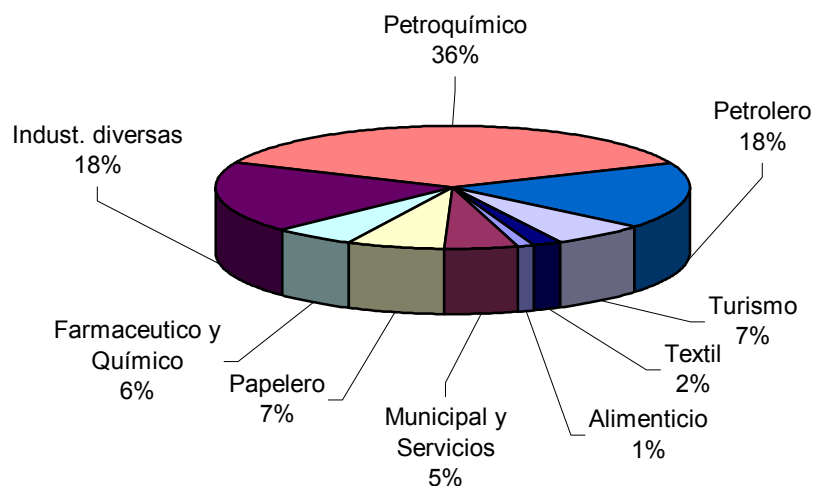


Figura 4.2
Distribución por sector industrial de la capacidad instalada de cogeneración.
 Fuente: CRE, 2005

El potencial máximo teórico de cogeneración, no se ha podido desarrollar al 100% aunque el marco regulatorio de 1992 permite una apertura para que la iniciativa privada tenga más oportunidades en el ámbito de la cogeneración eléctrica en particular con las modalidades de establecimientos asociados, los resultados en términos de permisos y sobre todo de proyectos en construcción o construidos siguen siendo escasos, por lo que se deduce que aún hay obstáculos que no permiten el desarrollo de la cogeneración.

Se observa que el ramo industrial que tiene una mayor aportación de potencia es el Petroquímico seguido por el Petrolero los cuales suman el 54% de la capacidad instalada, este porcentaje podría ser resultado de la iniciativa de ley presentada al Senado en 2003 la cual obliga a PEMEX a destinar parte de sus recursos para el desarrollo de proyectos de cogeneración.

Es necesario que los elementos que intervienen en el desarrollo e implementación de los proyectos de cogeneración, estén caracterizados por la cultura del cambio, la estabilidad financiera, la objetividad en planteamientos así como una estabilidad social y política, por tanto, además del motivo económico de ganar más dinero y tener los mayores rendimientos posibles, los empresarios deben encontrar en los proyectos de cogeneración algo más que los haga ser más participativos ya que en México además de mano de obra barata, las empresas reciben la energía eléctrica y los combustibles a precios bajos, por lo que comparando sus costos con los que tendría en otro lugar, les resulta igual o incluso más económico recibir la energía en esta forma.

4.2 Marco regulatorio.

La LSPEE de 1992 es clara en el sentido de que la prestación del servicio público es responsabilidad exclusiva de la CFE, sin embargo se modificó el Artículo 3° a fin de ampliar los rubros que no serán considerados como servicio público, siendo los siguientes:

- I. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE.
- II. La generación de energía eléctrica para su exportación, la cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

Así en el Artículo 36 de la nueva LSPEE se establece de manera más amplia la posibilidad de otorgar permisos de cogeneración para la satisfacción de necesidades

energéticas propias mediante el aprovechamiento conjunto de diversas formas de energía y podrán realizarla personas físicas o morales distintas a CFE.

Artículo 36 Fracción II. De cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:

- a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energéticas y económicas de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.
- b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del Artículo 36 Bis.

A partir de este Artículo el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, define jurídicamente lo que se debe entender por cogeneración, así en el Artículo 103 de dicho Reglamento señala lo siguiente:

Artículo 103. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 36, Fracción II, de la LSPEE, se entiende por cogeneración:

- I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
- III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

Con estas definiciones se tiene una mayor certidumbre jurídica con respecto a la cogeneración. Sin embargo, para desarrollarla es necesario un permiso de cogeneración de la Secretaría de Energía (SENER), a través de la CRE, previo cumplimiento de los requisitos que se encuentran previstos en la propia Ley.

4.3 Esquemas de cogeneración

Los interesados en obtener un permiso de cogeneración deben presentar un proyecto de generación que cumpla con alguna de las tres definiciones que establece la Ley.

El permiso de cogeneración define dos figuras principales: el operador del proceso y los establecimientos asociados. El operador del proceso es aquél que lleva a cabo los procesos que dan lugar a la cogeneración y se definen según el esquema a utilizar.

Los establecimientos asociados a la cogeneración son las instalaciones de las personas físicas o morales que cumplan con alguno de los supuestos siguientes:

- a) sean el operador del proceso,
- b) sean socios de la sociedad de cogeneración, y
- c) sean copropietarios de la planta de cogeneración.

4.3.1. Esquema 1

La generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, a partir de una fuente energética primaria común, siempre que el vapor o la energía térmica secundaria se destine al proceso que da lugar a la cogeneración y la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración.

En este caso el operador del proceso es quien aprovecha la energía térmica producida en el proceso de cogeneración. Ver la siguiente Figura 4.2.

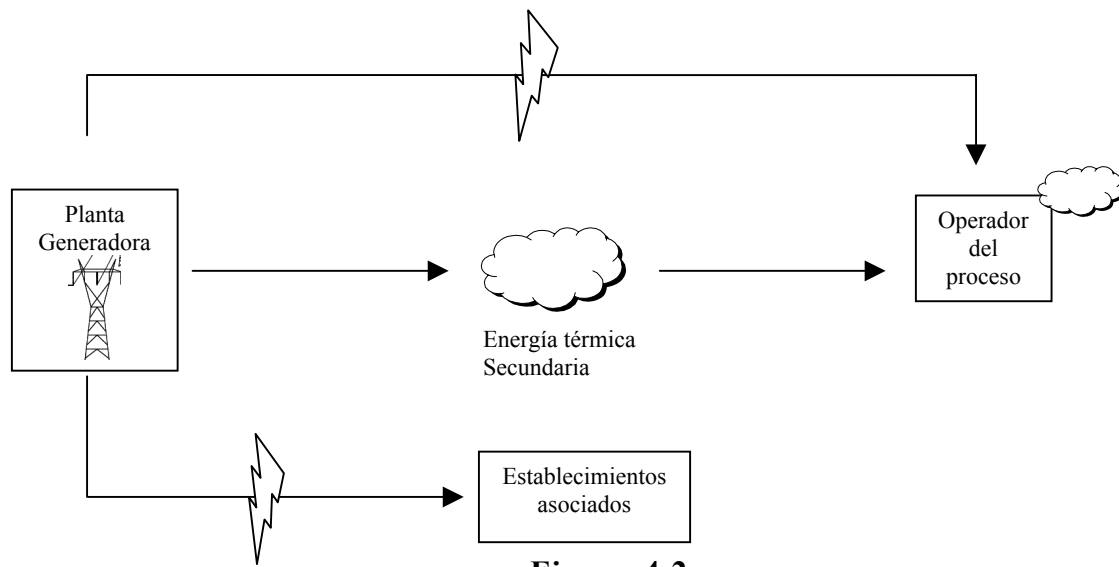


Figura 4.2.

