

00568



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS**

**"PLAN PARA EL APROVECHAMIENTO DEL
POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN LA
INDUSTRIA DE REFINACIÓN UTILIZANDO
RESIDUOS DE PETRÓLEO"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:

**ING. MARÍA TERESA PÉREZ CARBAJAL
Y CAMPUZANO**

TUTOR: M. en I. ALEJANDRO ANAYA DURAND
ASESOR: ING. MARCO A. OSORIO BONILLA



MÉXICO, D.F.

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



BIOL. FRANCISCO J. INCERA UGALDE.
Jefe de la Unidad de Administración del Posgrado.
Presente.

Me es grato informarle que la alumna **PEREZ CARBAJAL Y CAMPUZANO MARIA TERESA** presentará próximamente su examen para obtener el grado de Maestría en Ingeniería Campo de Conocimiento Ingeniería de Sistemas Campo Disciplinario Ingeniería y Administración de Proyectos (Clave 4039), con la tesis **"PLAN PARA EL APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL DE COGENERACION EN LA INDUSTRIA DE REFINACION UTILIANDO RESIDUOS DE PETROLEO"**, ante el siguiente jurado:

Presidente:	M. en C. Ernesto Ríos Montero (FQ)
Primer Vocal	Dr. Julio Landgrave Romero (FQ)
Secretario:	M. en C. Leticia Lozano Ríos (FQ)
Primer Suplente:	Dr. Helio García del Río (FQ)
Segundo Suplente:	M. en A. Fernando Baez Ramos (FQ)

Sin otro particular de momento, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, D. F., 15 de julio de 2003.

El Coordinador



DR. WILFRIDO RIVERA GÓMEZ FRANCO

C.c.p. Integrantes del Jurado.
C.c.p. Departamento de Control Escolar de la Facultad de Química.
C.c.p. Interesado.
*ggm.

*A mis padres,
por existir*

*A Juan Antonio, Rodrigo y Mauricio,
por su amor y comprensión*

*A mis hermanos,
por su cariño y confianza*

*Al Ing. Marco Antonio Osorio Bonilla,
por su tiempo y apoyo*

*A todos aquellos que directa o indirectamente
colaboraron con el logro de este trabajo*

Agradecimiento

*Al Instituto Mexicano del Petróleo
por haber apoyado mis estudios de Maestría*

*A la Ing. Nuri Candelaria Cerón y al Dr. Miguel Angel Rodríguez Toral
por su orientación en los cálculos que apoyan este trabajo*

ÍNDICE

Hipótesis y Objetivo	1
Introducción	2
1. Problemática Actual y Perspectivas del Sector Eléctrico en México	11
1.1 Panorama general.....	11
1.2 Panorama nacional.....	13
1.3 Marco regulatorio.....	22
1.4 Tarifas del servicio eléctrico.....	28
1.5 Inversiones.....	31
2. Procesos de Cogeneración	42
2.1 Generalidades.....	42
2.2 Tecnologías aplicables.....	46
2.3 Criterios generales de selección de sistemas de cogeneración.....	56
2.4 Economía de los procesos de cogeneración.....	59
2.5 Factores que influyen en la factibilidad de un proyecto de cogeneración.....	66
2.6 Evaluación de la eficiencia energética de los sistemas de cogeneración.....	70
3. Potencial de Cogeneración en el Sector de Refinación	76
3.1 Situación energética de PEMEX.....	76
3.2 Estructura del sistema de refinación.....	77
3.3 Selección de los esquemas de cogeneración para las refinerías de México...	84
3.4 Potencial de cogeneración.....	89
3.5 Cálculo de los sistemas de cogeneración para las refinerías de México.....	90
3.6 Eficiencia de los sistemas de generación de fuerza y servicios.....	94
4. Evaluación Económica y Plan de Implantación	
4.1 Inversión, costos de operación y ventas.....	97
4.2 Evaluación económica del proyecto.....	100
4.3 Plan de implantación.....	107
Conclusiones	109
Referencias y Bibliografía	112
Anexo 1. Memorias de cálculo de los balances de los sistemas de gasificación	
Anexo 2. Memorias de cálculo de la evaluación económica de los sistemas de gasificación	

HIPÓTESIS Y OBJETIVO

PLAN PARA EL APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN UTILIZANDO RESIDUOS DEL PETRÓLEO

HIPÓTESIS

Existe un potencial de cogeneración en el sector de refinación del petróleo para apoyar la oferta de energía eléctrica en el país en aproximadamente 3,400 MW, utilizando residuos de petróleo.

OBJETIVO

El objeto de este trabajo es corroborar esta hipótesis. Así mismo, se pretende cuantificar los beneficios potenciales, revisar las posibles tecnologías a utilizar y establecer una estrategia de implantación.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En la industria de procesos y especialmente en los procesos de refinación del petróleo, los esfuerzos para incrementar la eficiencia en el uso de la energía y minimizar las emisiones al medio ambiente, están orientados principalmente a la integración térmica en los procesos, la integración térmica entre los procesos y el sistema de fuerza y a la maximización de la cogeneración, por ser las técnicas a través de las cuales se ha logrado mayor reducción en los índices de consumo energético en los países industrializados.

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.

La mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor y calor a diferentes niveles de temperatura, de tal manera que puede considerarse combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía, como ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales; a esta forma de aprovechar el calor de desecho se le conoce como cogeneración.

Hay diferentes definiciones de **Cogeneración**^{1,2,3}:

- La producción de energía eléctrica o mecánica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica.
- La producción directa o indirecta de energía eléctrica o mecánica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate.
- La producción directa o indirecta de energía eléctrica o mecánica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.
- La técnica empleada para la producción secuencial de energía (por lo general eléctrica y térmica) a partir de una sola fuente de energía.

La cogeneración tiene beneficios implícitos a nivel país como al sector industrial, ya que se refleja en un ahorro de la energía primaria (petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa) al hacer un uso más eficiente de los energéticos. Asimismo, se reducen las

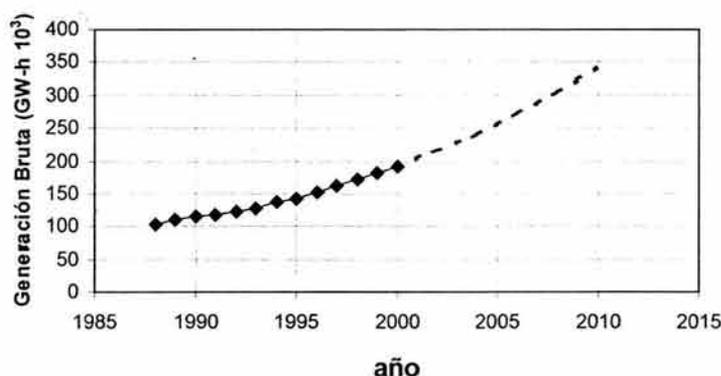
emisiones contaminantes y la contaminación por calor al medio ambiente por quemar menos combustible.

Es conocido que la generación secuencial de energía eléctrica y térmica conllevan a una eficiencia global del sistema de aproximadamente 50% mayor que la generación individual de ambos tipos de energía.

Los beneficios en el sector industrial son la reducción de la facturación energética en los costos de producción, aumentando la competitividad de la empresa; así como, la autosuficiencia, continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, con lo que obtiene confiabilidad en su proceso.

Existen además, incentivos de planeación estratégica para el sector energético. En este aspecto, de acuerdo a las proyecciones de la demanda nacional de energía eléctrica, se espera que se mantenga un crecimiento anual del 6%, que implica fuertes inversiones por parte del sector eléctrico, tanto para infraestructura de producción como de transmisión⁴. Por ello existen actualmente tendencias que plantean la liberación del sector eléctrico para su generación y transmisión por parte de particulares.

Figura 1. Proyección de la demanda de energía eléctrica en México⁴



Por otra parte, el sector de refinación es un gran demandante de energía eléctrica y principalmente de energía térmica, situación que pudiera aprovecharse para desarrollar proyectos de cogeneración en este sector, que además de satisfacer sus autoconsumos, pudiera reforzar la oferta de energía eléctrica a nivel nacional, aprovechando la disponibilidad de hidrocarburos residuales de bajo valor relativo, como el residuo de los procesos de refinación del petróleo o coque.

Las refinерías de petróleo son plantas que tienen un uso intensivo de energía. Típicamente, utilizan entre el 5 y el 10% del crudo alimentado para proveer el combustible requerido en ellas. En estudios energéticos realizados recientemente en las refinерías de México⁵, se ha determinado que entre el 40 y el 50% de la energía

requerida en estas plantas se consume en su sistema de fuerza, el cual está constituido por sistemas convencionales de generación de vapor y energía eléctrica, mediante calderas convencionales y turbinas de vapor de extracción - condensación. La distribución típica de consumos de energía en una refinería en México, se muestra en las figuras 2 y 3.

Figura 2. Distribución Típica del Consumo de Combustibles en una Refinería⁵

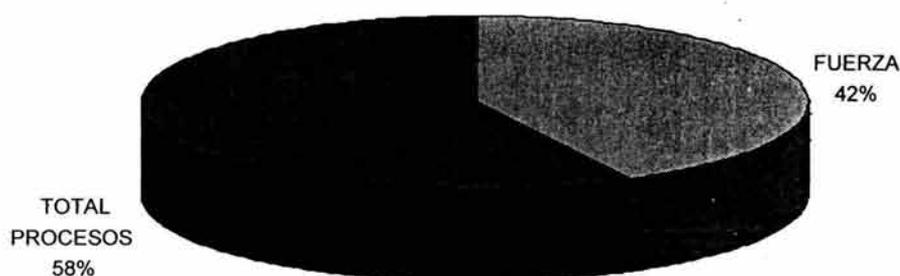
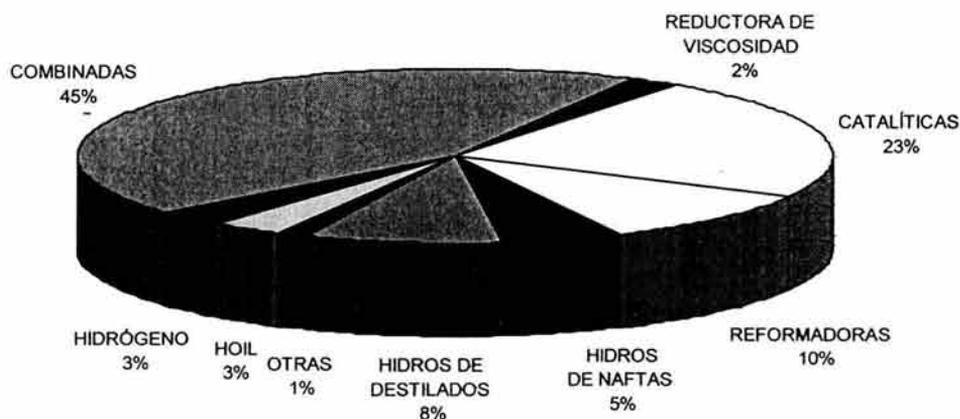


Figura 3. Distribución Típica del Consumo de Combustibles en los Procesos de una Refinería⁵



Estos requerimientos energéticos combinan demandas tanto electromecánicas, para el accionamiento de maquinaria, turbinas, bombas, compresores, etc., como térmicas para el acondicionamiento de corrientes de proceso, lo cual se hace principalmente a través de vapor o combustible.

En promedio, las refinerías en México consumen 63.9 kg/h de vapor y 9.7 kW-h por barril de crudo procesado. Estas características hacen a las refinerías, complejos industriales muy apropiados para la aplicación de sistemas de cogeneración.

De acuerdo a lo anterior, buscando implantar esquemas que obtengan la máxima cantidad de energía eléctrica a través de sistemas que aprovechen el potencial de cogeneración en las refinerías, se considera que los esquemas a base de turbinas de gas serían los más adecuados.

Tomando como referencia turbinas de gas con tecnología convencional, la generación del vapor demandado por las refinerías (3,995 t/h para una capacidad de procesamiento de 1.5 millones de barriles por día) podría satisfacerse mediante la generación de 4,000 MWe, lo cual dejaría un remanente potencial aproximado de 3,400 MWe disponibles para incorporarse a la red nacional de energía eléctrica. Lo anterior, equivaldría a más de dos veces la capacidad de generación de la Central Termoeléctrica del Valle de México, resaltando la importancia de explorar con detalle los aspectos técnicos y económicos para apoyar la oferta de energía eléctrica en el país, a través del aprovechamiento del potencial de cogeneración en las refinerías de México.

Por lo tanto, es importante conformar carteras de proyectos integrales del sector energético, haciendo coincidir las expectativas tanto de PEMEX como de CFE, para el lograr del incremento en la eficiencia energética nacional

En este sentido, actualmente se tiene noticia de políticas energéticas que apoyan estas iniciativas. De acuerdo a fuentes financieras³, se ha dado a conocer que la SENER y PEMEX, detectaron 13 proyectos, a desarrollar por capital privado, que tendrán una capacidad de 4,603 MW para las cuatro subsidiarias, de los cuales 975 MW serían para consumo interno y 3,628 para exportación a la CFE. Sin embargo, de acuerdo a la misma fuente, se menciona que la venta de excedentes no podrá realizarse si no se agilizan y aprueban las modificaciones a la ley de la industria eléctrica, permitiendo que la CFE pueda comprar excedentes por más de 20 MW. Se prevé que para el este año, las barreras legales estén superadas para la licitación internacional de este tipo de proyectos.

Dada la importancia que reviste el sector energético en las proyecciones de crecimiento económico del país y al reconocimiento de áreas de oportunidad para apoyar este crecimiento de manera eficiente, en este trabajo se realiza una investigación de la infraestructura actual del sector de refinación, se realiza un análisis técnico económico para aprovechar el potencial de cogeneración, se establecen las tecnologías disponibles y finalmente se realiza una propuesta de un plan para aprovechar el potencial de cogeneración en la industria de refinación que apoye la oferta de energía eléctrica del país.

Estimado Inicial del Potencial de Cogeneración en el Sistema de Refinación de PEMEX

Como se plantea en el desarrollo de este trabajo, las refinerías de petróleo son candidatos ideales para implantar sistemas de cogeneración.

Para avalar la hipótesis de este trabajo y evaluar este potencial de cogeneración de manera preliminar se seguirá la siguiente metodología:

- a) Tipificar del sistema de cogeneración a aplicar para la máxima generación de energía eléctrica.
- b) Determinar las demandas de energía eléctrica y energía térmica en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación.
- c) Establecimiento de la hipótesis del potencial de cogeneración, mediante la caracterización de la operación típica del sistema de cogeneración para los niveles de demanda de energía térmica y calculando la generación eléctrica para estas condiciones.

Asimismo, se establecen las siguientes premisas para conducir la determinación de la topología y la operación típica del sistema:

- El sistema a implantar, deberá satisfacer el 100% de la demanda de vapor de las Refinerías y maximizar la generación de energía eléctrica a través de una ruta de cogeneración.
- Para satisfacer la premisa anterior, se considerará el máximo aprovechamiento de disponibilidad de combustible de cada refinería.

La primera premisa obedece a que el objetivo de este planteamiento es el de que el potencial de cogeneración de las Refinerías de México, apoyen de manera importante la oferta de energía eléctrica a nivel nacional, asegurando el suministro de sus demandas de vapor, como una carga fija, para efectos de esta evaluación.

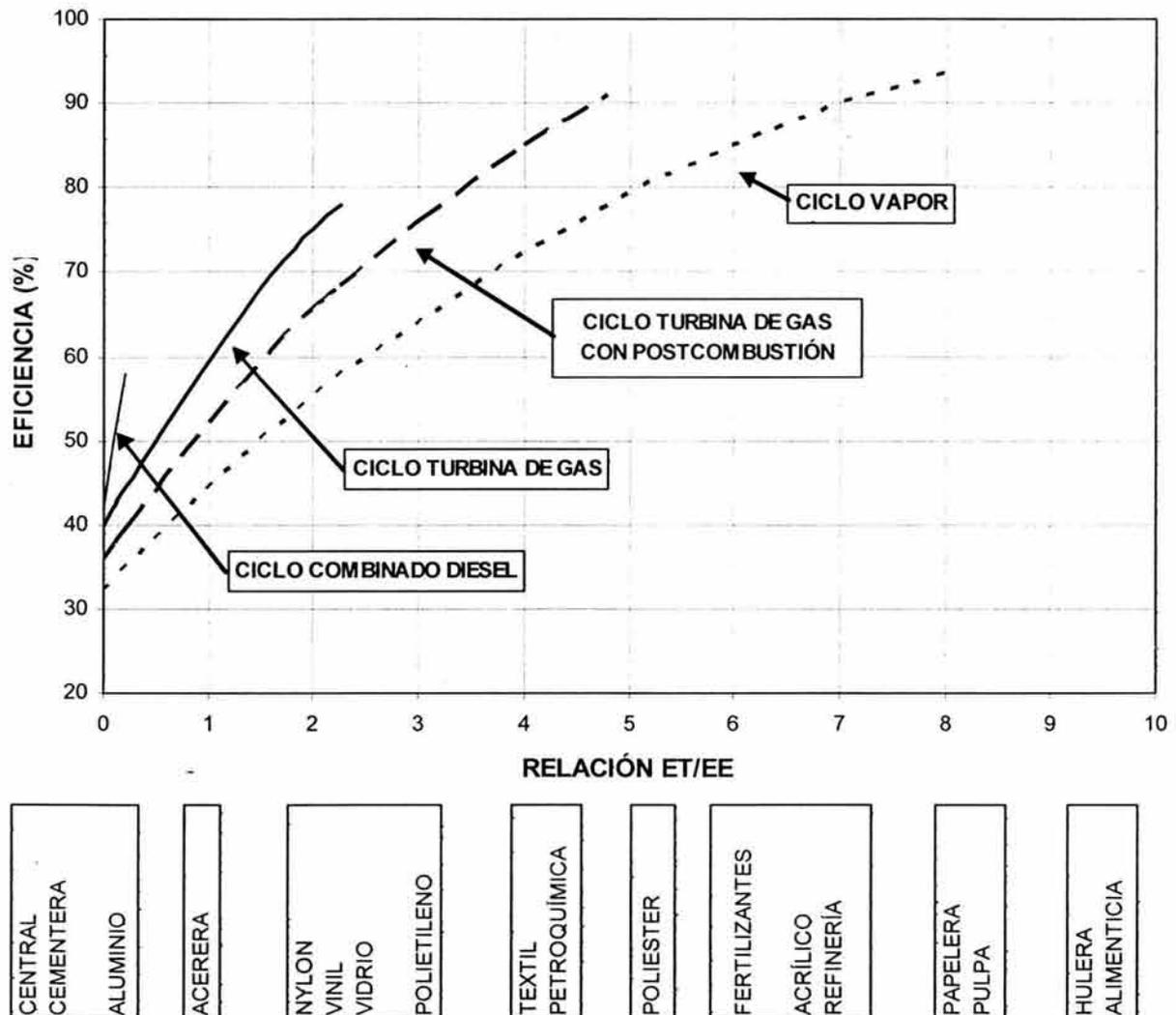
La segunda premisa se verificará cuando se revise el balance de residuales de cada Refinería. Sin embargo, se puede conservar esta premisa, ya que se espera que esta disponibilidad de combustible sea aún mayor a la necesaria para satisfacer la premisa anterior y que aún se podrán generar excedente de energía eléctrica adicionales.

a) Tipificación del sistema a aplicar para la máxima generación eléctrica⁶

Uno de los factores fundamentales que determina la capacidad de generación eléctrica en relación a la generación térmica, es el tipo de sistema que se utilizará, el cual puede ir desde un sistema basado en un ciclo simple de Ranking, un ciclo Brayton o un ciclo

combinado, utilizando dispositivos como turbinas de vapor, turbinas de gas o motores alternativos de combustión interna.