Diagrama de producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor.

4.3.2. Esquema 2.

Este esquema se refiere a la generación de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en el proceso que da lugar a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a establecimientos asociados a la cogeneración. El operador del proceso es aquel que entrega la energía térmica no aprovechada en su proceso para que con ella se genere la energía eléctrica, tal como se muestra en la figura 4.3.

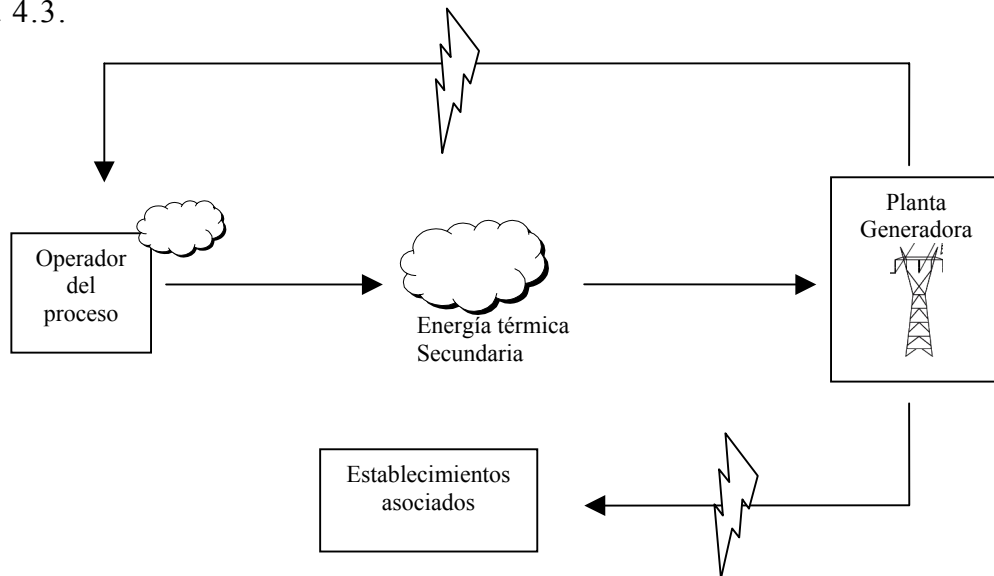


Figura 4.3.

Diagrama de producción de energía eléctrica a partir de energía térmica.

4.3.3. Esquema 3.

En este esquema la generación de energía eléctrica es mediante el uso del combustible producido en el proceso que da lugar a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración

En la siguiente figura 4.4 se observa que aquel que obtiene en su proceso el combustible que se utilizará para generar la energía eléctrica es el operador del proceso.

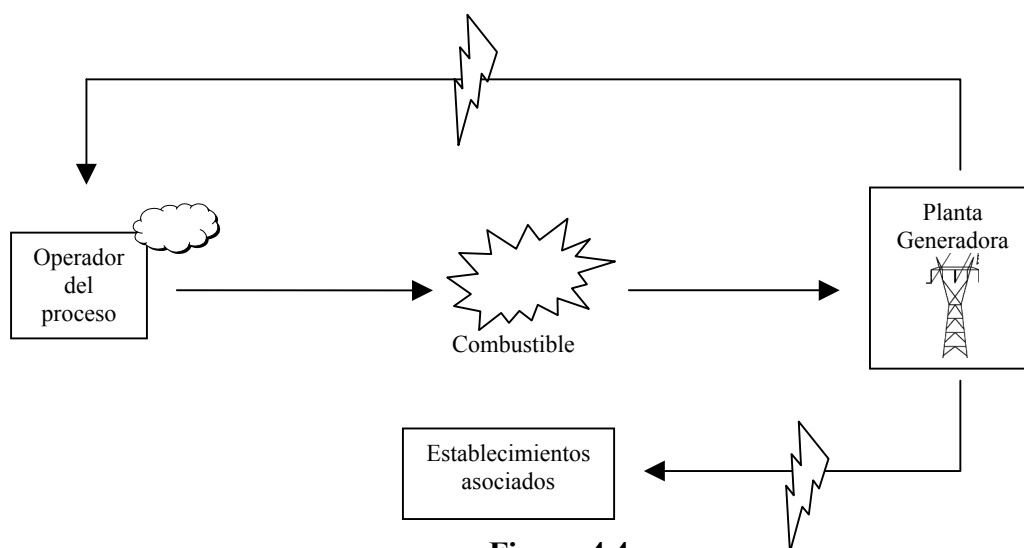


Figura 4.4.
Generación de energía eléctrica utilizando combustibles de los procesos.

Las personas solo podrán aprovechar la energía eléctrica cuando:

- El permisionario sea el operador del proceso. La energía eléctrica puede ser aprovechada por él mismo, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones;
- El permisionario haya celebrado un convenio con el operador del proceso. La energía eléctrica puede ser aprovechada por él mismo y por el operador del proceso, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones, y
- El permisionario sea una sociedad de cogeneración. La energía eléctrica puede ser aprovechada por el operador del proceso y por los socios de la sociedad de cogeneración en cualquiera de sus instalaciones.

4.4 Procedimientos para solicitar permisos.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE), emitió la guía para solicitar permisos de cogeneración, la cual se resume en tres grande etapas:

1. Elección del tipo de permiso
2. Recopilación de requisitos
3. Tramite de una solicitud

1. *Elección del tipo de permiso:* el solicitante debe conocer los tipos de permiso que la CRE puede otorgar y los requisitos que la Ley y el Reglamento exigen al interesado y, en su caso, a los establecimientos asociados a la cogeneración. El permiso de cogeneración puede ser solicitado por:

- La persona que va a generar la energía eléctrica;
- El operador del proceso que da lugar a la cogeneración, o
- La sociedad de cogeneración constituida, entre otros, por el operador del proceso

Cuando el permiso sea solicitado por personas distintas a los operadores de los procesos, junto con la solicitud debe presentarse una copia certificada del convenio de cogeneración celebrado al respecto o del instrumento en que conste la sociedad que hubieren constituido para llevar a cabo el proyecto (Art. 106 del Reglamento).

2. *Recopilación de requisitos:* una vez establecido el tipo de permiso que se requiere, el solicitante debe reunir lo requisitos legales y técnicos necesarios, de acuerdo con el permiso que solicita, posteriormente, éstos deben ser presentados, junto con la solicitud, ante la CRE para que ésta inicie el proceso de análisis y evaluación de la solicitud y, en su caso, otorgue el permiso correspondiente. Entre los principales requisitos podemos destacar los siguientes:

- a) Que la solicitud sea debidamente presentada.
- b) Que el proceso que se pretenda realizar sea de cogeneración en los términos de la LSPEE y su Reglamento.
- c) Que la actividad de empresarial u objeto social del solicitante comprenda la realización del proceso de cogeneración y la persona que en su caso la represente cuente con facultades suficientes para tramitar la solicitud
- d) Que la energía eléctrica generada se destine a la satisfacción de las necesidades de los establecimientos asociados a la cogeneración.

- e) Que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales.
 - f) Que el solicitante se obligue a poner a disposición de la CFE y LyFC los excedentes de producción de energía eléctrica.
3. *Trámite de una solicitud:* la CRE verifica que los documentos presentados cumplan con los requisitos establecidos para el permiso. En caso de encontrar omisiones o deficiencias, los notifica al solicitante para que éste haga las correcciones pertinentes.

Estos tres puntos presentan varios inconvenientes para agilizar los trámites para la solicitud de los permisos, como son la gran cantidad de requisitos que se tienen que cubrir, la CONAE emitió una guía de gestiones para implementar una planta de cogeneración en México debido a la falta de información para las gestiones en este tipo de proyectos, lo cual limita el pleno desarrollo de los mismos en el país. En dicha guía se resumen los procedimientos en tres etapas que son la implementación, instalación y construcción, y operación en la siguiente figura 4.5 se muestra un resumen* de estos, indicando la dependencia a la que se debe acudir así como el tiempo de espera para cada trámite.

Respecto a los aspectos legales para que la CRE pueda expedir un permiso de cogeneración es necesario que, tanto el solicitante como las personas que pretenden aprovechar la energía, cumplan con los requisitos exigidos.

* Se tienen contemplados los demás permisos, véase como referencia el anexo A.

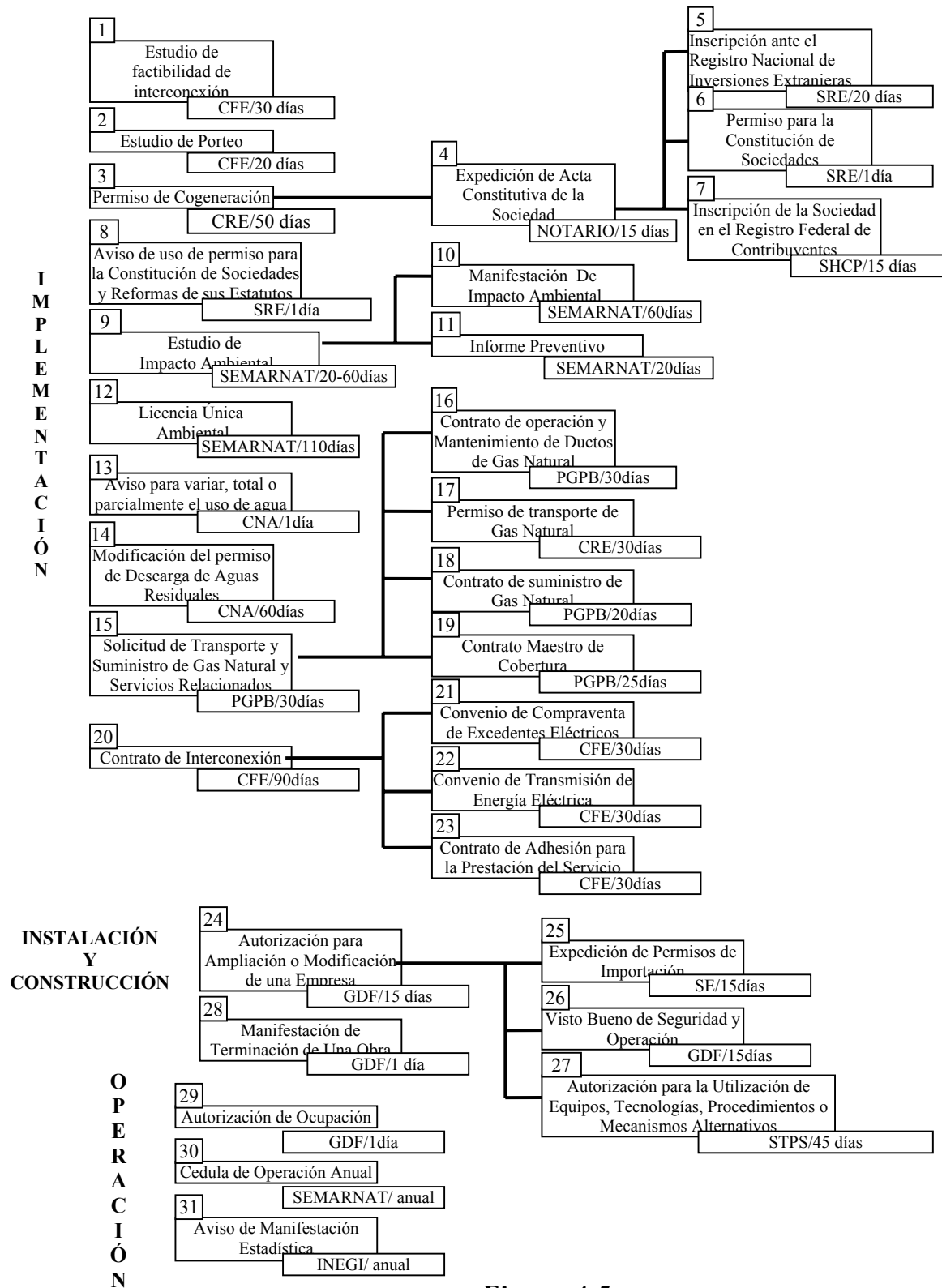


Figura 4.5.
Esquema de trámites para solicitar un permiso de cogeneración

4.5 Promoción de la cogeneración en México.

Diversos organismos Nacionales se han dedicado a analizar la problemática de la cogeneración en México y a promover su entendimiento, difusión y desarrollo en una forma más rápida y eficiente.

La CONAE aborda el tema desde el punto de vista de la promoción y asesoría técnica a las industrias. Para lo cual hace uso de sus funciones, que se dividen en:

- 1) normalización,
- 2) asistencia técnica y
- 3) promoción.

El trabajo de promoción de la cogeneración en México se basa principalmente en:

- Evaluación del potencial nacional de cogeneración.
- Evaluación de proyectos específicos.
- Elaboración de manuales.
- Promoción de proyectos
- Seminarios de cogeneración
- Capacitación de recursos humanos.
- El trabajo de la Subcomisión de Promoción de Proyectos de Cogeneración (SPPC).

Su estrategia de fomento y desarrollo se fundamenta en identificación de barreras, de fuentes de financiamiento y promoción de esquemas específicos, asistencia técnica, difusión de los beneficios, y establecimiento de espacios y mecanismos de acción concertada de los diversos agentes interesados.

Las medidas, que a juicio de los miembros de la Subcomisión, permitirán que se explote ampliamente el potencial de cogeneración existente en el país, el cual se considera del orden de los 12,000 MW, actualmente solo existen 1,743MW en operación, se integraron bajo los siguientes nueve temas:

1. Cumplimiento del Reglamento de la LSPEE
2. Discrecionalidad del regulador
3. Eliminación de obstáculos en el Reglamento que inhiben el desarrollo de los proyectos de cogeneración
4. Transparencia y certidumbre a las políticas de compra venta de energía eléctrica con CFE
5. Garantías en el suministro competitivo de combustibles a largo plazo
6. Políticas tarifarias de combustibles
7. Transparencia de términos contractuales con PEMEX y CFE

8. Simplificación y agilización de trámites
9. Marco fiscal e incentivos para mejorar la competitividad

Por su parte, el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), capacita en ahorro de energía eléctrica, asistencia técnica, financiamiento y promoción de proyectos; en 2004 desarrollo un proyecto de micro cogeneración, sin embargo este programa es promocionado por los desarrolladores y fabricantes de equipo, por lo que la tarea del FIDE es modesta y más bien corresponde a los programas de financiamiento para la modernización tecnológica y uso eficiente de la energía.