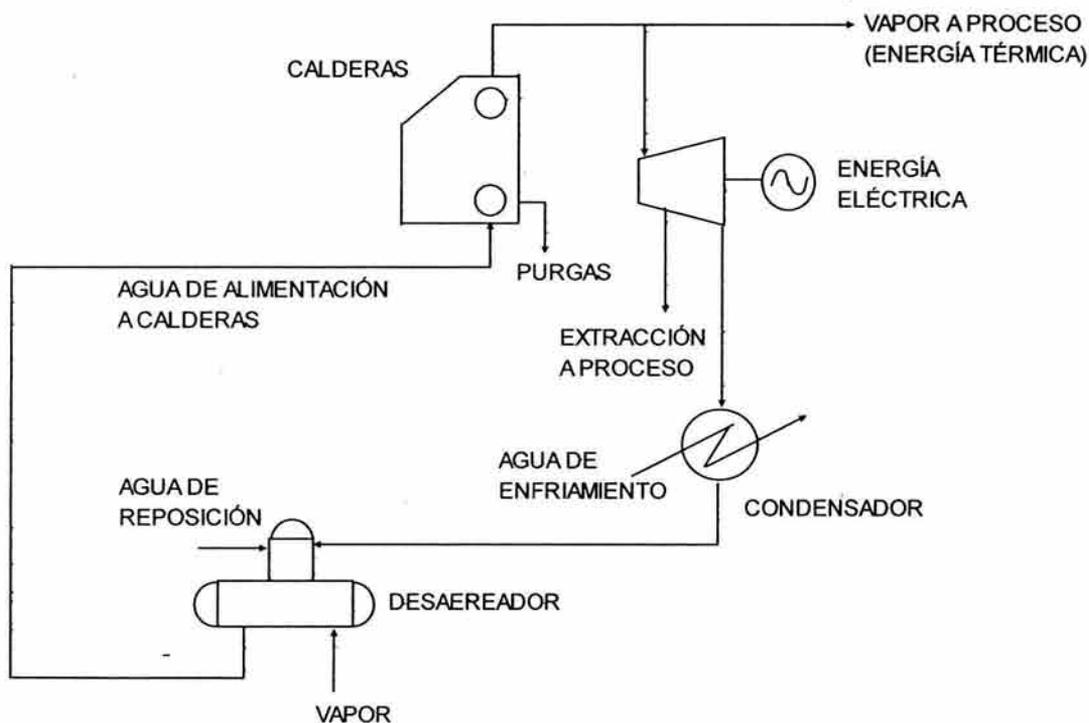
Figura 1. Eficiencia y aplicación de sistemas de cogeneración en función de la relación de demanda de energía térmica / energía eléctrica⁶



La relación entre la demanda de energía térmica (ET) respecto a la energía eléctrica (EE), conocida como la relación térmica / eléctrica (RTE), es fundamental en la selección del sistema de cogeneración. De acuerdo a la primera premisa, se deberá optar por un sistema cuya característica sea de una gran producción de energía con la menor RTE posible. En la figura 1, se muestran las aplicaciones típicas en industrias y la eficiencia global de sistemas de cogeneración en base a la RTE requerida.

Como se puede observar de acuerdo a esta figura, una refinería de petróleo presenta una RTE relativamente alta (5.8 a 7.3), para el cual un sistema a base de vapor (ciclo Ranking) es el más adecuado, y en efecto, esta es una situación característica que se observa en las refinерías de México, que generan parte de sus demandas energéticas térmicas y eléctricas bajo rutas de cogeneración con esta estructura de ciclo Ranking, tal como lo muestra la figura 2.

Figura 2. Esquema típico del sistema de fuerza de una refinería.

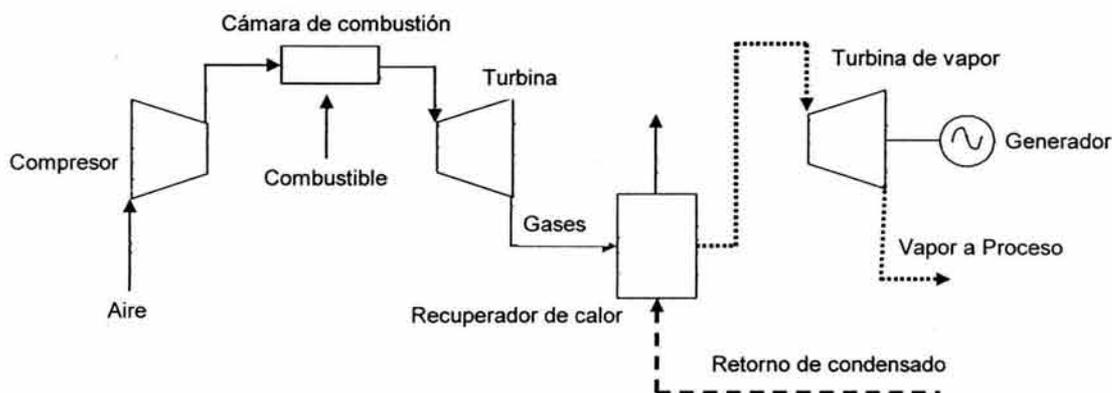


Por otra parte, y de acuerdo a la misma figura 1, los sistemas con mayor capacidad de generación eléctrica para una generación térmica dada (baja RTE) son los sistemas de ciclo combinado, ya sea a partir de motores alternativos de combustión interna con combustibles como diesel, o bien a base de turbinas de gas.

Cabe señalar que para una RTE de entre 0 y 2, el sistema más adecuado, de acuerdo a la figura 1, es el ciclo combinado con turbina de gas, ya que es el que presenta mayor eficiencia en relación al ciclo combinado con diesel. Sin embargo, el hecho de tener una menor eficiencia, no implica una menor rentabilidad o ahorro de combustible, teniéndose mayores márgenes de ahorro de combustible si consideramos la comparación con la eficiencia de generación eléctrica, que siempre será mayor que la generación simple.

De acuerdo a lo anterior, se puede observar que para obtener una maximización de la generación eléctrica en una refinería de petróleo (primera premisa), es necesario cambiar la topología típica del sistema de fuerza, de los sistemas tradicionales a base de vapor (figura 2) a sistemas de ciclo combinado con una topología que siga un esquema típico de ciclo combinado con turbina de gas como el mostrado en la figura 3. Este sistema es el que se utilizará para la evaluación del potencial de cogeneración del sistema de Refinación en México, en función de las demandas de energía térmica y eléctrica.

Figura 3. Esquema de ciclo combinado aplicado a un sistema de cogeneración.



b) Determinación de las demandas térmicas y eléctricas a satisfacer en las refinerías de México.⁷

La tabla 1 muestra la demanda de vapor en cada nivel de presión, así como la energía eléctrica requerida en las refinerías, y la tabla 2, el cálculo de la energía asociada a las demandas térmicas según el nivel de presión y temperatura.

Tabla 1. Demandas de Vapor y Energía Eléctrica en las Refinerías de México⁷

CONCEPTO	Cd. Madero	Cadereyta	Minatitlán	Tula	Salamanca	Salina Cruz	TOTAL
Vapor de Alta Presión (t/h)	184	592	135	278.8	73.1	177	528.9
Vapor de Media Presión (t/h)	475	58	170.5	896.6	779.9	685	3065
Vapor de Baja Presión (t/h)	71	50	276	0	0	0	397
E.Eléctrica requerida (MW)	96	87	100	102	88	139	612

Tabla 2. Cálculo de Energía de las Demandas de Vapor

CONCEPTO	TOTAL (t/h)	Presión (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	Entalpia (BTU/lb)	Energía (MW)
Vapor de Alta Presión	528.9	60	492	1431.1	489
Vapor de Media Presión	3065	21	320	1319.6	2,613
Vapor de Baja Presión	397	3.5	155	1186.3	304
Total Energía Térmica					3,406

Así, de acuerdo a las tablas 1 y 2, se tiene un requerimiento de energía térmica de 3406 MW y un requerimiento de energía eléctrica de 612 MW, por lo que la RTE promedio de las refinerías de México es de 5.6.

c) Establecimiento de la hipótesis del potencial de cogeneración en el Sistema Nacional de Refinación

Ahora bien, de acuerdo a la figura 1 y a la RTE promedio de las refinerías (5.6), corresponde a un sistema de cogeneración a base de vapor, como se mencionó anteriormente. Sin embargo, la necesidad de generar mayor cantidad de energía eléctrica nos lleva a bajar la RTE, de tal manera que si deseamos manejar un sistema aplicable a este rango de RTE con la mayor eficiencia, se tendría un sistema equivalente a ciclo combinado con turbina de gas en el cual podríamos manejar una RTE de entre 0 a 2, por lo que un valor promedio convencional sería de 1.

Para un valor de RTE de 1 y un requerimiento de energía térmica de 3,406 MW, el potencial de generación de energía eléctrica es de 3,400 MW.

Esta hipótesis se tendrá que comprobar, mediante cálculos específicos de balances de materia y energía para sistemas de cogeneración aplicables a combustibles disponibles en el SNR, como son el coque o residuos pesados del petróleo, de bajo valor comercial en competencia con sistemas de cogeneración con gas natural.

CAPÍTULO 1:

PROBLEMÁTICA ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

1. PROBLEMÁTICA ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

1.1 PANORAMA GENERAL

El sector energético es un motor del desarrollo y bienestar social de México, y es una parte fundamental de la estrategia económica del Gobierno de la República para cumplir con su compromiso de generar las mejores condiciones para el crecimiento y el mejoramiento de la vida. La energía no es sólo un insumo, sino un detonador del desarrollo económico y social⁴.

En el contexto internacional de los últimos años, la globalización ha sido el marco donde se han desarrollado las relaciones entre los Estados. Por ello, se ha experimentado un giro hacia los mercados abiertos y la competencia en un esquema en el que el Estado promueve la modernización de la infraestructura nacional, fomentando la participación de agentes económicos privados e instrumentando las medidas de liberalización y regularización que le permita una inserción eficiente en la economía mundial⁴.

Por otra parte, frente a los aumentos de la demanda de energía a escala mundial, y considerando que la producción sigue basándose fundamentalmente en el petróleo, el carbón y el gas natural, los temas de uso eficiente de la energía, preservación del ambiente y desarrollo de las energías renovables han recobrado un gran impulso en la colaboración internacional⁸.

Actualmente los sectores energéticos del mundo han modificado radicalmente la manera en que el sector se organiza y opera. En diversos países industrializados y en vías de desarrollo, se ha dinamizado la operación de los mercados energéticos, con el fin de abastecer la creciente demanda de electricidad, la calidad del servicio y enfrentar las dificultades para realizar nuevas inversiones⁸.

Debido a los cambios tecnológicos relacionados con alta demanda en electricidad y al crecimiento industrial y económico, es necesario contar con proyecciones sobre el crecimiento en el consumo para prever las necesidades futuras en el suministro eléctrico.

En general, se estima que el crecimiento en el consumo mundial de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 2.7 por ciento para los próximos 20 años. Las demandas en los países industrializados registrarán aumentos del orden del 1.5 por ciento, mientras que en los países en vías de desarrollo será del 4.2 por ciento. La diferencia radica en que estos últimos se encuentran en una fase de desarrollo económico e industrial caracterizado por un crecimiento poblacional importante, con crecimiento en los sectores industriales con uso intensivo de energía, aunado al bajo desarrollo educacional de la población que limita la aplicación de los programas de ahorro de energía⁸.

Esta competitividad y las expectativas de crecimiento han impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías aplicables al sector eléctrico, las cuales están actualmente enfocadas al aumento en la eficiencia de los procesos de generación, a la reducción de los costos de producción y al acatamiento de políticas y normas en materia ambiental.

Así mismo, tanto en México como en el resto del mundo, factores como la disponibilidad, la confiabilidad en el suministro, la volatilidad de precios y el impacto sobre el medio ambiente, juegan un papel importante en la selección de fuentes de energía para la generación de electricidad lo que ha promovido el desarrollo de programas de diversificación para este sector.

En las últimas décadas, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a ritmo acelerado. En 1960 la capacidad de generación instalada en México era de 3,021 MW y la demanda se abastecía por sistemas eléctricos independientes entre sí. Actualmente, el SEN cuenta con una capacidad de 34,815 MW y con 400,620 km de líneas de transmisión, en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV⁹.

A nivel mundial, el energético más utilizado para la generación eléctrica es el carbón con 34.1 por ciento. La segunda fuente más importante es la renovable, fundamentalmente hidroeléctrica, que representa el 20.2 por ciento del suministro mundial. El combustóleo y el diesel representan alrededor del 10 por ciento del total de los energéticos utilizados para generar electricidad, sin embargo su uso requiere mayor atención por su afectación al ambiente causada por los altos contenidos de azufre que presentan estos combustibles¹⁰.

Actualmente, diversos países industrializados y en vías de desarrollo enfrentan dificultades para realizar nuevas inversiones para empatar la oferta con una creciente demanda de energía eléctrica, provocando que la reestructuración de los sistemas energéticos sea un fenómeno mundial. Las tendencias energéticas mundiales consideran la globalización y desregulación de mercados y la comercialización de infraestructura, poniendo especial énfasis en reformar los sectores eléctricos tradicionales, a fin de promover una reducción de costos y mejorar la calidad del servicio.

En esta reestructuración, especialmente el uso del gas natural se ha venido incrementando de manera importante en la última década con un crecimiento del 18.8 por ciento, debido al desarrollo tecnológico de las centrales de ciclo combinado que logran eficiencias térmicas de conversión (60 por ciento) que superan considerablemente a las tecnología convencionales (36 por ciento), además de la reducción en costos y tiempos de construcción, así como menores afectaciones ambientales⁴.

Por otra parte, la energía nuclear reducirá su participación del 17 al 12 por ciento para el año 2020, debido a los altos costos de construcción de las centrales nucleares, así como por la disposición de equipo utilizado y combustible gastado⁸.

1.2 PANORAMA NACIONAL

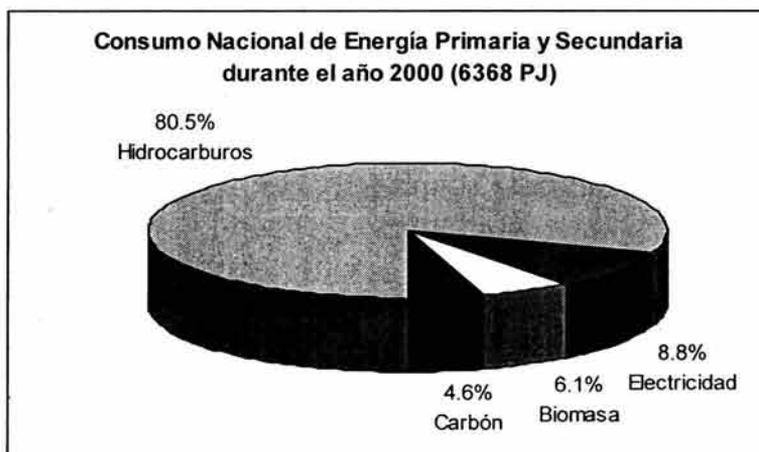
En México, durante el año 2000, la oferta total de energía primaria se ubicó en 9,662 PJ, es decir, 4.4 millones de barriles de petróleo equivalente diarios (MMbped), significando un aumento del 18.5 por ciento con respecto a 1995. La tasa media de crecimiento anual fue de 3.5 por ciento durante el periodo 1995-2000. La tabla 1.1, muestra como se conforma la energía primaria en México y el incremento en su oferta¹¹.

Tabla 1.1 Producción de energía primaria en México (PJ)¹¹

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	tmca 2000 / 1995 (%)	Incremento 1995-2000 (%)
Hidrocarburos	7,216	7,947	8,383	8,562	8,355	8,597	3.6	19.1
Electricidad	435	467	440	412	502	496	2.7	14
Biomasa	331	332	343	347	344	342	0.7	3.3
Carbón	173	191	190	199	204	227	5.7	31.2
Total	8,156	8,937	9,355	9,520	9,405	9,662	3.5	18.5

El consumo nacional total de energía primaria y secundaria (ver figura 1.1), alcanzó 6,368 PJ (2.9 MMbped), valor superior en 6.1 por ciento respecto a 1995. Para este mismo año, la estructura del consumo nacional de energía primaria se conformó por 80.5 por ciento de hidrocarburos, 8.8 por ciento de electricidad, 6.1 por ciento de biomasa y 4.6 de carbón. La tasa media de crecimiento del consumo de energía para el periodo 1995-2000 fue de 3.0 por ciento¹¹.

Figura 1.1 Consumo nacional de energía primaria y secundaria en 2000¹¹



El consumo final de energía total ascendió a 3,801 PJ (1.7 MMbped) en 2000, y creció 6.7 por ciento respecto a 1995. La tasa media de crecimiento anual fue 1.3 por ciento durante el periodo 1995-2000¹¹.

El sector transporte es el principal consumidor de energía en el país, contribuyendo con el 42 por ciento del consumo en 2000. Por su parte, la industria participó con 32 por ciento, mientras que el sector residencial, comercial y público, así como el sector agropecuario, representaron el 22 por ciento y 5 por ciento, respectivamente¹¹.