El establecimiento de la cogeneración, además de promocionarse, debe financiarse. En México se ofrecen varios tipos de apoyos financieros, ya que al tratarse de un cambio tecnológico para modernizar la planta industrial, optimizar el uso de combustibles, mejorar la productividad industrial, y combatir las emisiones contaminantes, puede impulsarse desde el campo financiero con programas de fomento y apoyo a las plantas industriales, por tal motivo es fundamental la existencia y accesibilidad a estos tipos de programas. Entre ellos podemos mencionar:

1. Nacional Financiera tiene como objetivos fundamentales favorecer la preservación de la planta productiva e impulsar proyectos de inversión viables que estimulen la generación de empleo y el crecimiento económico mediante:
 - PROMIN: Programa Único de Financiamiento a la Modernización Industrial.
 - Banco Nacional de Comercio Exterior.
 - CONACYT tiene varios programas de financiamiento como:
 - FIDETEC. Fondo de Investigación y Desarrollo para la Modernización Tecnológica.
 - FORCCYTEC. Fondo para el Fortalecimiento de las Capacidades Científicas y Tecnológicas Estratégicas.
 - PMT. Programa de Modernización Tecnológica.
2. En México se ofrecen varios tipos de Financiamiento que pueden fomentar el desarrollo de la cogeneración :
 - Proyectos de inversión (modernización energética o ampliación del proceso).
 - Adquisición de bienes de capital (maquinaria y equipo).

Así se observa que la promoción de la cogeneración depende básicamente de la CONAE, de varios organismos que la financian además de los desarrolladores y fabricantes de equipo y la banca comercial.

4.6 Problemática del desarrollo de la cogeneración en México

Aunque hay proyectos de cogeneración de baja capacidad operando en México, hasta la fecha no se han iniciado proyectos de cogeneración mayores, a pesar del enorme interés y esfuerzo puesto en ello, ya que existe un conjunto de barreras, las cuales se comentan a continuación.

Los principales factores que intervienen en el desarrollo de un proyecto de cogeneración son los que se muestran en la siguiente figura 4.6.

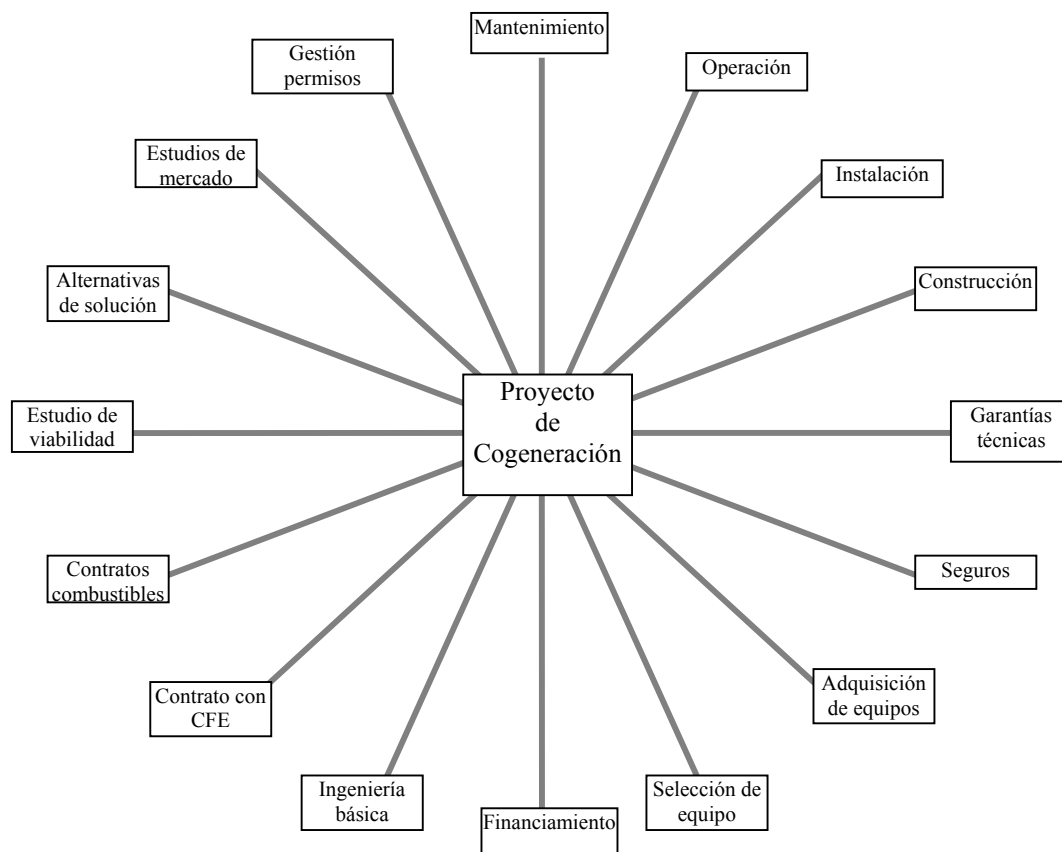


Figura 4.6.
Factores que influyen en la realización de un proyecto de cogeneración.

Como se puede observar, son muchos los elementos y etapas a considerar y ninguno es más importante que otro, ya que la falta u omisión de alguno de ellos resultaría en la realización ineficiente del proyecto o en su caso impediría su realización.

Indudablemente que el estudio de mercado, el de viabilidad, las garantías técnicas, los contratos de compra de combustible a largo plazo, la venta de excedentes de

energía eléctrica y otros factores son muy importantes, pero de no contar con los recursos necesarios, el proyecto no podrá realizarse. Este es el elemento fundamental, más aún si se toma en cuenta que las inversiones en éstos son importantes y que generalmente se consideran como proyectos colaterales, ya que no forman parte de la actividad industrial de la empresa.

El día 23 de diciembre de 1992, el H. Congreso de la Unión aprobó las reformas, adiciones y derogaciones de diversas disposiciones de la LSPEE entre las que se encuentra la modificación del Artículo 36 el cual establece la posibilidad de otorgar permisos de cogeneración para la satisfacción de necesidades propias, establece que las actividades autorizadas incluyen la conducción, la transformación y la entrega de energía eléctrica. Esto significa que los sistemas de cogeneración que necesiten de porteo eléctrico por medio de la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), deberán realizar una serie de trámites para obtener los permisos de acceso a las líneas de transmisión y distribución.

Por otro lado, la cantidad de permisos de cogeneración siguen siendo un requisito. Si bien los permisos son gratuitos el número de ellos es exagerado lo cual puede conllevar a una fuerte inversión de tiempo de recursos humanos y a generar gastos de transacción elevados sobretodo para la pequeña y mediana industria.

Actualmente son 97 permisos que se tiene que solicitar como requisitos para que se otorgue el permiso de cogeneración, además del cumplimiento de la normatividad en donde se solicita satisfacer 26 normas técnicas.

En el artículo 36 de la LSPEE se establece que “La SENER considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), otorgará permisos de cogeneración”, de esta forma, el peso de CFE es determinante para la obtención del permiso. Para esta empresa los cogeneradores son competidores de su mercado eléctrico y en consecuencia para defender su posición tiende a rechazar estos proyectos.