El consumo de energía per cápita tuvo una tasa media de crecimiento anual de 1.4 por ciento entre 1995 y 2000, debiéndose este comportamiento, principalmente, a que el consumo nacional total de energía creció 16 por ciento, mientras que la población creció 6.9 por ciento en el mismo periodo. En el año 2000 se ubicó en 64.4 PJ (0.03 bpe) por habitante. Este indicador muestra que el mexicano consumió en promedio más energía en el año 2000 que en 1995⁴.

El consumo final total de energía per cápita de México se ubica entre los menores de los países miembros de la OCDE, siendo la tendencia de 1990 a 1998 prácticamente constante. El aumento de 6.1 por ciento en el consumo final de energía per cápita entre 1995 a 1998, en combinación con una caída del 5.6 por ciento en la intensidad energética para el mismo periodo, reflejan los esfuerzos por incrementar el uso eficiente y el ahorro de energía¹⁰.

Lo anterior es significativo en los planes a nivel nacional, si se considera que para generar los niveles de oferta necesarios, se demandarán montos anuales de inversión equivalentes a la aportación del sector energético al PIB. Esto significa un monto de 139 mil millones de dólares (MMMDIs) para el periodo 2000-2009, de los cuales 59 MMMDIs se requerirán en electricidad, 40 MMMDIs en exploración y explotación de petróleo crudo, 21 MMMDIs en gas natural y 19 MMMDIs en refinación¹².

Se estima que la demanda de electricidad crecerá a una tasa media anual de 6.1% en los próximos 25 años y el sector industrial será el que mayor cantidad de energía eléctrica demandará, como efecto de su crecimiento y desarrollo¹³.

Así mismo, se prevé que el consumo de energéticos en la industria eléctrica se basará cada vez más en el empleo de hidrocarburos, debido al creciente uso de gas natural. En la actualidad, cerca del 58 por ciento del total del consumo de energéticos en la industria eléctrica es suministrado por el sector hidrocarburos, mientras que para el año 2025, se estima que este porcentaje subirá al 69 por ciento, en donde el uso del gas natural será de manera intensiva para la generación de electricidad en los próximos cinco años^{9,12,13}.

El mercado nacional de gas natural en los últimos años, ha sufrido modificaciones, como consecuencia del rápido crecimiento de la demanda interna. Actualmente la

estructura del consumo nacional de gas natural se caracteriza por la importante y creciente participación del sector eléctrico en México¹³.

Durante el periodo 2000-2010, el crecimiento de la demanda nacional de gas natural alcanzará una tasa media anual de 8.1 por ciento en el mercado nacional de gas natural. Ello significará un fuerte crecimiento en la demanda del orden de 2.3 veces superior al registrado en el periodo 1991-2000. Los factores que impulsarán la demanda son los siguientes¹³:

- a) Los planes de expansión del sector eléctrico a partir de tecnologías de ciclo combinado;
- b) La entrada en vigor de normas ambientales que limitan la emisión de contaminantes y que inducen al uso intensivo de combustibles más limpios, especialmente en zonas críticas, y
- c) El impulso a la promoción de inversión de particulares en el desarrollo de infraestructura de gas natural en transporte, almacenamiento y distribución.

El motor del crecimiento en la demanda de gas natural radica principalmente en el aumento de la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado que han marcado un nuevo rumbo a favor de este combustible. Se tiene previsto que el uso de este energético en la generación de electricidad pase de 22.3 por ciento en 2000 a 61.1 por ciento en 2010⁴.

De continuar la actual tendencia en la demanda de gas natural, y de no realizarse reformas al marco jurídico que incentiven sustancialmente la inversión, México pasará a ser un importador neto de gas natural, para poder garantizar el abasto oportuno de este energético. En 2006 las importaciones alcanzarán un volumen de 1,900 MMpcd y representarán 24.2 por ciento de la demanda, suponiendo que se satisfacen las necesidades de recursos públicos que han sido planteados por PEMEX; de no ser así, el volumen de gas importado será aún mayor⁴.

Este es uno de los factores de mayor preponderancia para impulsar esquemas de generación eléctrica eficiente a base de combustibles disponibles como los residuales de los procesos de refinación, coadyuvando a reducir las presiones sobre el gas natural.

En lo que respecta al sector eléctrico, ésta es un área estratégica para el desarrollo y crecimiento de cualquier país. No sólo es necesario mantener un sector eléctrico saludable por razones de oportunidad de negocio, sino por el beneficio que representa para la población en general.

Además, un sector eléctrico dinámico y confiable permite reflejar una imagen de desarrollo y progreso en el ámbito internacional, favorece las inversiones productivas, fortalece la generación de empleos, etc. En este sentido, el sector eléctrico nacional

debe tender hacia una modernización que le permita ofrecer un suministro acorde con las especificaciones técnicas más estrictas aparejado de una gama de servicios integrales diseñados para satisfacer las necesidades de los distintos tipos de usuarios.

El acceso al Servicio Público de Electricidad ha crecido significativamente durante las últimas dos décadas a tal grado, que a fines del año 2000 alcanzó el 94.7 por ciento de la población nacional conectada a la red eléctrica, siendo éste uno de los niveles de cobertura más altos en Latinoamérica⁴.

En los últimos 10 años, la tasa de crecimiento de la demanda por energía eléctrica en México (5.2 por ciento), ha sido mayor que la tasa de crecimiento del PIB (3.5 por ciento) y se espera que para la próxima década se mantenga esta tendencia en virtud de que el país se encuentra en una fase de desarrollo económico e industrial caracterizado por un crecimiento poblacional importante, con preponderancia de sectores industriales con uso intensivo de energía, como lo son el minero y el acerero, aunado a un bajo nivel de ingreso y educación que limita la eficiencia de los programas de ahorro de energía⁴.

Por otro lado, las ventas de energía del sector eléctrico en el 2000 ascendieron a 155,348 GWh, de las cuales el 60.3 por ciento fueron destinadas al sector industrial, el 23.3 por ciento al residencial, 7.5 por ciento al comercial, 5.1 por ciento al agrícola y 3.8 por ciento al de servicios. El total de usuarios atendidos en el sector público de energía eléctrica alcanzó casi los 24.0 millones, dentro de los que el sector industrial representó únicamente 0.5 por ciento, aunque su demanda participó con 60.3 por ciento. Por su parte, el número de usuarios residenciales equivale a 88.1 por ciento del total. Cabe señalar que anualmente se incorporan más de 800,000 nuevos usuarios facturados¹⁴.

Al cierre del 2000, se contó con 172 plantas de generación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN); de los cuales 152 son de Comisión Federal de Electricidad (CFE), 19 de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) y una de productor independiente. En las siguientes tablas se muestra la evolución de la capacidad efectiva de generación, así como la generación bruta de energía eléctrica, por tipo de tecnología, en las empresas paraestatales para el periodo 1995-2000. Las tablas 1.2 y 1.3 muestran las generaciones de acuerdo al tipo de planta^{14,15,16,17,18}.

En diciembre de 2000, el SEN contaba con 36,697 MW de capacidad instalada de generación, donde la fuente de energía primaria que tiene mayor participación es la de hidrocarburos (60.6 por ciento), seguida de la hidroléctrica (26.2 por ciento). Ver figuras 1.2 y 1.3.

Tabla 1.2 Capacidad instalada de generación por tipo de planta (MW)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Termoeléctrica	19,395	20,102	20,120	20,895	21,327	22,258
Hidroeléctrica	9,329	10,034	10,034	9,700	9,619	9,619
Carboeléctrica	2,250	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Nucleoeléctrica	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309
Geotérmica	753	744	750	750	750	855
Eoloeléctrica	2	2	2	2	2	2
Total	33,037	34,791	34,815	35,255	35,666	36,697

Tabla 1.3 Generación bruta por tipo de planta (GWh)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Termoeléctrica	86,220	89,100	101,454	113,483	114,322	126,863
Hidroeléctrica	27,528	31,442	26,430	24,616	32,714	33,075
Carboeléctrica	14,479	17,735	17,575	17,956	18,251	18,696
Nucleoeléctrica	8,443	7,878	10,456	9,265	10,002	8,221
Geotérmica	5,669	5,729	5,466	5,657	5,623	5,901
Eoloeléctrica	6	5	4	5	6	8
Total	142,344	151,889	161,385	170,982	180,917	192,764

Figura 1.2 Capacidad efectiva de producción eléctrica

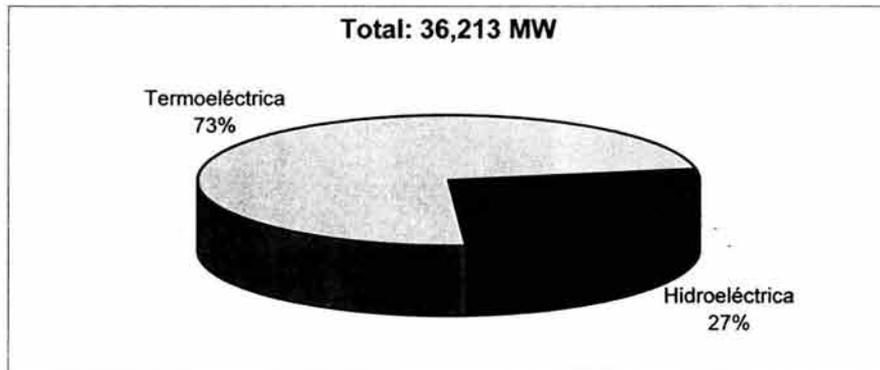


Figura 1.3 Consumo de combustibles en la generación de energía eléctrica

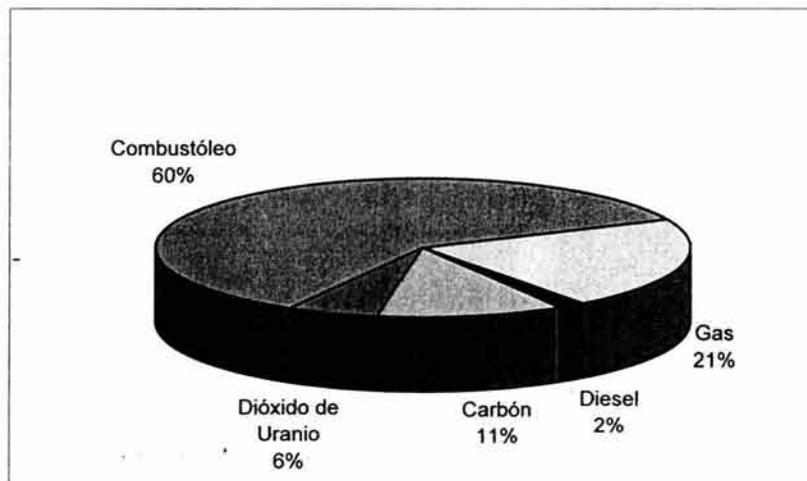
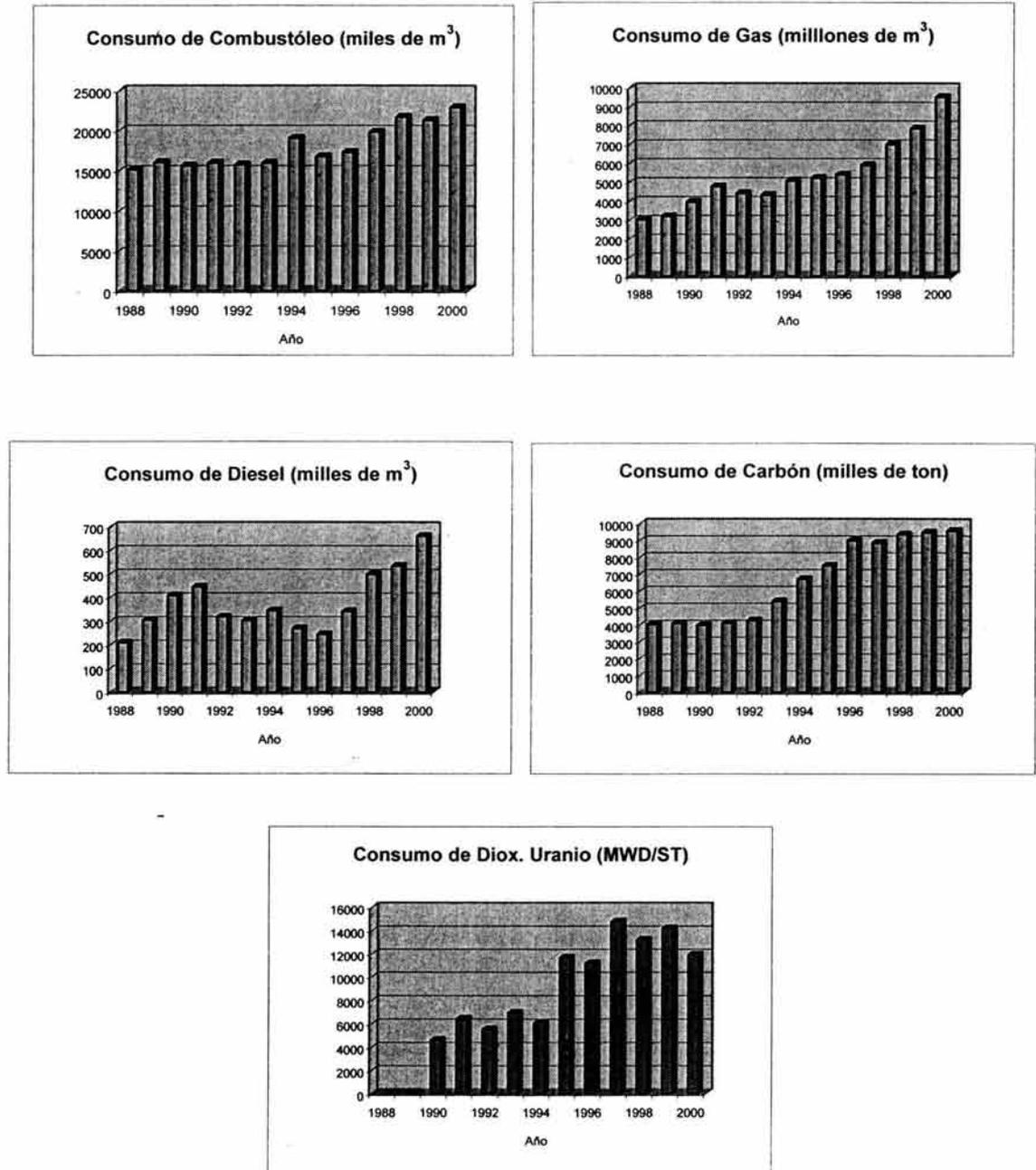


Figura 1.4 Consumo de combustibles para la generación eléctrica (por tipo de combustible)



Se prevé que la evolución del consumo crecerá a una tasa promedio para el período 2001-2010 cercana al 6.3 por ciento, de acuerdo a los ajustes realizados en las expectativas de crecimiento de la actividad económica de los últimos años, en

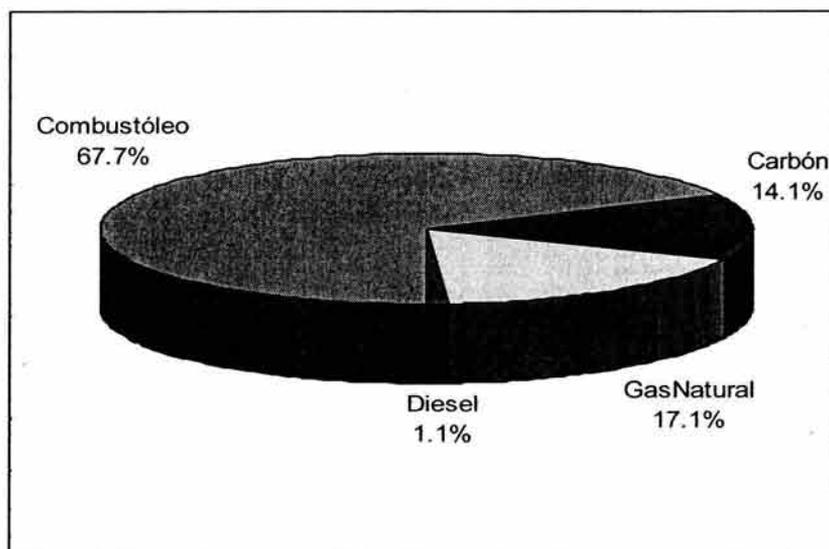
consecuencia, el SEN requerirá de 27,357 MW para los próximos 10 años, de los cuales 10,854 MW se encuentran en proceso de construcción o comprometidos y 16,503 MW se obtendrán en proyectos de capacidad adicional aún no comprometida. Además se espera la adición de 4,862 MW de proyectos de generación privada, lo que representa una capacidad adicional instalada de generación total de 32,219 MW^{9,18}.

En cuanto a la capacidad de la red de transmisión y distribución, el SEN cuenta con 643,930 km de líneas de conducción en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV. De éstos, la red troncal de transmisión en alta tensión (400 y 230 kV) se extiende a 35,650 km⁴.

La figura 1.5 ilustra los valores relativos de los consumos de combustibles fósiles en 1997 y su evolución al 2007, necesarios para generar la energía bruta en las diversas centrales del SEN que utilizan estos combustibles⁹.

Las siguientes gráficas muestran el consumo de combustibles fósiles consumidos en 1997 y los esperados para el 2007, tomando en cuenta las normas ambientales y la evolución de los precios relativos esperados para el gas y el combustóleo, asociado al programa de expansión de la CFE¹².

Figura 1.5 Evolución del consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica



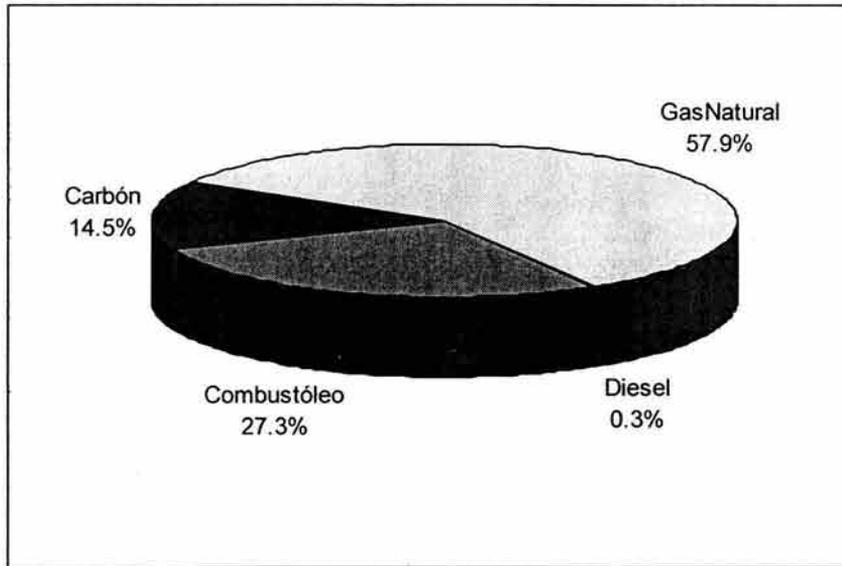
Total en 1997:
3331 TJ por día

Combustóleo:
54,090 m³/día

Gas Natural:
15 MM m³/día

Carbón:
8.85 MM t/año

Diesel:
939 m³/día



Total en 2007:
5360 TJ por día

Combustóleo:
35,027 m³/día

Gas Natural:
82.7 MM m³/día

Carbón:
14.9 MM t/año

Diesel:
386 m³/día

Las cantidades de cada combustible utilizado, corresponden a la energía térmica en Terajoules (TJ) según los poderes caloríficos de cada uno de ellos.

Esta reducción del consumo diario de combustóleo por parte de CFE, se debe al cambio de combustóleo por gas en centrales existentes, para cumplir con la normatividad ambiental y a una menor utilización de las centrales a base de combustóleo en el despacho económico del sistema de generación, conforme se incrementa la capacidad instalada en ciclos combinados a base de gas natural. Dentro de las centrales que se han convertido para utilizar gas natural, se encuentran¹³:

Central	Capacidad
Rosarito 5 y 6	320 MW
Francisco Villa 4 y 5	300 MW
Monterrey (50%)	232 MW
Emilio Portes Gil (50%)	187 MW
Altamira (80%)	616 MW
Salamanca (80%)	693 MW
Tula	1500 MW
Yucatán	662 MW

La capacidad total convertida para utilizar gas es de 4,510 MW, y se estima que para el año 2007, prácticamente en todo el SEN se utilizará gas para producir electricidad¹².

De acuerdo con la política energética establecida, la mayor parte del incremento en la capacidad de generación se dará en ciclos combinados a base de gas natural que además de ser un combustible limpio, presenta características atractivas en cuanto a su bajo costo de inversión, plazos de construcción cortos y eficiencia térmica elevada. Sin embargo, dadas las características de la planeación del sector eléctrico, es necesario

revisar los trabajos desarrollados a la fecha, en lo que se refiere a diversificación energética, ya que tanto los precios relativos como los avances tecnológicos de otros energéticos, pueden modificar sustancialmente los escenarios hasta ahora desarrollados.

Con la entrada en operación de la reconfiguración de las refinerías de México, se contará con una amplia disponibilidad de coque de petróleo, el cual se utilizará completamente en la generación de energía eléctrica en la central generadora de la empresa de cemento CEMEX, para su autoabastecimiento.

Con la evolución esperada, los permisionarios podrán utilizar el servicio de transmisión que proporcionen los suministradores, siempre que exista la posibilidad técnica de hacerlo con las instalaciones existentes, por esta razón también se espera una expansión de la red de transmisión relacionados con los conceptos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía de la operación.

1.3 MARCO REGULATORIO⁴

Desde su naturalización en 1960, la industria eléctrica ha sido manejada de manera exclusiva por el estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). Esta situación se sustentó legalmente con la adición al párrafo 6º del actual artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que a la letra dice:

“Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

Posteriormente, con la expedición de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1975 (LSPEE), se retiró el precepto de que todas las actividades encaminadas a la prestación del servicio público de energía eléctrica únicamente podrían ser efectuadas por el Estado bajo una estructura industrial verticalmente integrada. Para estos efectos, la Nación sería la única facultada para aprovechar los bienes y los recursos naturales requeridos para estos fines.

Durante varias décadas del siglo pasado, esta estructura monopólica estatal fue considerada como el esquema apropiado para integrar y sincronizar el SEN, así como para ampliar su cobertura a todo el territorio nacional. En aquel entonces, una estructura organizacional de esta naturaleza permitía garantizar la confiabilidad, la sustentabilidad y al autonomía del SEN.

Dadas estas condiciones, considerar a la electricidad como área estratégica en manos exclusivas del Gobierno Federal fue el camino natural para la consolidación de la infraestructura eléctrica nacional. Las metas que perseguía la formación del monopolio nacional fueron cumplidas, ya que se logró la interconexión de los sistemas eléctricos y la unificación de la frecuencia eléctrica. Como resultado, al cierre del año 2000 la cobertura era de 94.7 por ciento de la población nacional.

Sin embargo, el entorno de inestabilidad macroeconómica y de crisis de deuda externa, trajeron consigo una serie de importantes recortes presupuestales en los años ochenta y noventa, limitando la disponibilidad de recursos para la inversión pública.

En este contexto, desde principios de la década de los ochenta, el Estado ha reconocido la necesidad de instrumentar medidas que permitan la rehabilitación financiera del sector eléctrico a fin de atender los requerimientos de demanda. Dichas medidas fueron la instrumentación de programas de ahorro de energía y la obtención de mayores recursos financieros.

En diciembre de 1992, se introdujeron reformas a la LSPEE con el objeto de abrir nuevas oportunidades de participación a los inversionistas privados en actividades de generación de energía eléctrica, que no constituyen el servicio público, a través de un régimen de permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía, organismo técnico consultivo desconcentrado de la Secretaría de Energía creado por Ley en 1995. Para estos efectos, se rediseñaron las figuras de autoabastecimiento y cogeneración, y se crearon las figuras de pequeña producción, producción independiente, importación y exportación. De acuerdo al Capítulo 1 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica – Disposiciones Generales¹⁹:

Artículo 3º.- No se considera servicio público:

- I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;*
- II. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;*
- III. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;*
- IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y*
- V. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencia derivada de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.*

Esta apertura, para que el sector privado tuviera la posibilidad de construir, operar y tener en propiedad plantas de generación de energía eléctrica, fue necesaria para aliviar la creciente necesidad de recursos económicos demandados por la expansión y

modernización del sector eléctrico nacional, y principalmente para garantizar el servicio público de energía eléctrica. En diciembre de 1993 se publicó el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía eléctrica (RLSPEE) con el objeto de reglamentar la Ley en lo que se refiere a la prestación del servicio público de energía eléctrica y a las actividades previstas en la propia Ley que no se consideran servicio público y uso temporal de la red del SEN. En 1994, se modificaron las funciones de la Secretaría de Energía plasmadas en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, encargándose de promover la participación de los particulares en la generación y aprovechamiento de la energía.

De igual forma, con la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en 1995, se le otorgó a la Secretaría de Energía autonomía de gestión, así como mayor capacidad técnica y administrativa y se inició el proceso de integración de un marco regulatorio vigente en gas natural y electricidad, a través del cual se brinda transparencia y certidumbre en la aplicación de la política energética nacional y el fomento a la participación privada.

Conviene aclarar, que derivado de las reformas de 1992 y 1993, a la LSPEE se dio la apertura para que los permisionarios que contaran con excedentes de energía de 20 MW o menos, tuvieran oportunidad de celebrar un convenio con CFE o LFC para su compra.

Posteriormente, mediante al expedición del decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, el 24 de mayo de 2001, se modifican algunas reglas por las que se permite a los que gozan de permisos de autoabastecimiento y cogeneración, enagenar sus excedentes a CFE o LFC sin convocatoria y para cualquier monto de sobrantes.

Con la expedición del mencionado decreto, el Presidente de la República cumplió con la obligación establecida en la LSPEE, de establecer los términos y condiciones para la celebración de convenios mediante la cual la CFE y la LFC se encuentran en posibilidad de adquirir energía eléctrica de los particulares que cuentan con excedentes.

Una alternativa para evitar la erogación de cuantiosas inversiones por parte del sector público en la construcción de nuevas centrales eléctricas ha consistido en licitar contratos de compra de capacidad y energía a productores independientes de energía. Si bien esta solución no requiere de inversión del sector público para la construcción de las instalaciones, sí demanda garantías de CFE o LFC con respecto a la compra de la electricidad a largo plazo (25 años), mismas que son otorgadas con el respaldo del Gobierno Federal.

Bajo este escenario, se alienta la participación para el desarrollo de estos proyectos al eliminar el riesgo de no contar con garantías en el precio de compra. Sin embargo, si existieran otros compradores a los que se les pudiera vender la electricidad generada, esta garantía sería innecesaria.

En los mercados internacionales ha quedado demostrado que los desarrolladores se encuentran dispuestos a asumir los riesgos de los proyectos, inclusive han construido plantas sin contrato, solamente bajo la garantía de entrada a un mercado. En consecuencia, se tiene el reto de aumentar las inversiones privadas en el sector eléctrico sin otorgar garantías del gobierno que comprometan su nivel de endeudamiento y que alienten la competencia entre los participantes públicos y privados en el sector.

En síntesis, la participación privada ha permitido la entrada en operación de 580.5 MW en proyectos de cogeneración y 399 MW en proyectos de autoabastecimiento como nuevas inversiones. A partir de 1996 se han desarrollado 27 proyectos de generación con una capacidad de 11,427 MW y 38 proyectos de transmisión y transformación con un total de 20,272 MVA y 6,732 km, todos ellos con participación privada y que se encuentran en diferentes etapas de licitación, construcción y operación.

El Programa Sectorial de Energía 2001-2006, sostiene que el crecimiento del sector energético en nuestro país está basado en objetivos estratégicos y metas específicas a cumplir, y en este sentido, se plantea que se deberá impulsar la participación de empresas mexicanas en los proyectos de infraestructura energética, dando especial importancia al aprovechamiento del gran potencial de cogeneración de PEMEX y sus organismos subsidiarios, por lo que se promoverán las acciones conducentes para instrumentar nuevos esquemas que permitan instalar una capacidad de cogeneración cercana a los 3,800 MW. Además de incrementar la productividad de PEMEX, estos proyectos permitirán diferir inversiones en plantas de generación simple, de menor eficiencia térmica, e incorporar energía eléctrica de bajo costo a la red de servicio público.

PEMEX ha analizado posibles proyectos de cogeneración, entre los que destacan los que se ubicarían en Petroquímica Cangrejera y en el Complejo Procesador de Gas de Nuevo PEMEX. La capacidad instalable en estos proyectos podría ubicarse entre 600 y 1,000 MW en Cangrejera, y entre 250 y 500 MW en Nuevo PEMEX. Adicionalmente, la Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía (CONAE) ha identificado el potencial de cogeneración en PEMEX entre 2,400 y 4,500 MW, en estudios preliminares. Existe interés para impulsar el desarrollo de estos proyectos para apoyar la incorporación de nueva capacidad de generación de electricidad en México, a través de la participación de la inversión privada.

Evolución del Marco Regulatorio

Entre los principales avances en materia regulatoria se encuentra el Reglamento de Gas Natural, en el cual se establecen las reglas que rigen esta industria, y se definen las distintas áreas que la conforman: ventas de primera mano, transporte,

almacenamiento y distribución, así como las funciones de los distintos operadores públicos y privados.

Actualmente, el sector privado participa en actividades de almacenaje, transporte y distribución de gas natural. Esta nueva conformación de la industria del gas natural se ha convertido en un factor que impulsará el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos privados, tanto de autoconsumo, como para el servicio público bajo la modalidad de productor independiente. Las bondades del gas natural en materia ambiental y su bajo costo de inversión (plantas de ciclo combinado), están impulsando a los inversionistas privados a utilizar este combustible para nuevas plantas de cogeneración. De igual forma, la CFE ha licitado diversos proyectos de producción independiente con gas natural como combustible base.

A la fecha, Pemex Gas y Petroquímica Básica ha suscrito contratos de largo plazo para el suministro de gas natural con generadores privados de energía eléctrica, garantizando la disponibilidad de gas natural, ya sea con producto nacional o importado. Los precios del gas natural y del servicio de transporte son fijados con base en las metodologías y procedimientos establecidos en Directivas publicadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Otro avance regulatorio fundamental para los nuevos generadores privados de electricidad o permisionarios, ha sido la publicación del Contrato de interconexión y servicios conexos y de sus Convenios anexos (servicios de transmisión; energía de respaldo; compraventa de energía económica), que permiten el uso de la infraestructura eléctrica nacional y los beneficios derivados de ésta.

La nueva Metodología para Determinar los Cargos por Concepto de Servicios de Transmisión, publicada el 15 de mayo de 1998, permite el servicio de transmisión de punto a punto y para cargas dispersas, como el alumbrado público. De esta manera, es posible para el permisionario suministrar energía eléctrica a consumidores ubicados en lugares lejanos, así como recibir energía de respaldo o vender sus excedentes de energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o a Luz y Fuerza del Centro (LFC).

Estos avances han permitido iniciar el desarrollo de proyectos municipales, a fin de que los ayuntamientos y gobiernos estatales puedan conseguir el suministro de energía eléctrica para alumbrado público y bombeo de agua en mejores condiciones que con CFE o LFC.

Con estas acciones se garantiza la existencia de una legislación adecuada y justa, y de un marco contractual flexible, claro y transparente, acorde a las necesidades de inversión y de suministro de energía eléctrica de la industria y, en general, de los consumidores que así lo requieran.

La flexibilidad de la regulación vigente ha permitido que el sector privado desarrolle proyectos con las más variadas tecnologías. Por ejemplo, la CRE otorgó permisos de

autoabastecimiento a Termoeléctrica del Golfo y Termoeléctrica Peñoles, por una capacidad total de 500 MW. Otros permisionarios han recibido permisos para aprovechar diversa infraestructura hidráulica e instalar plantas hidroeléctricas, bajo la modalidad de autoabastecimiento.

Asimismo, se han otorgado permisos en el Istmo de Tehuantepec y en la Península de Baja California, para aprovechar la energía del viento.

Otro aspecto importante es la modificación realizada el 25 de julio de 1997 al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, con la que se da una mayor flexibilidad a los inversionistas privados para participar en las licitaciones de capacidad y energía asociada a las que convoque la CFE.

En resumen, La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica fue modificada en 1992, para permitir la generación privada de energía eléctrica, bajo las siguientes modalidades:

- Cogeneración
- Autoabastecimiento
- Pequeña Producción (menos de 30 MW)
- Producción Independiente
- En Mayo de 1993 se publicó el Reglamento de la Ley, estableciéndose los mecanismos para el uso de la red eléctrica nacional por los particulares.
- Octubre de 1996: La Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó el Modelo de Contrato de Interconexión para el uso de la red eléctrica nacional por permisionarios.
- Enero de 1997: La CRE publicó los convenios de Servicios de Transmisión (Porteo), Servicio de Energía de Respaldo y de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica (Energía Económica).
- Marzo de 1997: Se publicó la metodología para la escalación mensual de las tarifas de electricidad, que incorporan los índices de precios y de combustibles.

La propuesta de Reforma de la Industria Eléctrica en México tiene como fin:

- **Garantizar** el suministro de electricidad para cubrir las crecientes necesidades de todos los mexicanos.
- **Continuar** proporcionando un servicio eléctrico confiable, de alta calidad y a precios competitivos para impulsar un mayor crecimiento de nuestro país.
- **Atraer** más inversión de todos los sectores para fortalecer el desarrollo de nuestra industria eléctrica.

- **Ampliar** la cobertura del servicio eléctrico y apoyar con subsidios a quienes más lo necesitan.
- **Crear** nuevos y mejores empleos para los trabajadores de la industria eléctrica y de todo el país.
- **Contar** con más recursos públicos para programas de educación, salud, agua y combate a la pobreza.
- **Reafirmar** la rectoría del Estado en un sector eléctrico fortalecido con más participación y competencia.

1.4 TARIFAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO¹⁸

Para la aplicación de los cargos de las tarifas del servicio eléctrico, éstas se aplican con diferencias por región, las cuales se encuentran comprendidas de la siguiente manera:

Región Baja California

Todos los municipios del estado de Baja California y Municipios del estado de Sonora: San Luis Río Colorado.

Región Baja California Sur

Todos los municipios del estado de Baja California Sur.

Región Noroeste

Todos los municipios del estado de Sonora, excepto el comprendido en la región Baja California y todos los municipios del estado de Sinaloa.

Región Norte

Todos los municipios de los estados de Chihuahua y Durango.

Municipios del estado de Zacatecas: Chalchihuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, Saín Alto, Jerez, Juan Aldama, Río Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo.

Municipios del estado de Coahuila: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada.

Región Noreste

Todos los municipios de los estados de Nuevo León y Tamaulipas.

Todos los municipios del estado de Coahuila, excepto los comprendidos en la Región Norte.

Municipios del estado de Zacatecas: Concepción del Oro y El Salvador.

Municipios del estado de San Luis Potosí: Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadal cázar, Ciudad Fernández, Río verde, San Ciro de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cárdenas, Alaquines, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Axtla de Terrazas, Tamazunchale, Huehuetlán, Tamuín, Tanchuítz, Tan lajas, San Antonio, Coxcatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ébano, Xilitla, Tampacán, Tanquián de Escobedo.

Municipios del estado de Veracruz: Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mascareñas, El Higo, Huayacocotla.

Región Central

Todas las delegaciones del Distrito Federal.

Municipios del Estado de México: Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepotzotlán, Santa Cruz Atizapán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalnepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl, Los Reyes La Paz.

Municipios del estado de Morelos: Cuernavaca.

Región Sur

Todos los municipios de los estados de: Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Guerrero, Tlaxcala, Puebla, Oaxaca, Chiapas, Tabasco.

Todos los municipios de los estados de Zacatecas, San Luis Potosí y Veracruz no comprendidos en la Región Norte o en la Región Noreste.

Todos los municipios de los estados de México y Morelos no comprendidos en la Región Central.

Región Peninsular

Todos los municipios de los estados de Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

La contratación del servicio de energía eléctrica puede ser en las siguientes tensiones de suministro:

- Baja tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1.0 kilovolt.

- Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1.0 kilovolt, pero menores o iguales a 35 kilovolts.
- Alta tensión a nivel subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 35 kilovolts, pero menores a 220 kilovolts.
- Alta tensión a nivel de transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 kilovolts.

De acuerdo a estas tensiones de suministro puedes contratar en las siguientes tarifas:

- En media tensión tarifas OM y HM
- En alta tensión a nivel subtransmisión, tarifas HS y HSL.
- En alta tensión a nivel transmisión, tarifas HT y HTL

La reestructuración de las tarifas eléctricas es también un factor importante para coadyuvar al impulso de proyectos altamente rentables de autoconsumo eléctrico de los particulares, para satisfacer las necesidades de la industria y el comercio nacionales. En particular, la estructura tarifaria horaria, que prácticamente se alcanzó el equilibrio entre su precio y su costo, hace ahora más atractiva la generación para usos propios, y además racionaliza la utilización de la energía, especialmente en las horas de demanda máxima, porque aquellos consumidores que pueden reducir su demanda en estos horarios ven disminuida sustancialmente su facturación. Esta característica ha contribuido a reducir la necesidad de instalar capacidad en el sistema eléctrico.