Los permisionarios que tengan excedentes de capacidad de 20 MW o menos, podrán ponerla a disposición de la CFE, sin embargo esto no ha sucedido debido a problemas de interconexión y regulatorios como el convenio de interconexión, donde se menciona que el permisionario es quien debe realizar las inversiones necesarias para la construcción o adecuación de líneas de transmisión, subestaciones y otras instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios para lograr la interconexión.

Otro aspecto importante que se considera en el Reglamento, pero no se manifiesta de manera obligatoria para CFE y LyFC es la compra de los excedentes de energía eléctrica. Si fuera obligatorio para las empresas eléctricas del país esta alentaría a los cogeneradores a desarrollar proyectos, ya que se diseñarían los sistemas de cogeneración considerando venta de excedentes.

Otro obstáculo en cuanto a la interconexión y transmisión son las tarifas, el convenio de servicios de transmisión se ha redactado con base en la “Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión que prestan CFE y LyFC a los permisionarios” la cual fue publicada el 24 de noviembre de 1994 y modificada el 15 de mayo de 1998, la cual a su vez también fue modificada el 23 de diciembre de 1999.

Esta metodología considera el cálculo de los cargos para los servicios de porteo, que permiten brindar el servicio requerido a menor costo, la última modificación se refiere a una serie de precisiones y adiciones que definen la aplicación de esta metodología, sin embargo, el principal problema que se presenta para el permisionario es la transparencia ya que solo CFE cuenta con la información para calcular la tarifa de porteo.

En cuanto al combustible, la tecnología de ciclo combinado y gas natural se ha convertido en la tecnología favorita para cogenerar debido a que satisface más fácilmente las restricciones que emanan de la normatividad ambiental en México. Esta situación puede tener como consecuencia que el desarrollo de la cogeneración se vea limitado en aquellas zonas con fuerte potencial pero infraestructura insuficiente para hacer disponible el gas natural.

Para este caso es de vital importancia establecer la garantía del abastecimiento de gas y cualquier otro combustible a largo plazo, que sea utilizado para la generación de energía eléctrica y que pueda aplicar a las convocatorias de la CFE, para ellos es necesario que se establezcan políticas que aseguren la satisfacción de las demandas futuras a nivel nacional.

CONCLUSIONES

Las empresas industriales son las que tienen que tomar las decisiones, pagar y correr los riesgos para iniciar los estudios de viabilidad y construcción de los proyectos de cogeneración.

El ahorro económico en la cogeneración es debido a la reducción en el consumo de combustible y al bajo costo de inversión en la infraestructura, siendo el principal y el de más relevancia durante toda la vida útil del proyecto, el del combustible ahorrado.

La decisión en la selección de la tecnología a utilizar para un proceso en particular, dependerá de las condiciones propias del sistema. Es función de la capacidad instalada (potencia), relación calor / electricidad, nivel energético de las corrientes, demandas máximas y mínimas, combustibles disponibles, espacio físico, tarifas eléctricas, marco regulatorio, costos de financiamiento, operación, mantenimiento y restricciones ambientales.

El desarrollo y aprovechamiento de la cogeneración en el mundo es un proceso que esta quedando atrás para la mayoría de los países desarrollados. México no ha podido desarrollar la cogeneración ni aprovechar su potencial de cogeneración no evaluado históricamente ni proyectado a futuro. El desarrollo de la cogeneración en México puede aportar una parte considerable de la capacidad de generación eléctrica que requerirá el creciente desarrollo del país.

El proceso de implementación de la cogeneración en los sistemas energéticos de las industrias representa en primer lugar un cambio tecnológico para la modernización y optimización de los equipos y forma de uso de la energía térmica y eléctrica que hace la industria, pero su reflejo a nivel país será en una reducción de la demanda energética primaria.

La cogeneración, así como otros tipos de cambios tecnológicos en conjunto han definido y definen una forma de desarrollo de los países menos desarrollados, así como una vía para acercarse a las mejores prácticas de producción y de asimilación tecnológica con aspectos de eficiencia económica, asignativa y dinámica.

La importancia del desarrollo de la cogeneración a nivel internacional es sustentada desde dos campos, uno económico - comercial y otro político - ambiental. El primero atiende las oportunidades de negocio que ofrece un gran mercado de venta de tecnología, equipos, asistencia técnica, refacciones, servicios financieros, y demás involucrados. Estos en las industrias y países menos desarrollados.

El segundo esta referido a la oportunidad que ofrece la cogeneración para atacar con una medida tecnológica que no requiere de inversión gubernamental los problemas de mitigación de emisiones contaminantes sobre cuotas de reducción de gases de efecto invernadero, y de crear infraestructura eléctrica más eficiente y de menos costo que la convencional.

En el país hay un potencial de cogeneración estimado en aproximadamente 12,000 MW. Su explotación representa grandes beneficios económicos, financieros y ambientales. Los análisis realizados en este trabajo muestran que existe una apertura insuficiente para incluir a la cogeneración en la agenda de planeación energética del país, no obstante que una buena parte de este potencial pudiera ser competitivo y rentable. En particular como se muestra en esta tesis los proyectos de cogeneración basados en los ciclos combinados.

El principal fundamento para decidir la viabilidad del proyecto de cogeneración esta dado por la por la viabilidad económica, la cual identifica y evalúa los costos que intervienen en los esquemas de cogeneración, contra los costos convencionales.

Los resultados obtenidos en la evaluación económica en este trabajo, nos permiten observar que con un proyecto de cogeneración podemos cubrir las necesidades eléctricas de la industria y una parte de las necesidades térmicas, y el faltante térmico se cubre con una caldera convencional.

Los análisis económicos arrojan resultados favorables para la cogeneración, tal es el caso de la comparación entre los costos de los sistemas de cogeneración y la tarifa industrial para centrales de ciclo combinado de 20MW y centrales de turbogas de 69MW evaluados en este trabajo.

Aun cuando los costos de generación están compuestos por la suma de los costos de inversión, combustible, operación y mantenimiento, en la comparación realizada entre los costos unitarios de generación eléctrica de los sistemas de cogeneración contra la tarifa en media tensión para el sector industrial, observamos que hay una diferencia comparable entre generar nuestra propia energía eléctrica y seguir facturando a las compañías eléctricas. En este análisis se encontró que cada uno de los sistemas están por debajo de la tarifa industrial, el de 69MW en 13% y el de 20 MW en un 14%.

Sin embargo, el pobre desarrollo de la cogeneración en México tiene como principales factores los aspectos financieros, económicos, jurídicos y legales.

Los nuevos cambios al marco legal han sido insuficientes ya que a pesar de existir los contratos de energía de respaldo e interconexión la CFE no es un organismo que este obligado a comprar la energía cogenerada, así mismo en el marco actual reglamentario, tampoco se le permite al cogenerador vender libremente su electricidad a un usuario final que no forma parte de los establecimientos asociados. En consecuencia, el marco regulatorio presenta cierta rigidez que no permiten el buen desarrollo de la cogeneración.

Las ventas de excedentes de corto plazo está finalmente supeditado a las necesidades de CFE y al precio nodal, lo cual crea cierta incertidumbre en la valorización de estos excedentes. En consecuencia obliga a que el cogenerador se asegure de la viabilidad económica del proyecto sin considerar estos excedentes. La compra de excedentes es un plus en el cálculo económico. Una política que aliente a CFE a comprar estos excedentes incrementaría el interés económico en los proyectos de cogeneración.

Otros aspectos que facilitarían el desarrollo de la cogeneración son el establecimiento de una regulación fuerte, neutral y que garantice el conocimiento público de la información técnico y económica para el acceso a la red eléctrica y evite comportamientos discriminatorios hacia la cogeneración. Asimismo, es necesario una disminución de los costos de transacción que aún parecen elevados y una política de desarrollo de la cogeneración que se exprese en las licitaciones públicas para el desarrollo de la nueva oferta eléctrica.

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1.1	Generación de energía eléctrica y calor por separado
Figura 1.2	Esquemas de un sistema de cogeneración
Figura 1.3	Tipos básicos de sistemas de cogeneración
Figura 1.4	Rango de temperaturas de los sistemas
Figura 1.5	Esquema de cogeneración con turbina de vapor
Figura 1.6	Turbina de gas
Figura 1.7	Diagrama de flujo de un sistema de cogeneración con motor de combustión interna
Figura 1.8	Sistema de cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor, ciclo combinado
Figura 1.9	Estructura básica de una celda de combustible de óxido sólido
Figura 2.1	Crecimiento anual del PIB Vs. Capacidad instalada en México
Figura 2.2	Participación de la cogeneración en la capacidad instalada en algunos países europeos y México
Figura 2.3	Fuentes de generación eléctrica en E.U.A. por tipo de propietario
Figura 2.4	Plantas de cogeneración a utilizar en los proyectos de autogeneración
Tabla 2.1	Permisos autorizados para la generación e importación de energía eléctrica por modalidad
Tabla 2.2	Estado de implementación de los permisos
Tabla 2.3	Tecnología a instalar
Tabla 2.4	Energéticos a utilizar en los proyectos de autogeneración
Figura 3.1	Flujo de energía en un sistema convencional
Figura 3.2	Flujo de energía en un sistema de cogeneración de calor y electricidad
Figura 3.3	Flujo de energía en un sistema de cogeneración con excedentes de producción de energía cogenerada.
Figura 3.4	Variación del periodo de recuperación del capital frente al factor de planta

Figura 3.5	Precio del escenario medio de los combustibles
Figura 3.6	Proporción de uso de combustibles usados en la generación eléctrica
Tabla 3.1	Tipos de presiones de vapor generadas en la industria
Tabla 3.2	Consumo de energía sector industrial PJ/año sin combustible para generación eléctrica
Tabla 3.3	Precios de los combustibles
Tabla 3.4	Parámetros básicos para el cálculo del costo de generación en sistemas de generación
Tabla 3.5	Programa de inversión
Tabla 3.6	Comportamiento de los sistemas de cogeneración en condiciones ISO
Tabla 3.7	Costos unitarios de generación total de un sistema de cogeneración
Tabla 3.8	Costos unitarios de generación de calor en una caldera equivalente
Tabla 3.9	Costo unitario de generación eléctrica
Tabla 3.10	Proporción de uso de combustibles en la generación
Figura 4.1	Distribución del potencial Nacional de cogeneración por sector
Figura 4.2	Distribución por sector industrial de la capacidad instalada de cogeneración
Figura 4.3	Diagrama de producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor
Figura 4.4	Diagrama de producción eléctrica a partir de energía térmica
Figura 4.5	Generación de energía eléctrica utilizando combustibles de los procesos
Figura 4.6	Esquema de trámites para solicitar un permiso de cogeneración
Figura 4.8	Factores que influyen en la realización de un proyecto de Cogeneración
Tabla 4.1	Factores que influyen en la realización de un proyecto de cogeneración

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Ahorro de energía: Esfuerzo para reducir la cantidad de energía para usos industriales y domésticos, en especial en el mundo desarrollado.

Ahorro energético: Medidas de carácter general que pueden ayudar al uso racional de la electricidad.

Autoabastecimiento: Es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia.

Caldera: Equipo para convertir la energía química de los combustibles en calor y transmitir éste al agua para generar vapor.

Central Eléctrica: instalación por medio de la cual el permisionario generará energía eléctrica correspondiente.

Central Generadora: Lugar y conjunto de instalaciones, incluidas las obras de ingeniería civil y edificaciones necesarias, directa o indirectamente utilizadas para la producción de energía eléctrica.

Ciclo Brayton: Tiene como función transformar energía que se encuentra en forma de calor a potencia para realizar un trabajo. Es un ciclo para una turbina de gas. Como se observa en figura A.1 hay dos configuraciones para este ciclo. Las turbinas de gas de ciclo abierto simple utilizan una cámara de combustión interna para suministrar calor al fluido de trabajo y las turbinas de gas de ciclo cerrado simple utilizan un proceso de transferencia para agregar o remover calor del fluido de trabajo.

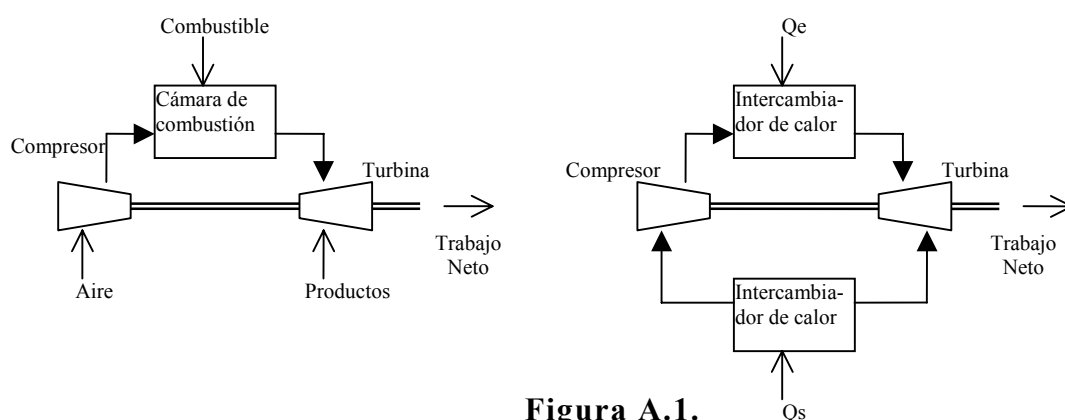


Figura A.1.
Turbina simple de gas. A) Abierta a la atmósfera. B) Cerrada.

El ciclo básico de Brayton en condiciones ideales está compuesto por cuatro procesos:

Proceso 1-2: es una compresión isentrópica en un compresor.

Proceso 2-3: Adición de calor a presión constante

Proceso 3-4: Expansión isentrópica en una turbina.

Proceso 4-5: rechazo de calor a presión constante.

Ciclo Diesel: Es el ciclo de los motores de encendido por compresión. Es un ciclo ideal que supone que la absorción de calor ocurre durante un proceso a presión constante. Consta de cuatro procesos internamente reversibles en serie.

Proceso 1-2: es una compresión adiabática

Proceso 2-3: introducción de calor a presión constante.

Proceso 3-4: es una expansión adiabática

Proceso 4-1: expulsión de calor a volumen constante.

Ciclo Otto: Es también llamado ciclo de encendido por chispa, este proceso se realiza a volumen constante. Consta de cuatro procesos internamente reversibles y en serie:

Proceso 1-2: es una compresión isentrópica del aire.

Proceso 2-3: es la combustión rápida consiguiente.