Por otra parte, el 25 de marzo de 1997, se modificó la disposición complementaria 10 BIS del “Acuerdo que Autoriza el Ajuste y Modificaciones de las Tarifas para suministro y Venta de Energía Eléctrica”, que ha venido aplicándose desde el año 1992 para definir un procedimiento de ajuste automático en las tarifas horarias, de manera que se reflejen además las variaciones de los precios de los combustibles, las que ocurran en otros índices de precios, cualquiera que sea el sentido de los mismos. Es importante destacar que, con base en dicho Acuerdo, se establece que los factores de ajuste mensual por nivel de tensión se determinan cada mes calendario.

Con el establecimiento de esta metodología, se proporciona a los industriales e inversionistas potenciales, mayor certidumbre económica respecto a la evolución de los precios y se mantienen éstos reflejando los costos respectivos, con lo cual mejoran las perspectivas de recuperación de los recursos financieros que se involucren en tales proyectos.

De especial interés son los proyectos de cogeneración, donde diversos consumidores pueden asociarse para aprovechar conjuntamente las energías térmica y eléctrica generadas en este tipo de procesos, obteniendo de esta manera ventajas considerables.

1.5 INVERSIONES^{4,9,18}

El crecimiento económico registrado en México a finales del siglo XX, se refleja en un elevado incremento en el consumo de energía eléctrica, a tasas de crecimiento del orden del 6%, lo que refleja la actividad de la industria nacional y, en menor grado, las nuevas necesidades de suministro eléctrico que la población está demandando.

Por otra parte, en los últimos años las inversiones necesarias para mejorar la prestación del servicio de distribución se han rezagado debido a restricciones presupuestarias. El retraso de estas inversiones se han traducido en pérdidas equivalentes al 10 por ciento de las ventas en baja tensión, así como en pérdidas comerciales por insuficiencia en medidores y otros equipos. Bajo este escenario, el crecimiento acelerado de la demanda de electricidad exige la modernización y ampliación de los sistemas de distribución.

Para el periodo 2001-2010, los requerimientos del sector eléctrico se estiman en 675,781 millones de pesos, de los cuales 361,792 millones provendrían del financiamiento privado, mientras que 313,988 millones serían con cargo al presupuesto federal, mediante Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público (PIDIREGAS). Así mismo los recursos canalizados a la generación ascenderían a 242,025 millones de pesos, 152,133 millones para transmisión, 126,440 millones para distribución, 79,563 millones para mantenimiento, y 75,620 millones restantes son para otras inversiones y arrendamientos de proyectos, mediante los esquemas de Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT) y Producción Externa de Energía (PEE) asignados mediante concurso por la CFE. Debido a que la inversión pública en el sector es insuficiente, se requiere complementarla con inversión de particulares, nacionales y extranjeros, para garantizar la expansión del sector. Estos montos no contemplan las inversiones que los particulares realizarán para satisfacer sus propios consumos mediante esquemas de autoabastecimiento o cogeneración⁴.

Por otra parte, a pesar de que el sector eléctrico ha cubierto los requerimientos de electricidad, no ha podido explotar su potencial para cubrir la demanda y tener un margen de reserva de operación en condiciones seguras. El nivel del Margen de Reserva del Sistema Interconectado considerando como mínimo adecuado en los estándares internacionales es de 6 por ciento, que significa aproximadamente 2,200 MW de la capacidad de generación actual en México.

La carga total del sistema tiene variaciones estacionales y horarias a lo largo del año, lo cual obliga a producir energía eléctrica en el instante que la requieren los usuarios. Por lo tanto, es necesario contar con una capacidad de reserva adicional a la carga total conectada.

Debido a que la capacidad del sistema eléctrico se ve afectada por las salidas programadas (por mantenimiento) de las unidades generadoras y por eventos aleatorios como salidas forzadas y degradaciones por condiciones hidrológicas críticas, entre otras, la capacidad real disponible en un momento dado es una variable aleatoria. Es previsible que los momentos críticos para el suministro se presenten principalmente durante los períodos de demanda máxima del sistema (carga pico), o al presentarse condiciones de operación que reducen la disponibilidad de las centrales.

Conforme se aumenta la capacidad de reserva del sistema eléctrico para suplir la capacidad de las unidades que salen de operación, aumenta la confiabilidad del suministro, siendo benéfico para la economía, sin embargo implica mayores costos para el sistema eléctrico. Por esta razón, el margen de reserva queda definido en los planes de expansión de la capacidad, cuando alcanza el equilibrio entre los costos asociados a los incrementos de capacidad y los beneficios atribuibles a la reducción de las fallas del suministro y de los costos de operación, evaluados en el contexto de la economía nacional.

Mantener confiabilidad en el sistema eléctrico mexicano implica que se desarrollen los programas que CFE tiene para el futuro, como son la reducción de las pérdidas en las redes de transmisión, el incremento de la disponibilidad de las unidades generadoras y el robustecimiento de las redes de transmisión.

En abril del 2000, el Margen de Reserva alcanzó un nivel mínimo crítico de 0.4 por ciento, debido a la combinación de ocurrencia de la demanda máxima del mes, una capacidad no disponible por mantenimiento o falla de unidades generadoras y al retraso en la entrada de capacidad adicional de nuevas centrales generadoras.

Más de la mitad de la energía eléctrica que se consume en México corresponde a actividades industriales. Esto se debe al aumento en la productividad y competitividad de las empresas mexicanas que ha resultado en la exportación de productos con cada vez mayor valor agregado. Las zonas con un alto potencial de desarrollo industrial coinciden con aquellas áreas donde el incremento de la demanda de energía eléctrica se ha elevado en forma importante. En particular, las regiones de Baja California, Noreste y Peninsular, son las que experimentan un mayor crecimiento anual en el consumo de electricidad, por encima de la media nacional⁴.

El desarrollo de la economía nacional requiere de un sector eléctrico fuerte, capaz de sostener e impulsar la expansión industrial. Para ello, se requieren inversiones cada vez más importantes. Estos recursos difícilmente podrán ser cubiertos en su totalidad por el Gobierno Federal, por lo que se requerirá de la participación de la inversión privada en el desarrollo de nueva capacidad de generación.

En este sentido, el Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006 contempla la incorporación de la inversión privada en el desarrollo de nueva infraestructura para incrementar la oferta de bienes y servicios públicos, a fin de fortalecer la economía nacional. De esta

manera, el suministro de insumos básicos, como el gas natural y la electricidad, en condiciones de calidad, precio y oportunidad consolidarán las bases para la expansión industrial, comercial y de desarrollo humano que el país requiere.

Para complementar la inversión pública, el Gobierno Federal promueve la participación del sector privado en la generación de electricidad a través de las modalidades permitidas por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). En este sentido, la cogeneración, el autoabastecimiento y la producción independiente representan esquemas mediante los cuales el sector privado contribuye a incrementar la capacidad instalada.

Además, algunos gobiernos estatales se encuentran realizando gestiones para cubrir sus requerimientos de energía eléctrica para bombeo de agua y alumbrado público, bajo las modalidades de cogeneración o autoabastecimiento. La Secretaría de Energía (Sener) tiene el firme compromiso de apoyar y facilitar la realización de estos proyectos, así como las iniciativas que presenten los sectores social y privado en materia de generación de electricidad.

Desde 1994, se han otorgado 204 permisos para la generación privada de electricidad por 18,313 MW. La generación privada es igual al 21.2% de la capacidad instalada en el país¹⁸.

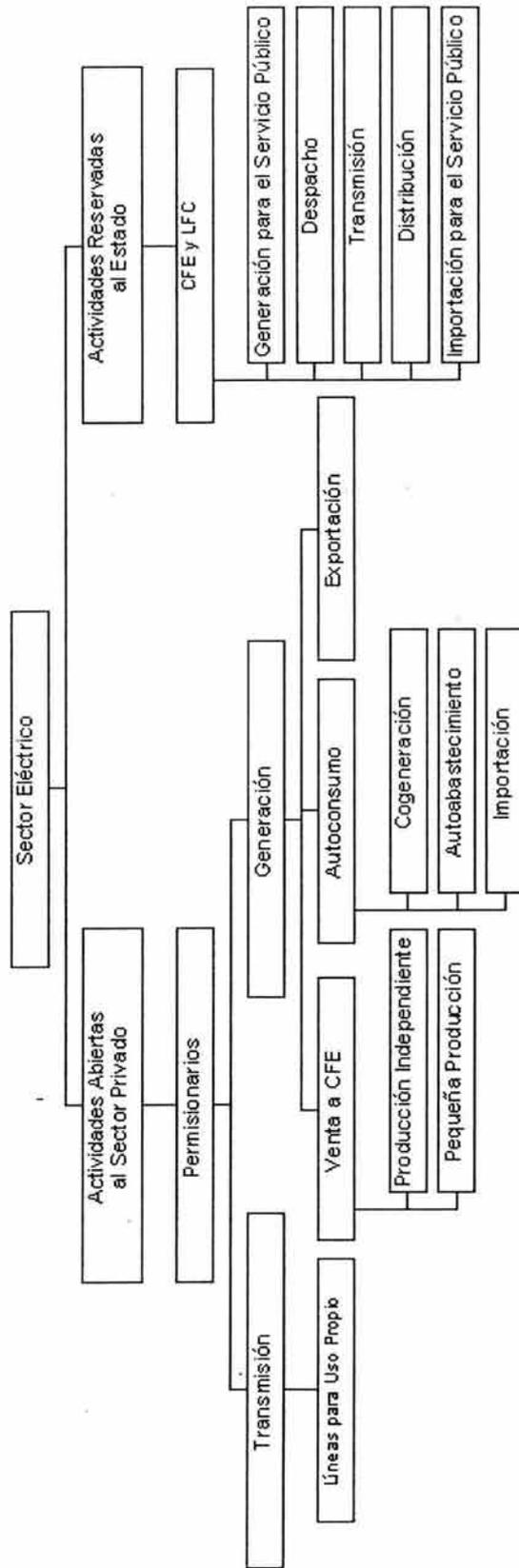
La tabla 1.4 y la figura 1.6 muestran los permisos y las áreas permitidas a la participación privada, respectivamente.

Tabla 1.4 Permisos de participación privada

Modalidad	Número de Permisos	Capacidad (MW)	Energía (GWh/año)	Inversión (Millones USD)
Autoabastecimiento	134	5,707.7	32,703.2	3,968.9
Cogeneración	42	2,129.9	12,539.1	1,122.2
Producción Independiente	15	8,212.3	55,959.8	3,831.1
Exportación	5	2,128.9	16,831.1	966.6
Importación	8	134.2	991.4	77.4
TOTAL	204	18,313.0	119,024.6	9,966.2

* Permisos otorgados al 21 de enero de 2002

Figura 1.6 Áreas permitidas de Participación Privada



Fomento a la Inversión Privada^{4,18}

La Constitución de los Estados Unidos Mexicanos, en los artículos 27 y 28, establece la facultad exclusiva del Estado para la prestación del servicio público de energía eléctrica. Estas disposiciones tienen fundamentos políticos, históricos y económicos, tendientes a constituir un sector energético que funja como eje del desarrollo nacional. Sin embargo, la creciente necesidad de recursos económicos para continuar con la expansión y modernización del sector eléctrico nacional, hizo necesaria la reforma de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, a fin de incorporar a la inversión privada como complemento de los recursos públicos destinados al desarrollo del sector eléctrico.

Desde entonces, el Gobierno Federal ha profundizado el proceso de modernización y adecuación del marco regulatorio para garantizar la realización de nuevas inversiones privadas en aquellas áreas permitidas por la legislación vigente. La manera en que el Estado ejerce la rectoría del sector eléctrico ha evolucionado de un papel preponderantemente controlador y operador a otro más normativo, regulador y promotor de la participación de los particulares.

Con las reformas a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal en diciembre de 1994, se modificaron las funciones de la Secretaría de Energía, y se le encargó promover la participación de los particulares en la generación y aprovechamiento de la energía. Con estas acciones se dio un paso fundamental para establecer las bases legales para impulsar y fomentar la participación de la inversión privada en el sector eléctrico como una política de Estado.

Adicionalmente, en febrero de 1996, se creó la Unidad de Promoción de Inversiones (UPI) con el propósito de que el sector privado pudiese contar con una ventanilla de atención y gestión para sus iniciativas y proyectos de generación de electricidad, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, así como proyectos en la industria petroquímica no básica. Entre otras actividades, la UPI realiza acciones de facilitación de proyectos privados en desarrollo, participa en foros nacionales e internacionales con el fin de difundir y promover las oportunidades de inversión para proyectos privados en el sector, proporciona información relacionada con la expansión del sector de la energía, así como de las estrategias establecidas en la política energética nacional.

Con la reforma a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, en 1995 se otorgó a este órgano desconcentrado autonomía de gestión, así como capacidad técnica y administrativa. Con esta reforma se inició el proceso de integración del marco regulatorio vigente en gas natural y en electricidad, dando transparencia y certidumbre a la aplicación de la política energética nacional en el fomento a la participación privada.

El marco legal vigente permite al sector privado participar en actividades que anteriormente estaban reservadas al Estado y que actualmente no están consideradas como servicio público, y éstas son:

Cogeneración: Producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles generados en los procesos que se lleven a cabo. Los establecimientos asociados a una instalación de cogeneración pueden beneficiarse de la energía eléctrica y térmica que ésta genere.

Autoabastecimiento: Utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.

Producción independiente: Generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW; su venta está destinada exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o a la exportación. La producción independiente es producto de una licitación convocada por la CFE.

Pequeña producción: Venta a la Comisión Federal de Electricidad de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso no deberá tener una capacidad mayor a 30 MW en un área determinada por la Secretaría de Energía. La instalación de una central de pequeña producción no requiere de la convocatoria de la CFE.

Exportación: Los permisionarios de cogeneración, pequeña producción y producción independiente pueden destinar parte de su capacidad de generación para su venta en el extranjero.

Importación: Para cubrir las necesidades propias del permisionario con energía eléctrica proveniente de fuentes ubicadas en el extranjero. La importación puede resultar atractiva en algunas ocasiones para cubrir las necesidades de consumidores ubicados cerca a las fronteras.

Inversión en Cogeneración y Autoabastecimiento^{18,20}

Las empresas mexicanas enfrentan la necesidad de optimizar el uso de los insumos que requieren sus procesos productivos, con objeto de minimizar costos y mantener su competitividad; entre dichos insumos destacan la energía eléctrica y la energía térmica. Diversas ramas industriales pueden realizar proyectos de cogeneración, al aprovechar el combustible que utilizan actualmente para fines térmicos y generar simultáneamente energía eléctrica y térmica, con mayor eficiencia de la que se obtiene en sistemas separados. Si bien el sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica, también es el sector que más posibilidades tiene para realizar proyectos de autoconsumo bajo estas modalidades de cogeneración y autoabastecimiento.

En un estudio realizado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) denominado Potencial Nacional de Cogeneración, se estimó dicho potencial, para el sector industrial, entre los 5,200 y 9,750 MW. El potencial nacional de cogeneración incluye a los sectores industrial, comercial y de servicios, así como a los complejos de

PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Petroquímica y PEMEX Refinación, que se ubica entre los 8,400 y 15,700 MW. Actualmente, PEMEX está realizando los estudios correspondientes para identificar los proyectos de cogeneración para autoabastecimiento que, en principio, se desarrollarían con la participación privada.

Algunos ejemplos de cogeneración y autoabastecimiento son:

- **Termoeléctrica del Golfo.** Primera planta de lecho fluidizado en México, con capacidad de 250 MW, que consumirá coque de petróleo. El coque será suministrado por Pemex Refinación de las Refinerías de Cadereyta y Cd. Madero, bajo un contrato de largo plazo. La energía generada será suministrada a diversas plantas de Cemex, ubicadas en distintos puntos en el país, a través de las líneas de transmisión de CFE. La construcción de esta planta inició el 31 de mayo de 2000, en la localidad de Tamuín, San Luis Potosí. El proyecto se realiza bajo la modalidad de autoabastecimiento. Las empresas Sithe Energy y Alstom forman el consorcio desarrollador y operador de esta planta. El inicio de su operación comercial está programado para junio de 2002.
- **Termoeléctrica Peñoles.** Esta central será una planta gemela de Termoeléctrica del Golfo y se ubicará en el mismo predio que ésta. La empresa minera Peñoles consumirá la energía eléctrica generada. El desarrollo y operación de la planta, así como las condiciones de suministro de combustible y de uso de la Red Nacional de Transmisión (RNT) serán similares al caso de Cemex. El inicio de su operación comercial está programado para julio de 2003. (Termoeléctrica Peñoles es la segunda etapa de Termoeléctrica del Golfo.)
- **Energía y Agua Pura de Cozumel.** Central termoeléctrica de 30 MW de capacidad que suministra agua potable y electricidad a diversos consumidores en la isla de Cozumel, Quintana Roo. Entre los consumidores del proyecto se encuentran principalmente hoteles y empresas de servicios, así como el municipio. La energía eléctrica excedente está siendo vendida a la CFE como energía económica. Utiliza combustóleo y diesel como combustibles base. Su operación comercial se inició en abril de 2001.
- **Energía de Veracruz I-II.** Proyectos de 651 y 279 MW respectivamente, que se localizarán en Dos Bocas, Veracruz. La energía eléctrica generada será consumida principalmente por las plantas siderúrgicas de Ispat Mexicana, ubicadas en Lázaro Cárdenas, Michoacán. Kimberly Clark también fungirá como socio consumidor de los proyectos. La electricidad será transmitida por la CFE. Se utilizará gas natural como combustible. El proyecto se encuentra en desarrollo y se tiene prevista su operación comercial para mediados del año 2003. La CRE otorgó los permisos de autoabastecimiento correspondientes el 2 de junio de 2000.

- **Energía de Mexicali.** La empresa American Electric Power está construyendo una planta de ciclo combinado de 257 MW de capacidad, en Mexicali, Baja California. La energía generada en esta planta será exportada a los Estados Unidos y su operación comercial está prevista para diciembre de 2002. El 31 de marzo de 2000 la CRE le otorgó el permiso de exportación correspondiente.

Proyectos como los señalados anteriormente, muestran el interés del sector privado en participar en el sector eléctrico a través de las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento e importación para usos propios, y se presentan como una alternativa viable para reducir costos en beneficio de la industria nacional.