Proceso 3-4: es una expansión isentrópica.

Proceso 4-1: es el proceso de enfriamiento

Ciclo Rankine: Es también llamado ciclo de máquina de vapor estándar. Este ciclo introduce el condensador.

Proceso 1-2: Evaporación

Proceso 2-3: Expansión

Proceso 3-4: Condensación

Proceso 4-1: Inyección

Condiciones ISO: Características atmosféricas consideradas en el diseño de turbinas de gas (temperatura de 15 °C, altitud al nivel de mar y humedad relativa de 60%) y motores de combustión interna (temperatura 25 °C, altitud de 100 msnm y humedad relativa de 30%).

Consumo térmico: Es un indicador de la cantidad de calor necesaria en un proceso.

Curva de carga: Gráfica que muestra la variación de la magnitud de la carga a lo largo de un periodo de tiempo dado.

Demanda eléctrica: Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW).

Eficiencia térmica: Proporción de energía utilizada que se convierte en trabajo útil.

Energía de porteo: es la energía eléctrica que el permisionario entrega al suministrador para su transporte desde el punto de interconexión hasta los puntos de carga.

Energía primaria: Energía en su forma natural (carbón, petróleo, uranio, etc.), antes de ser convertida para uso final.

Establecimientos asociados a la cogeneración: Instalaciones de las personas físicas o morales que utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, que sean socios de la sociedad de cogeneración o que sean copropietarios de la planta de cogeneración.

Gas Natural: Mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano que se encuentra en los yacimientos en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite.

Gestión: El trámite, permiso, licencia, autorización o aviso, que debe realizar el permisionario para implementar, instalar, construir u operar una planta de cogeneración en México.

Operador del proceso: persona física o moral que da lugar a la cogeneración, (aprovechando la energía térmica secundaria de los procesos de generación de energía eléctrica, cediendo la energía térmica no aprovechada en su proceso o produciendo combustible en su proceso).

Permisionario: El interesado, dueño o sociedad que pretende implementar una planta de cogeneración en México.

Planta de cogeneración: la planta de generación de dos energías útiles a los procesos productivos: por lo regular energía eléctrica y energía térmica, esta última en forma de un fluido caliente como vapor, agua, aire y gases calientes entre otros.

Puntos de carga: cada uno de los sitios en donde el suministrados entrega la energía transportada al permisionario y a sus establecimientos asociados.

Puntos de interconexión: es el punto donde el permisionario entrega al Sistema Eléctrico Nacional, la energía eléctrica producida.

Red: Las líneas de Transmisión y distribución que conforman el Sistema Eléctrico Nacional, independientemente de que pertenezcan a CFE o LyFC.

Suministrador: La Comisión Federal de Electricidad (CFE) o Luz y Fuerza del Centro (LyFC), según sea el caso.

SIGLAS Y ABREVIATURAS

CFE	Comisión federal de electricidad
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para proyectos de inversión en el sector eléctrico
CRE	Comisión Reguladora de Energía
E.U.A.	Estados Unidos Norteamericanos
EPA	Energy Policy Act
FIDE	Fideicomiso para el ahorro de energía
G	Generador
GEC	Grupo Europeo de Cogeneración
GNA	Generación Neta Anual
Kg	Kilogramo
KW	Kilowatts
KWh	Kilowatt hora
L	Demanda eléctrica
Lb	Libra
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
Ly FC	Luz y Fuerza del Centro
MW	Megawatts
PEMEX	Petroleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
PURPA	Public Utility Regulatory Polices Act
Q	Demanda de calor
SEN	Sistema eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SOFC	Celdas de Combustible de Óxido de Sólido
SPPC	Subcomisión de Proyectos de Cogeneración
Tep	tonelada equivalente de petróleo
TIR	Tasa Interna de Rendimiento
Ton	Tonelada
UE	Unión Europea
VCA	Voltaje en corriente alterna
VCD	Voltaje en corriente directa
VP	Valor Presente
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
CNA	Comisión Nacional del Agua
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
IMSS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
USD	Dolares
SCT	Secretaría de Comunicaciones y Transportes

ANEXO A

A continuación se muestra la lista de trámites requeridos para una empresa convencional que instalará un sistema de cogeneración.

No.	RESPONSABLE	NOMBRE DEL TRÁMITE, PERMISO, LICENCIA O AUTORIZACIÓN REQUERIDO PARA CONSTRUIR Y OPERAR UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
1	CFE	Contrato de compra de excedentes de energía eléctrica
2	CFE	Contrato de servicio de abastecimiento de energía de respaldo
3	CFE	Contrato de Porteo de energía eléctrica
4	CFE	Autorización para uso de interconexión de subestación (respaldo)
5	CFE	Permiso y aprobación de planos de conexión para abastecimiento principal a CFE
6	CFE	Contrato para transferir subestación propiedad de CFE
7	INEGI	Visto bueno para la construcción del sistema de cogeneración.
8	NOTARIO	Documento de constitución de compañía de cogeneración.
9	NOTARIO	Declaración legal de representantes
10	PEMEX	Contrato de abastecimiento de gas natural y otros combustibles
11	PEMEX	Solicitud y aprobación para conexión con el sistema de gas
12	SCT	Autorización para cruzar vías del tren
13	SCT/ PEMEX	Autorización para cruzar caminos federales y comunicar líneas de electricidad, gas y agua
14	SENER/CRE	Permiso para transportación de servicios de gas natural (para uso propio)
15	SENER/CRE	Autorización de proyecto, uso y operación de instalación de gas natural
16	SENER/CRE	Permiso de cogeneración de energía eléctrica
17	SENER/CRE	Aviso de terminación de ora
18	SENER/CRE	Aprobación del diseño de instalación del sistema de gas natural
19	SENER/CRE	Reporte estadístico de operación eléctrica e información relacionada al tipo de combustible utilizado y la energía eléctrica generada
20	SENER	Autorización de instalaciones eléctricas (subestación)
21	SENER	Autorización de instalaciones eléctricas (Planta)
22	SENER	Verificación de medidores
23	SECOFI	Permiso legal para inversión extranjera
24	SECOFI	Permiso para establecer una empresa cuando el capital extranjero excede el 49%
25	SECOFI	Permiso para importación de equipos
26	SEMARNAP/CNA	Solicitud de abastecimiento de agua
27	SEMARNAP/CNA	Análisis de impacto ambiental
28	SEMARNAP/CNA	Permiso de descarga de aguas residuales en cuerpos federales
29	SEMARNAP/CNA	Permiso para ocupación de una zona federal (para uso o descarga en ríos u océanos)
30	SEMARNAP/CNA	Registro de descarga de aguas residuales