Inversión en Producción Independiente de Energía^{18,20}

La demanda de energía eléctrica ha venido creciendo en los años recientes, principalmente en las zonas con mayor expansión del sector industrial. Estos requerimientos ocasionan que la CFE se vea en la necesidad de incorporar nueva capacidad de generación al Sistema Eléctrico Nacional. Una alternativa para evitar la erogación de cuantiosas inversiones por parte del sector público en la construcción de nuevas centrales eléctricas ha consistido en licitar la Compra de Capacidad y Energía (CCCE) a productores independientes. Si bien esta solución no requiere de inversión del sector público para la construcción de las centrales eléctricas, sí demanda garantías de CFE con respecto a la compra de la electricidad a largo plazo, mismas que son otorgadas con el respaldo del Gobierno Federal. Es decir, su utilización como alternativa para que el sector privado instale nuevas centrales de generación de electricidad, sigue dependiendo de la capacidad de endeudamiento del sector público.

Desde 1996 a la fecha, se han asignado 15 Contratos de Compra de Capacidad y Energía a diversas empresas privadas, las cuales están en proceso de construir las centrales correspondientes bajo la modalidad de producción independiente. En conjunto la capacidad de los 15 proyectos asciende a un total de 8,212.3 MW.

Los CCCE han tenido cambios importantes desde el primer proyecto que se licitó en 1996. La primera generación de CCCE (Mérida III) corresponde a un contrato en el que se establece una relación a largo plazo para ambas partes por 25 años, y no existe la posibilidad de terminar éste con anticipación. Asimismo, CFE se responsabiliza de la entrega del combustible, por lo que el productor independiente sólo tiene que financiar, construir y operar la central conforme se le demande la energía en términos de las reglas del despacho.

Actualmente, la SENER y la CFE trabajan en la elaboración de otras modificaciones tanto a las bases de licitación como al CCCE, que faciliten la participación de tecnologías diferentes al ciclo combinado, inclusive, en algunas zonas del norte del país se está considerando la conveniencia de contratar la Compra de Capacidad y Energía proveniente de importación.

La tabla 1.5 muestra los proyectos que se encuentran en operación o construcción contratados hasta 2002, mientras que la tabla 1.6, indica los proyectos que se encuentran en proceso de licitación hasta 2005.

Inversión en Proyectos Hidroeléctricos Privados^{18,20}

Generación con Energías Renovables: Proyectos Hidroeléctricos Privados en México existe un potencial hidroeléctrico identificado por CFE del orden de los 52,000 MW, de los cuales a la fecha se han aprovechado aproximadamente 9,000 MW, principalmente en proyectos superiores a los 200 MW de capacidad. Lo anterior implica que existen aproximadamente 43,000 MW disponibles para el aprovechamiento de empresas públicas y/o por privadas. A la fecha, diversas empresas han hecho del conocimiento de la Sener y de la CFE su interés en participar en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos privados, específicamente para el autoabastecimiento de electricidad de industrias y municipios.

El desarrollo de este tipo de proyectos involucra la utilización de diversos bienes nacionales (agua, presas, canales, cauces, etcétera) bajo la administración de la Comisión Nacional del Agua (CNA).

Perspectivas⁹

El crecimiento será más rápido en las regiones industrializadas:

- Noreste 6.6 %
- Baja California 7.6 %
- Península de Yucatán 6.8 %
- Occidente 7.0 %

La zona de la frontera norte concentra el principal potencial industrial.

El crecimiento de la demanda requiere 21,743 MW de capacidad de generación adicional para el año 2007, de los cuales 6,959 MW han sido comprometidos y 14,783.7 MW serán licitados en el futuro.

Considerando las perspectivas de crecimiento del Sector Eléctrico, presentado dentro del "Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1998-2007", publicado por la Secretaría de Energía, se prevé que los requerimientos de capacidad adicional para el Sistema Eléctrico Nacional serán equivalentes a 21,743 MW.

De estos requerimientos, 6,959.3 MW corresponden a capacidad comprometida en once proyectos. Los 14,783.7 MW restantes corresponden a capacidad adicional que deberá estar disponible en el año 2008.

Tabla 1.5 Proyectos en operación o construcción hasta 2002

PROYECTOS EN OPERACIÓN, CONSTRUCCIÓN Y EN PROCESO DE LICITACIÓN					
Proyecto	Ubicación	Tipo	Fecha de Concurso	Modalidad	Capacidad (Mw.)
<i>Entraron en operación 2002</i>					
Rosarito III (8 y 9)	BC	CC	1996	CAT	559
Puerto San Carlos	BCS	CD	1997	CAT	41
Tres Vírgenes	BCS	GEO	1998	CAT	11
Hermosillo	Son.	CC	1998	PIE	258
Saltillo	Coah.	CC	1998	PIE	256
Tuxpan II	Ver.	CC	1998	PIE	528
Subtotal					1,653
<i>Construcción</i>					
Chihuahua II	Chih.	CC	1996	CAT	449
Río Bravo II	Tamps.	CC	1998	PIE	511
Monterrey III	N.L.	CC	1998	PIE	505
Altamira II	Tamps.	CC	1998	PIE	525
Campeche	Camp.	CC	1998	PIE	261
Mexicali (Rosarito 10 y 11)	BC	CC	1998	PIE	506
Bajío (El Sauz)	Gto.	CC	1999	PIE	511
Valle de México (Repot.)	Mex.	CC	2000	RP	257
Chicoasén 2da. Etapa	Chis.	HID	2000	OPF	936
Los Azufres	Mich.	GEO	2000	OPF	107
Agua Prieta (Naco Nogales)	Son.	CC	2000	PIE	267
Altamira III y IV	Tamps.	CC	2000	PIE	1,066
Tuxpan III y IV	Ver.	CC	2000	PIE	1,048
Río Bravo III	Tamps.	CC	2000	PIE	512
Samalayuca III (Chih. III)	Chih.	CC	2000	PIE	268
Subtotal					7,729
<i>En proceso de licitación</i>					
Río Bravo IV	Tamps.	CC	2001	PIE	546
Tuxpan V	Ver.	CC	2001	PIE	546
La Laguna II	Dgo.	CC	2001	PIE	464
Subtotal					1,556
<i>A licitarse en el 2002</i>					
Altamira V y VI	Tamps.	CC	2002	PIE	1,058
Mexicali-II (Baja California I)	BC	CC	2002	PIE	309
Tamazunchale I-II	S.L.P.	CC	2002	PIE	1,046
Agua Prieta II y III	Son.	CC	2002	PIE	469
Valladolid	Yuc.	CC	2002	PIE	524
Subtotal					3,406
Total (29 plantas)					14,344
PROYECTOS 2003-2010					
A licitarse 2003-2010 (24 plantas)					13,015
Gran Total					27,359

Tabla 1.6 Proyectos en proceso de licitación hasta 2005

No. PEF 2002	PROYECTOS	SITUACION	MW	INVERSION OFERTA GANADORA (millones de dólares)	INVERSION PEF 2002 (millones de dólares)	SOCIEDAD DE PROPOSITO ESPECIFICO	OPERACION COMERCIAL
2	CC Altamira II	C	510.6	278.00	259.92	MITSUBISHI (Aguila de Altamira S. de L de CV)	14-May-02
3	CC Bajío	T	495.0	415.00	363.50	INTERGEN (Energia Azteca VIII S de R.L. de C.V)	09-Mar-02
4	CC Campeche	C	252.4	216.00	158.93	Transalta Energy Corp (Transalta Campeche)	11-Mar-03
5	CC Hermosillo	OP	250.0	164.00	175.05	UNION FENOSA (Fza y Energia de Hermosillo S.A. de C.V.)	01-Oct-01
6	CT Mérida III	OP	484.0	240.00	204.23	AES Mérida III, S. de L.	14-Oct-00
7	CC Monterrey III	OP	449.8	250.00	256.71	Iberdrola Energia Monterrey S.A. de C.V.	27-Mar-02
8	CC Naco-Nogales	C	258.0	210.00	173.39	Union Fenosa Accion y Desarrollo Exterior S.A (Fza y Energia de Naco Nogales S.A. de C.V.)	01-Abr-03
9	CC Río Bravo II	OP	495.0	220.00	235.63	EDF (Central Anahuac S.A. de C.V)	18-Ene-02
10	CC Mexcall	C	489.0	503.00	357.85	Intergen Aztec Energy X.B.V. (Energia Azteca X, S de L. de C.V.)	01-Abr-03
11	CC Saltillo	OP	247.5	152.50	172.67	EDF (Central Saltillo S.A. de C.V)	19-Nov-01
12	CC Tuxpan II	OP	500.9	281.10	306.63	MITSUBISHI (Electricidad Aguila de Tuxpan S. de R.L. de C.V)	15-Dic-01
15	CC Altamira III y IV	C	1,036.0	560.00	611.78	Iberdrola Energia	01-Oct-03
16	CC Chihuahua III	C	259.0	192.00	179.38	Transalta Energy Corporation	30-May-03
17	CC La Laguna II (3ª convocatoria)	L	450.0		350.41	En licitación en 2002	01-Abr-05
18	CC Río Bravo III	C	495.0	290.00	264.91	EDF Internacional S.A.	01-Abr-04
19	CC Tuxpan III y IV	C	983.0	616.00	603.10	Unión Fenosa Acción y Desarrollo Exterior, S.A.	30-May-03
20	CC Altamira V	L	1,026.0		640.68	En licitación en 2002	01-Jun-05
21	CC Tamaulunchale	PL	1,016.0		641.46	En licitación en 2002	01-Abr-06
22	CC Agua Prieta II	PL	456.0		350.41	En licitación en 2002	01-Abr-06
23	CC Mexcall II	L	261.2		174.51	En licitación en 2002	01-Jun-05
24	CC Río Bravo IV	C	500.0	209.00	284.45	EDF Internacional S.A.	01-Abr-05
25	CC Tuxpan V	L	479.2		287.97	En licitación en 2002	01-Mar-05
26	CC Valladolid III	PL	508.0		320.35	En licitación en 2002	01-Abr-06

PL - Previo a la licitación

T - Terminado

L - licitación

OP - en operación

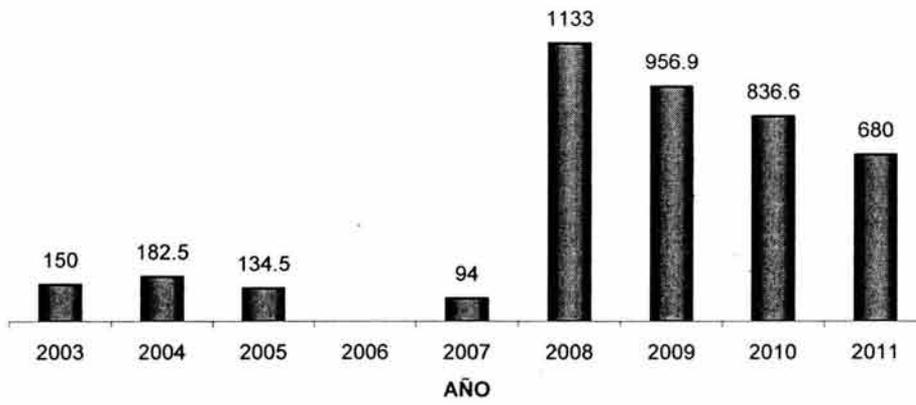
C - Construcción

1.6 PROGRAMA DE RETIROS DE CAPACIDAD²⁰

CFE ha desarrollado un programa de retiros de capacidad basado en los costos de operación y en la vida útil de las unidades generadoras. La capacidad por retirar en el periodos de 2003 a 2011 es de 4,168 MW, para unidades termoeléctricas, presentándose la mayor capacidad a partir del 2008, aunque en el momento del retiro se deberá hacer un análisis que puede conducir a conservarlas como reserva o para su modernización.

La figura 1.7 muestra el programa de retiro de Unidades Termoeléctricas.

Figura 1.7 Programa de Retiro de Unidades Termoeléctricas



CAPÍTULO 2:

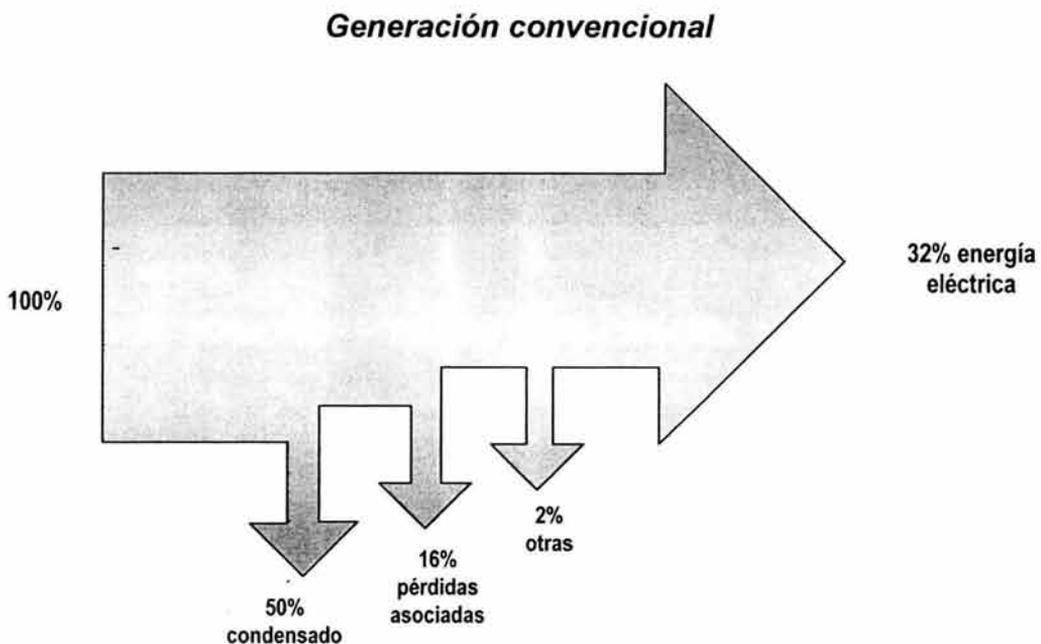
PROCESOS DE COGENERACIÓN

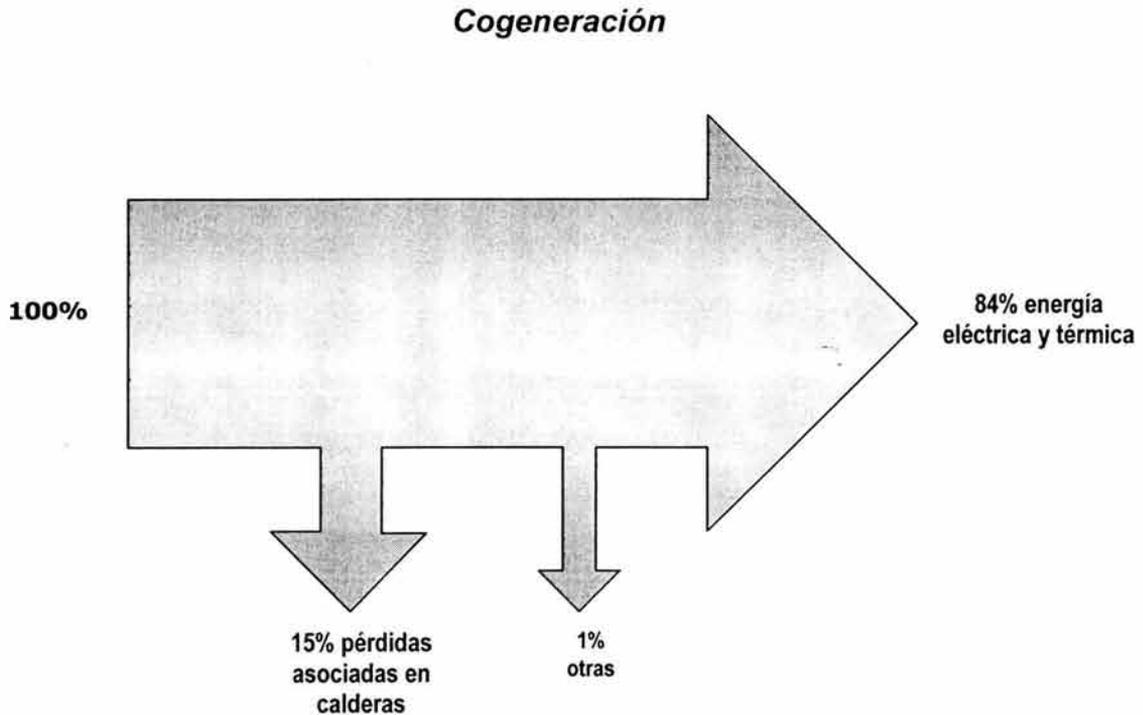
2. PROCESOS DE COGENERACIÓN

2.1 GENERALIDADES^{3,6,21}

La principal ventaja de los sistemas de cogeneración es que el combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica, de manera secuencial, es mucho menor que el utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que del 100% de energía contenida en el combustible, en una planta termoeléctrica convencional, sólo el 33% se convierte en energía eléctrica, el resto se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas, las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución entre otras, mientras que en un sistema de cogeneración, se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de la misma energía eléctrica y además suministrar la energía requerida por algún proceso por medio del aprovechamiento del calor de rechazo que se elimina en el condensador de la planta termoeléctrica (típicamente puede producirse energía cogenerada en una proporción de 25 a 30% eléctrica y 59 a 54% térmica). Lo anterior se muestra esquemáticamente en la figura 2.1.

Figura 2.1. Distribución típica de la energía en la generación de energía eléctrica⁴





Existen diversos aspectos tecnológicos que han impulsado el desarrollo de sistemas de cogeneración, pudiéndose mencionar los siguientes.^{22,23,24}

- Turbinas de gas cada vez más eficientes, gracias a aspectos como el desarrollo de materiales y diseño de sus internos, principalmente.
- Calderas de recuperación de calor de gases de combustión de turbinas, que pueden generar vapor a presiones múltiples.
- Desarrollo de tecnología de gasificación que permite utilizar combustibles residuales pesados de manera limpia y eficiente. Estos diseños, aunque de alto costo de inversión, permiten aprovechar combustibles de bajo costo, minimizando sus problemas de contaminación, al hacer más fácil la remoción de sus contaminantes (azufre y metales pesados).
- Calderas de lecho fluidizado, que también permiten el aprovechamiento de combustibles sólidos y muy pesados en ciclos de cogeneración a base de turbinas de vapor.
- Ciclo combinado, que con la aparición de las turbinas de gas y calderas de recuperación, han permitido una estructuración de los sistemas de cogeneración más eficientes al combinar esta tecnología conocida como Ciclo Brayton, con esquemas antiguos a base de vapor conocidos como Ciclo Rankine, dando lugar al ciclo combinado, de mayor eficiencia y susceptible a adaptarse a sistemas de cogeneración.

- Máquinas alternativas de combustión interna que también tuvieron un desarrollo paralelo al de las turbinas de gas, aplicándose cada día más en los procesos de cogeneración, sobretodo gracias a la creciente necesidad de transporte marítimo, el cual ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes alcanzando rendimientos térmico/eléctricos del orden del 41%.

La tabla 2.1 resume los aspectos característicos más relevantes de los procesos de cogeneración, con referencia a los sistemas convencionales.

Tabla 2.1 Características relevantes de los sistemas de cogeneración³

Tecnología	Energía Eléctrica	<p>Una central de cogeneración permite disponer de una segunda fuente de energía eléctrica, además de la disponibilidad de la red pública, incrementando la confiabilidad de este suministro y del proceso.</p> <p>Contribuye a la estabilización de la tensión en la red, dado que mejora el equilibrio al reducir la intensidad eléctrica circulante desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores y en consecuencia, reduce las pérdidas de energía en la red.</p> <p>Las actuales tecnologías de control permiten asegurar una óptima calidad de la energía eléctrica generada, tanto en tensión como en frecuencia, superando en muchos casos a la de la propia red, inevitablemente influenciadas por armónicas y desequilibrios de carga originadas por industrias vecinas.</p>
	Energía Térmica	<p>Normalmente implica una renovación del parque de calderas de la fábrica, que puede eliminar sus equipos más obsoletos y dejar los más nuevos y eficientes para situaciones de emergencia o para complemento de los equipos de la central.</p> <p>Los equipos térmicos de las centrales de cogeneración son, de hecho, muy convencionales. En muchos casos son equipos que no disponen de un proceso de combustión, lo que prácticamente elimina su mantenimiento y permite que su disponibilidad sea muy elevada.</p>

<p>Tecnología (cont.)</p>	<p>Operación y Mantenimiento</p>	<p>Requiere de un mantenimiento especializado, para determinados equipos: turbinas de gas, turbinas de vapor y motores recíprocos. Este tipo de mantenimiento normalmente se contrata (en muchas ocasiones al mismo fabricante del equipo), el cual tiene un costo elevado.</p> <p>El resto de equipos (calderas, equipos eléctricos, etc.), no requieren de atenciones especiales, sus costos de operación son bajos.</p> <p>Estas centrales son completamente automáticas.</p> <p>Es conveniente que exista un técnico encargado de la planta que la conozca completamente, que se ocupe de su supervisión y que pueda comunicarse con los fabricantes de los equipos y los encargados de mantenimiento para eventuales intervenciones.</p>
	<p>Combustibles Empleados</p>	<p>Dentro de la gama de combustibles, el gas natural es el más conveniente, el que menos contamina y el que permite disponer de sistemas de generación más modernos y eficientes, con inversiones moderadas. Asegura también la viabilidad de su operación al ser un combustible muy limpio.</p> <p>Sin embargo, esto no es limitativo para los sistemas de cogeneración, que pueden aplicarse para cualquier tipo de combustible.</p>
	<p>Seguridad</p>	<p>Las plantas de cogeneración disponen de modernos sistemas de control y seguridad que disminuyen la posibilidad de accidentes.</p> <p>En general, los sistemas de seguridad dependen más del combustible utilizado (por ejemplo combustibles nucleares), que de la estructura del sistema (cogeneración o ciclos convencionales).</p>
	<p>Vida del Proyecto</p>	<p>Las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden ser funcionales y eficientes por periodos de entre 20 y 30 años.</p>

Economía	Costos Energéticos	En general una planta de cogeneración producirá una energía que será siempre más económica que la obtenida de la red eléctrica. La razón de ello es que su consumo específico será siempre inferior al de una planta de energía convencional que no pueda sacar provecho de sus efluentes térmicos (es decir, la generada por las grandes centrales termoeléctricas). El mayor o menor ahorro dependerá, en cualquier caso, de políticas de subsidio a las tarifas de la energía eléctrica que pueda tomar el Estado en determinadas circunstancias.
Administración de la Energía	Control Operativo	La existencia de una Planta de Servicios Auxiliares implica tener un control operativo detallado de los consumos de energía eléctrica y térmica del proceso industrial. Eso es siempre positivo, pues permite reconocer la aparición de ineficiencias dentro del mismo proceso industrial, que de otra forma posiblemente hubieran pasado desapercibidas.
Ecología	Impacto Ambiental	La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más avanzadas y combustibles más limpios como el gas natural.

2.2 TECNOLOGÍAS APLICABLES

2.2.1 Clasificación de los sistemas de cogeneración

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en³:

1. Sistemas superiores (Topping Cycles).
2. Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).

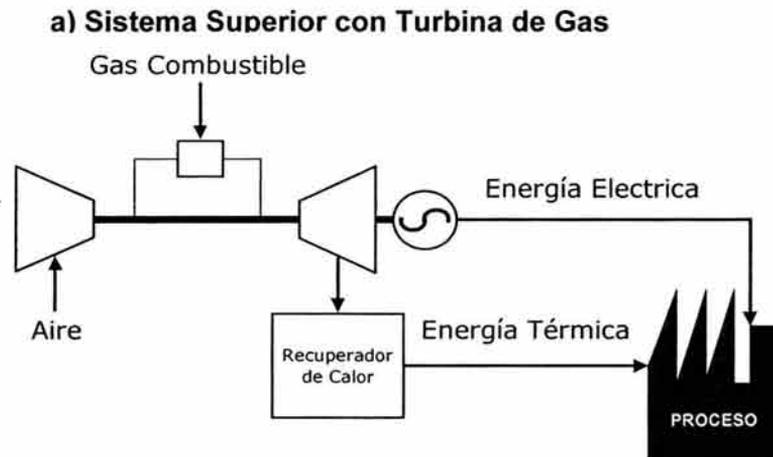
Los sistemas superiores de cogeneración (ver figuras 2.2a y 2.2b), que son los más comunes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en una primera fase, a partir de la energía química del combustible que produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica. Asimismo, se genera una energía térmica residual o de rechazo (denominada calor residual en forma de vapor o gases calientes) que puede ser suministrada

posteriormente a procesos industriales, ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, constituyendo la segunda fase del proceso de cogeneración. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 ° C a 600 ° C.

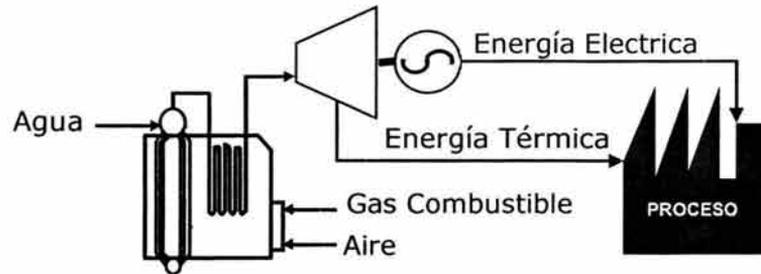
Por otra parte, en los sistemas inferiores (ver figura 2.2c), la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso de la primera fase del proceso de cogeneración, y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en una segunda fase. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales que se llevan a cabo a altas temperaturas como es el caso de la industria del cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos se genera calor residual a temperaturas del orden de 900 °C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden utilizarse para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos de la aplicación, su economía y el sitio del proyecto, principalmente.

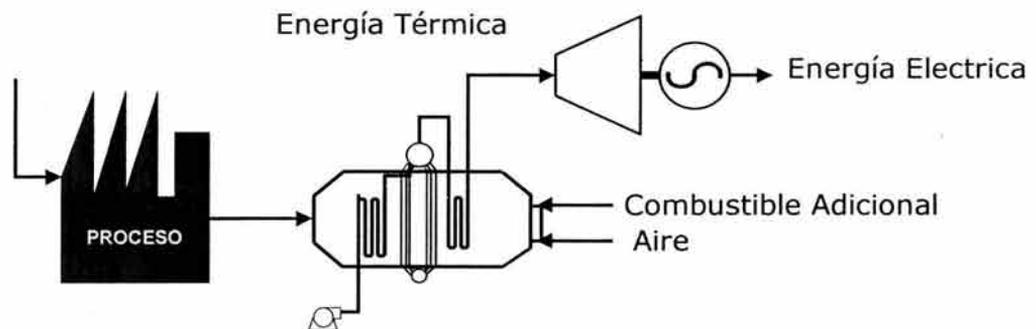
Figura 2.2 Clasificación de sistemas de cogeneración



b) Sistema Superior con Turbina de Vapor



c) Sistema Inferior con Turbina de Vapor

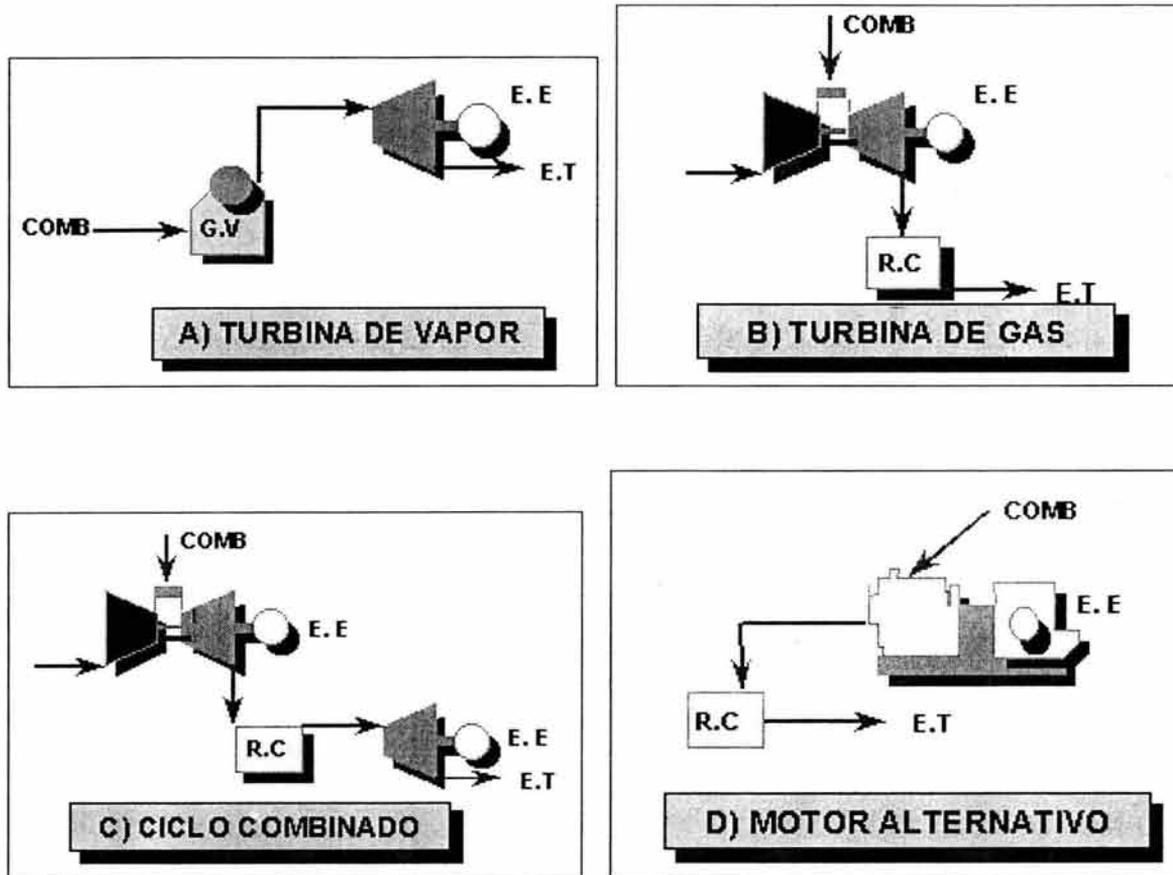


2.2.2 Estructura de los sistemas de cogeneración

Otra clasificación empleada generalmente, y quizá la más utilizada para los sistemas de cogeneración, está basada en la estructura del ciclo de generación eléctrica, asociada a la maquinaria empleada para generar la energía eléctrica. Así tenemos³:

- a. Cogeneración con turbina de vapor (Ciclo Rankine) (Figura 2.3A)
- b. Cogeneración con turbina de gas (Ciclo Brayton) (Figura 2.3B)
- c. Cogeneración con ciclo combinado (Rankine – Brayton) (Figura 2.3C)
- d. Cogeneración con motor alternativo (Ciclo Otto) (Figura 2.3D)

Figura 2.3 Diferentes esquemas de cogeneración



a) Cogeneración en ciclo Rankine con Turbinas de Vapor^{3,6,25}

En esta configuración, la energía mecánica es producida en una turbina acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, de extracción/condensación y a condensación.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor no se agota completamente, sino que se descarga a una cierta presión útil para otro uso, de manera que cuando sale de la turbina, puede ser enviado directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como eyectores y torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse a cierta presión útil, en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

Por otra parte, las turbinas a condensación, el vapor utilizado se agota completamente en la turbina, descargándose a presiones muy bajas (10 – 15 mm Hg abs.), para posteriormente pasar a un condensador abastecido por un sistema de enfriamiento (típicamente agua de torre de enfriamiento), por lo que su utilización en sistemas de cogeneración se limita a la parte “baja” en un ciclo combinada o en un sistema de cogeneración inferior.

Este proceso puede realizarse con calderas convencionales, o bien, con calderas de lecho fluidizado (CLF), que se diferencian de las anteriores por la forma en que se realiza el proceso de la combustión.

b) Cogeneración en ciclo Brayton con Turbinas de Gas^{3,6}

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina. Parte de la energía mecánica producida por la turbina se utiliza para la compresión del aire para la combustión.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una cantidad de energía térmica intermedia en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

c) Cogeneración con Ciclo Combinado^{3,6}

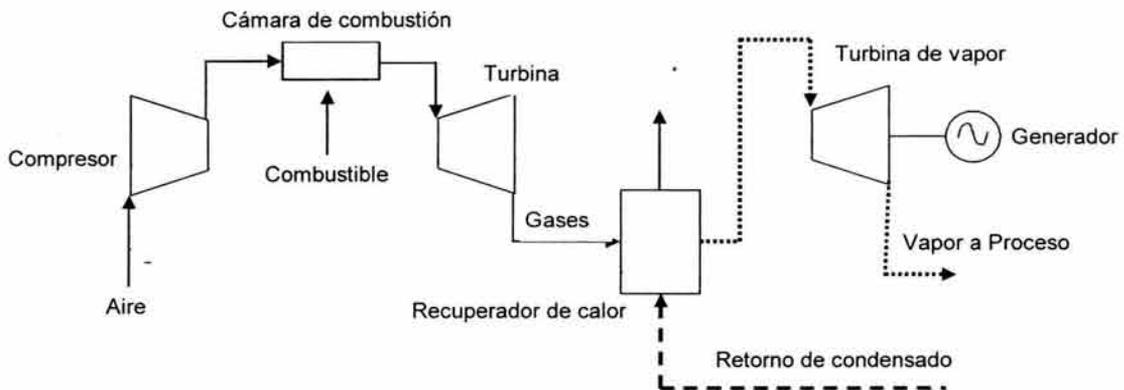
Este sistema se caracteriza porque combina el empleo de una turbina de gas con el de una turbina de vapor. En este sistema, los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de

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 el suministro de energía térmica a los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6, lo que permite aprovechar de mejor manera el potencial de producción de energía eléctrica de manera eficiente, dando la posibilidad para su venta a precios competitivos.

La energía térmica disponible en los gases de escape de las turbinas de gas puede ser aplicada directamente en un proceso industrial o puede ser utilizada en un recuperador de calor para producir vapor de agua o para calentar un fluido térmico intermediario.

En los casos en los que la empresa requiera mayor cantidad de energía eléctrica, el vapor generado en el recuperador de calor puede ser empleado para mover a una turbina de vapor de contrapresión, extracción-contrapresión, extracción-condensación o una combinación de ellas, constituyéndose un sistema de cogeneración basado en el ciclo combinado. (Figura 2.4). Queda claro que la energía térmica disponible para el proceso industrial se reduce en tanto la energía eléctrica generada aumenta.

Figura 2.4 Arreglo con ciclo combinado



Los sistemas de cogeneración basados en ciclo combinado están constituidos por turbina de combustión, recuperador de calor y turbina de vapor. Estos arreglos tienen la ventaja de ser más flexibles en su operación, adaptándose fácilmente a las variaciones de la energía eléctrica y térmica requeridas por el proceso. Sin embargo, es necesario recordar que las variaciones en la operación implicarán reducción en la eficiencia y por tanto mayores costos de operación.

d) Cogeneración con Motor Alternativo^{3,6}

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%. Aunque los gases residuales tienen baja

temperatura, entre 200 y 250 °C, existen procesos con demandas de energía térmica de baja temperatura en los que se puede adaptar, obteniéndose eficiencias de cogeneración con valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100 °C.

2.2.3 Tecnologías no convencionales de aprovechamiento de combustible.

a) Calderas de Lecho Fluidizado (CLF).

La disponibilidad de combustibles sólidos o líquidos pesados, con altas proporciones de contaminantes, como el azufre o metales, han originado el surgimiento de tecnologías, como la Caldera de Lecho Fluidizado (CLF), para mejorar la eficiencia de su combustión y controlar sus emisiones.

El sistema de combustión de la CLF²⁵ está compuesto por un horno en cuya base se encuentra un plato perforado a través del cual se inyecta aire para la combustión, precalentado a temperaturas entre 800 y 900°C y distribuido uniformemente a toda la sección del combustor, causando fuerte agitación y manteniendo el lecho de combustible sólido en estado fluidizado.

El lecho de combustible, está constituido de partículas cuyo tamaño pueden variar desde menos de un milímetro hasta varios centímetros, y las cuales, son una mezcla de material inerte y absorbentes naturales de contaminantes, como la piedra caliza (0.8 toneladas de piedra caliza por tonelada de combustible).

La adición de combustibles se realiza mediante tubos con orificios para los líquidos o tornillos dosificadores para los sólidos.

La ventaja de este tipo de calderas es su flexibilidad para trabajar simultáneamente o por separado con combustibles diferentes entre sí.

La diferencia con las calderas convencionales es que no existe una flama propiamente dicha, sino un ambiente de partículas incandescentes con temperatura uniforme y en estado de gran agitación.