31	SEMARNAP/INE	Manifestación de impacto ambiental (subestación)
32	SEMARNAP/INE	Manifestación de impacto ambiental (planta)
33	SEMARNAP/INE	Estudio de riesgo ambiental (subestación)
34	SEMARNAP/INE	Estudio de riesgo ambiental (planta)
35	SEMARNAP/INE	Licencia de funcionamiento
36	SEMARNAP/INE	Inventario de emisiones (anualmente)
37	SEMARNAP/PROFEPA	Auditorías ambientales y reportes
38	SHCP	Inscripción en el registro federal de causantes
39	SHCP	Declaraciones provisionales y anuales de contribuyentes (construcción)
40	SHCP	Declaraciones provisionales y anuales de contribuyentes (planta en operación)
41	SHCP	Pagos mensuales de impuestos federales (construcción)
42	SHCP	Pagos mensuales de impuestos federales (planta en operación)
43	SHCP	Registro del doctor de la compañía (construcción)
44	SHCP	Solicitud de etiquetas de código de barras
45	SRE	Permiso para uso de denominación o razón social
46	SSA	Aviso de apertura de establecimiento
47	STPS	Autorización para construcción de plantas con recipientes sujetos a presión y generadores de vapor
48	STPS	Aprobación para construcción de generadores de vapor
49	STPS	Autorización de plantas con recipientes sujetos a presión y generadores de vapor
50	STPS	Licencias de fogonero, operador y gerente de planta
51	STPS	Licencias para operadores de montacargas y grúas
52	STPS	Licencia para funcionamiento de maquinaria y equipos
53	STPS	Permiso y aprobación para el funcionamiento de motores eléctricos y generadores de vapor
54	STPS	Aprobación de planos de construcción. Indicando la localización y el número de servicios sanitarios, así como de primeros auxilios
55	STPS	Registro del doctor de la compañía (planta en operación)
56	STPS	Registro de comisiones mixtas de seguridad e higiene
57	STPS	Registro de comisiones mixtas de capacitación y adiestramiento
58	STPS	Registro de comisiones mixtas de planes y programas de capacitación y adiestramiento
59	STPS	Pagos mensuales de impuestos locales
60	STPS	Permisos para operar subestaciones
61	STPS	Autorización de bitácoras para control de recipientes de presión y generadores de vapor
62	STPS	Autorización para operación de equipos de generación y equipos auxiliares
63	STPS	Preparación local
64	STPS	Presentación de registros de visitas locales
65	Tesorería	Visto bueno de uso de suelo (predial)
66	Arrendamiento	Contrato de compra o arrendamiento del terreno
67	Municipios	Constancia y/o certificado de uso de suelo (subestación)
68	Municipios	Constancia y/o certificado de uso de suelo (planta)

69	Municipios	Licencia de uso de suelo (planta)
70	Municipios	Licencia de uso de suelo (subestación)
71	Municipios	Licencia de construcción
72	Municipios	Autorización para uso y ocupación o autorización de operación (subestación)
73	Municipios	Autorización para uso y ocupación o autorización de operación (planta)
74	Municipios	Autorización para uso y ocupación o autorización de operación (planta)
75	Municipios	Premiso para construcción de obras públicas
76	Municipios	Aviso de terminación de obra (subestación)
77	Municipios	Aviso de terminación de obra (planta)
78	Municipios	Aviso de descarga de aguas residuales (planta)
79	Municipios	Visto bueno de seguridad y operación y visto bueno de prevención de incendios
80	Municipios	Aviso de inscripción de las empresas en el seguro de riesgos de trabajo (construcción)
81	IMSS	Aviso de inscripción de las empresas en el seguro de riesgos de trabajo (planta operando)
82	IMSS	Presentación de descuentos, despidos y modificaciones a los salarios de los empleados (construcción)
83	IMSS	Presentación de descuentos, despidos y modificaciones a los salarios de los empleados (planta en operación)
84	IMSS	Pagos mensuales de cuotas (construcción)
85	IMSS	Pagos mensuales de cuotas (planta en operación)
86	INEGI	Manifestación estadística
87	INEGI	Plan general de emergencia
88	INEGI	Certificado de calidad de materiales de construcción
89	INEGI	Programa de seguridad integral
90	INEGI	Señales de seguridad
91	INEGI	Construcción de un dique de contención por tanque
92	INEGI	Certificado de materiales de construcción para líneas de gas
93	INFONAVIT	Registro empresarial (construcción)
94	INFONAVIT	Registro empresarial (planta en operación)
95	Ins. Financiera	Pagos mensuales de cargos y beneficios a trabajadores (construcción)
96	Ins. Financiera	Pagos mensuales de cargos y beneficios a trabajadores (planta en operación)
97	SECOFI	Registro nacional para inversión extranjera

BIBLIOGRAFÍA

- CONAE, **“Guía de gestiones para implementar una planta de cogeneración en México”**. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México.
- CONAE, **“La cogeneración en México y expectativas internacionales”**, Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, México 1997.
- CONAE, **“Potencial Nacional de cogeneración”**, Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, México 1995.
- CONAE, **“Propuesta de Medidas para el Fomento de la Cogeneración”**. Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía, México 2001.
- COPAR, Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión, CFE. México 2002.
- COSS BU RAUL, **“Análisis y evaluación de proyectos de inversión”**, Ed. Limusa, México 1993.
- CRE, **“Cogeneración”**. Comisión Reguladora de Energía, México 1994.
- CUEVAS SALGADO, JESÚS, **Cogeneración Industrial en México**, Programa Universitario de Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México, México D. F. 1989.
- EDUCOGEN, **“The European Educational Tool on Cogeneration”**, 2001
- EDUCOGEN, **“A guide to generation”**, 2001
- EDUCOGEN, **“Educogen Publisable final Report”**, 2001
- ELIZALDE BALTIERRA, ALBERTO, **“La contribución de la Cogeneración a la preservación del medio ambiente”**. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Mecánica-Eléctrica. México 1994.
- FLORES GARCÍA, RUBÉN, **“Marco regulatorio de la cogeneración en México”**. Comisión Reguladora de Energía, México 1995.

- GUTIÉRREZ ESPINOSA, MANUEL, **“Oportunidades y obstáculos para la cogeneración en México”**. Comisión de Energéticos, CONCAMIN, México 1995
- GUTIÉRREZ SORIA, FEDERICO, **“Financiamiento a proyectos de cogeneración eléctrica”** Nacional Financiera, México 1995.
- INEGI, **“El sector energético en México”**, México 2004.
- JUTGLAR BANYERAS LLUIS, **“Cogeneración de calor y electricidad”**, Ed. CEAC, España 1996.
- LEON DE LOS SANTOS GABRIEL, **“Estudio de la viabilidad de la cogeneración industrial en México”**, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Doctorado, México 2003.
- LEÓN DE LOS SANTOS, GABRIEL, **“Políticas públicas para la promoción de la cogeneración eléctrica en México”**. Departamento de sistemas energéticos, división de Ingeniería Eléctrica, UNAM, México 2004.
- MORA CAMPOS, ALEJANDRO, **“Sistemas de cogeneración para el ahorro de energía en la industria”**. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Mecánica-Eléctrica, México 2000.
- MORALES GUILLÉN MARIA MADALENA, **“Estudio de la viabilidad de la cogeneración industrial en México”**, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Maestría, México 2003.
- PORTES MASCORRO, ENRIQUE, **“Potencial nacional de cogeneración”**. Memorias del Seminario Internacional de Cogeneración, CONAE, México 1995.
- RESENDIZ NÚÑEZ DANIEL, **“El sector eléctrico en México”**, Ed. Fondo de Cultura Económica, México 1994.
- SENER, **“Esquemas de cogeneración”**. Secretaría de Energía-Comisión Nacional para el ahorro de Energía, México 1995.
- SRE, **“Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013”**, Secretaría de Energía, México 2004

www.otrasenergias.com
www.cfe.gob.mx
www.cre.gob.mx
www.cogen.org
www.coen.org
www.cogeneration.com