Para este caso, no hay aumento de eficiencia en el ciclo de generación, y se presenta la desventaja de la disposición de los sólidos generados, que oscilan alrededor de 0.51 m³ de sólidos generados por tonelada de combustible quemado.

b) Tecnología de Gasificación Integrada a Ciclo Combinado^{26,27}

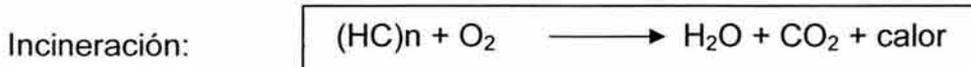
La tecnología de gasificación se le conoce desde los años 40's, sin embargo, su utilización integrada con ciclos combinados de potencia (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC), ha sido en los últimos 20 años.

Su principal aplicación es, igualmente, para la combustión de sólidos o líquidos con altos contenidos de contaminantes como el azufre o metales. Tal es el caso del coque de petróleo o hidrocarburos residuales de los procesos de refinación de petróleo. Lo anterior se debe principalmente a que los gases de síntesis producto de la gasificación, pueden ser tratados más fácilmente para la remoción de sus contaminantes, pueden ser aprovechados de manera alternativa para otros usos como la producción de hidrógeno y permiten un proceso de combustión limpio en turbinas de gas.

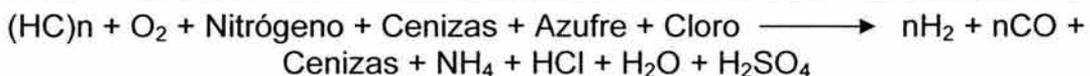
La experiencia de gasificación de coque de petróleo data de los años 60's con pruebas en plantas piloto y en los años 70's con corridas comerciales a pequeña escala. Recientemente han entrado en operación plantas que procesan hasta 2000 tpd de coque y/o carbón.

Hoy en día, hay más de 60 plantas industriales en 16 países que utilizan tecnologías de compañías como Texaco, Shell y Lurgy, principalmente.

La gasificación no es una incineración; es una oxidación parcial de hidrocarburos, lo cual se puede mostrar en las siguientes reacciones:



Sin embargo, la molécula de combustible contiene no sólo hidrocarburos, sino que contiene impurezas, requiriéndose condiciones termodinámicas severas para su procesamiento:



La tecnología IGCC está considerada como un proceso de generación de electricidad que combina el proceso de gasificación de combustible con turbinas de gas y de vapor para la generación de potencia.

Este proceso tiene como ventajas que es una de las tecnologías disponibles más eficientes para la generación de potencia basada en el procesamiento de combustibles líquidos muy pesados o sólidos, ofreciendo bajos costos y muy bajos niveles de contaminación ambiental. El uso de agua es menor que en plantas convencionales de generación de energía eléctrica, debido a que no requiere agua de enfriamiento, lo cual hace esta tecnología bastante atractiva para localidades con escasez de este recurso.

Debido a la alta eficiencia del proceso, se usa menor cantidad de combustible, por lo que la emisión a la atmósfera de dióxido de carbono (CO_2) es menor. Así mismo, se produce menor cantidad de cenizas para su disposición y éstos se pueden comercializar.

Otra ventaja que presenta esta tecnología es la flexibilidad que presenta para el uso alternativo de combustibles, como gas natural o combustóleo líquido, dimensionándose previamente los equipos para los requerimientos de energía, teniendo la facilidad de continuar la operación de la unidad de la turbina de gas si el gasificador saliera a mantenimiento o reparación, o si así lo demandara los costos de los combustibles.

Así mismo, la eficiencia de generación es 26% mayor a unidades convencionales para generación eléctrica (hasta 43% HHV).²⁵

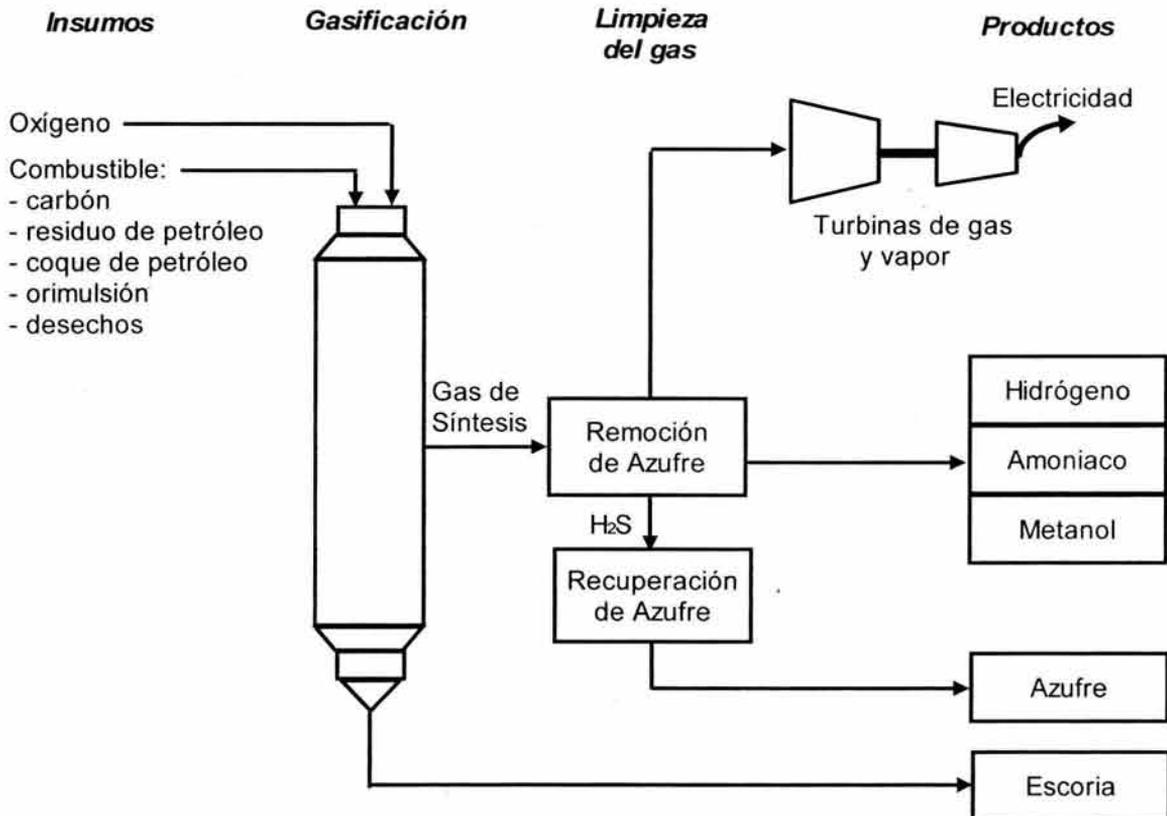
Descripción del Proceso

La tecnología IGCC integra el proceso de gasificación, consistente de un gasificador con un sistema de turbinas en ciclo combinado para la generación de potencia. Bajo este esquema, resulta entonces factible implantar un sistema IGCC a un ciclo con cogeneración (ver figura 2.5).

El combustible sólido (carbón o coque de petróleo) es triturado y mezclado con agua de reciclaje y de reposición, para formar un lodo que contiene entre 60 y 70% de sólidos. En el caso de coque de petróleo, es necesaria la adición de un agente denominado "fluxante", que consiste de arcillas que tienen como objetivo incrementar la carga de cenizas para impedir la adherencia del carbón en las paredes del gasificador y permitan su fluidez.

Figura 2.5

Esquema de proceso de Gasificación



El combustible es oxidado parcialmente en el gasificador por una corriente de oxígeno al 95% de pureza, proveniente de una unidad de separación de aire. Como resultado se produce el gas de síntesis a alta temperatura (2400-2600 °F) y alta presión, con un contenido energético promedio de 267 Btu por pie cúbico estándar. El gasificador alcanza cerca del 95% de conversión del carbón. El gas de síntesis es enfriado en una caldera de recuperación radiante, generando vapor de alta presión.

Las cenizas fundidas caen hacia la cama de agua del gasificador-recuperador de calor, donde se solidifica produciendo escoria, que es un subproducto.

El gas frío es lavado con agua para la remoción de partículas y ácido clorhídrico (HCl), seguido de un reactor de hidrólisis donde el sulfuro de carbonilo (COS) es convertido en ácido sulfhídrico (H₂S). Después de un enfriamiento adicional hasta 800 °F, el gas de síntesis es enviado a una unidad de remoción de gas ácido convencional, donde el H₂S

se absorbe por medio de un lavado con amina. El H₂S removido es enviado a la sección de recuperación de azufre.

El gas de síntesis limpio es enviado a la turbina de combustión de gas. El nitrógeno producto de la unidad de separación de aire (con 98% de pureza), es mezclado con el gas de síntesis en la cámara de combustión de la turbina de gas, generando importantes beneficios en la planta de fuerza:

- a) Se produce mayor potencia debido al incremento en el flujo másico manejado en la turbina de gas.
- b) Se incrementa la eficiencia global del sistema.
- c) Se reducen las emisiones de NOx.

Los gases exhaustos de la turbina de gas que se encuentran a alta temperatura, pasan a un recuperador de calor donde se produce vapor a los diferentes niveles de presión. La mayoría del vapor de alta presión generado junto con el vapor producido en la etapa de gasificación, mueven un turbogenerador de vapor. La electricidad generada se conecta a una línea de transmisión.

Las emisiones gaseosas son muy bajas comparadas con las otras tecnologías. La cantidad de SO₂ es menor a 0.15 lb/MMBtu y las de NOx son menores a 0.27 lb/MMBtu. Así mismo, las partículas son considerablemente menores a 17 lb/hr, que es el límite máximo permitido por normas en Estados Unidos.

Tomando como ejemplo una planta localizada en Tampa, Florida, E.E.U.U., donde se tiene un consumo de 2,200 tons/día de combustible (carbón – coque de petróleo), la generación de potencia es²⁷:

Turbina de gas	192 MW
Turbina de vapor	121 MW
Total	313 MW
Uso interno	63 MW
Potencia neta de salida	250 MW

2.3 CRITERIOS GENERALES DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN^{28,29,30,31}

La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual de los procesos a los que se aplique y la variación de la demanda eléctrica, entre otras.

Los sistemas de cogeneración se deben diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica, ya que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema, aunque en algunos casos se dimensionan con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica, e inclusive una combinación de las anteriores.

También dichos sistemas se pueden diseñar teóricamente a la medida exacta de cada empresa para cubrir los requerimientos de la demanda térmica y eléctrica que puede necesitar una instalación o desear el cliente, sin embargo, los equipos disponibles en el mercado, normalmente no corresponden con dichas necesidades y siempre se tiene una generación mayor o menor de uno de estos energéticos, presentándose cuatro alternativas:

- a. Cumplir con la energía eléctrica, requiriéndose postcombustión para alcanzar el requerimiento de energía térmica.
- b. Cumplir con la energía eléctrica y tener que condensar o vender excedentes térmicos.
- c. Cumplir con la energía térmica y tener excedentes de energía eléctrica.
- d. Cumplir con la energía térmica y tener que comprar faltantes de energía eléctrica.

El diseño más eficiente como se mencionó antes, desde el punto de vista energético, corresponde a aquel que satisface ciento por ciento los requerimientos térmicos de las instalaciones de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando de ésta los faltantes si fuera el caso. En México estas alternativas están contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en su Reglamento.^{19,32}

Los sistemas de cogeneración representan actualmente una oportunidad de ahorro para el sector industrial, aumentando su productividad y competitividad, al mismo tiempo que reducen el consumo de energía primaria a nivel nacional. La aplicación de estos sistemas es una respuesta concreta a las necesidades actuales y concuerda con las políticas de globalización económica regional e internacional, orientada a conseguir un desarrollo sustentable.

El esquema de cogeneración que debe aplicarse está en función de los requerimientos de energía eléctrica y térmica (vapor), de acuerdo a los criterios de selección mostrados en la tabla 2.2.

TABLA 2.2 Criterios generales de selección de un sistema de cogeneración en base a sus demandas de energía³

ESQUEMA	RELACIÓN ET/EE	REQUERIMIENTO DE EE (MW)
Motor alternativo	0.6-1.2	< 3.0
Turbina de gas	2.3-4.8	> 3.0
Turbina de vapor	>4.4	Cualquier requerimiento

Nota: ET.- energía térmica. EE.- energía eléctrica

Aplicación en Refinerías

Existen tres tipos de sistemas de cogeneración para aplicaciones en refinerías, a saber²:

1. Cogeneración a través de la integración térmica de procesos con ciclos Rankine convencionales.
2. Utilización de turbinas de gas con calderas de recuperación integradas térmicamente a los procesos.
3. Utilización de la conversión de coque de petróleo o residuo integrados a ciclos de potencia.

Estas tecnologías son ampliamente utilizadas en refinerías, debido a los altos requerimientos de energía eléctrica y térmica en los procesos. Existen muchas configuraciones que pueden ser utilizadas en las refinerías, las cuales son derivadas de las mencionadas, o son ciclos altamente especializados con aplicaciones únicas, que pueden no ser tan atractivas desde el punto de vista económico tomando en consideración los precios actuales de la energía.

Para la selección del sistema de cogeneración más adecuado para las refinerías, es necesario hacer una revisión técnica y económica detallada considerando las condiciones y constantes únicas de cada instalación en particular, optimizando la selección para el caso de operación en estudio. Los factores a considerar son:

- Las condiciones de venta de energía eléctrica, incluyendo las necesidades de respaldo con que deberá contar la instalación.
- Los valores presentes y futuros de los combustibles, así como la proyección en el tiempo de su disponibilidad.
- La confiabilidad del sistema así como la necesidad de equipos redundantes.

- La flexibilidad del sistema y su capacidad de respuesta.
- Los flujos de vapor, presiones y niveles de temperatura requeridos, incluyendo el uso potencial de diferentes niveles de vapor para incrementar su eficiencia.
- El control de emisiones y el tratamiento de las corrientes de desecho para su disposición final, como son los óxidos de azufre y de nitrógeno, monóxido de carbono, agua amargas y cenizas.
- La tasa de retorno de la inversión requerida sobre el costo incremental, y todos los demás criterios económicos.
- El requerimiento de servicios auxiliares, principalmente agua.

2.4 ECONOMÍA DE LOS PROCESOS DE COGENERACIÓN^{21, 27,28,33,34}

El renacimiento del interés por la cogeneración obedece, en primer término, al alza dramática en los costos de la energía. Como estos costos tienen un incremento sostenido en la participación de los costos de operación de las industrias, cada vez más, los usuarios potenciales están evaluando el potencial de ahorro de energía que representa la cogeneración, principalmente aquellos que tienen la posibilidad de utilizar fuentes alternas.

Históricamente, los usuarios tenían unas tarifas declinantes, es decir que mientras más energía compraban, pagaban menores precios promedios. Sin embargo, actualmente las compañías eléctricas tienen dificultades para satisfacer la demanda creciente y consecuentemente han comenzado a poner tarifas que reflejan el costo incremental que representa la construcción de nuevas instalaciones.

El desarrollo de la tecnología continúa haciendo más atractiva a la cogeneración. Las nuevas tecnologías de los sistemas de enfriamiento de las turbinas, combustores de bajas emisiones de contaminantes y recubrimientos cerámicos, permiten que las turbinas de gas operen a mayores temperaturas, con combustibles derivados del petróleo que requieren un mínimo de procesamiento, y con líquidos derivados del carbón o petróleo. Algunos expertos predicen que la nueva tecnología cuadruplicará los beneficios de ahorro de energía de los sistemas de cogeneración actuales en los próximos 10 a 20 años.

Aún en nuestros días, los sistemas disponibles son competitivos en costos respecto a las plantas generadoras convencionales. Sin embargo, existen muchas barreras que impiden una mayor difusión de los sistemas.

Barreras

Los combustibles ligeros y el gas natural han llegado a ser prohibitivamente caros o no están del todo disponibles. Por lo anterior es crítico el producir combustibles alternativos.

Existen barreras institucionales, reguladoras y legales. Eliminar estas barreras debe tener la máxima prioridad para la nación si ésta se da cuenta de los ahorros significativos de energía que ofrece la cogeneración. Muchas de estas barreras deben ser aclaradas y muchas preguntas deben ser respondidas antes de que el usuario potencial decida aventurarse con la cogeneración.

Las preocupaciones sobre la regulación, proceden de la incertidumbre respecto a la jurisdicción y de las comisiones de empresas eléctricas públicas del estado, sobre los diferentes arreglos de cogeneración, tales como las asociaciones (joint ventures) y los precios de venta de los excedentes de capacidad a las empresas cogeneradoras. Este hecho ha causado que muchos usuarios potenciales se alejen de la cogeneración.

En la actualidad, muchas de las empresas eléctricas se han sentido molestas por cooperar totalmente con los usuarios potenciales de la cogeneración; piensan que el desarrollo extensivo de la cogeneración podría erosionar su demanda en carga base y por lo tanto alterar su sistema económico. Esto ha ocasionado que algunas empresas eléctricas empleen tácticas agresivas. Una empresa eléctrica puede rechazar la compra de exceso de capacidad de una planta de generación, u ofrecer precios de compra bajos, no realistas, para esos excedentes. Incluso pueden ir más lejos y no permitir el porteo de energía privada a través de la red de transmisión, lo cual limita la flexibilidad del cogenerador en vender la energía excedente.

El cogenerador puede requerir la conexión con la red para obtener un servicio de respaldo. El cogenerador potencial no representa una carga atractiva para la empresa eléctrica ya que no requiere el servicio en forma continua, pero puede requerir de una gran capacidad, por lo que la compañía eléctrica necesita invertir para poder contar con esa capacidad que no va a producir todo el tiempo. Para ello la empresa eléctrica puede desarrollar tarifas de respaldo que le permitan recuperar los costos.

El negocio del vapor tiene más riesgos que el de la electricidad debido a las variaciones de demanda y la carencia de una red local de distribución de energía térmica.

Las leyes de protección ambiental pueden imponer costos adicionales y mayores riesgos a la inversión. Esto es debido a que, aunque con la cogeneración se contamina menos en términos globales, provoca una mayor contaminación en la región donde está localizada.

La restricción más importante para el desarrollo del mercado de la cogeneración es la incertidumbre asociada con el suministro del combustible y su precio.

La posibilidad del cambio de política energética federal asociada con los combustibles representa un gran obstáculo para los inversionistas. . .

El congreso está considerando varias iniciativas de ley, la mayoría publicadas en el Plan Nacional de Energía.

En Estados Unidos de Norteamérica, el Department of Energy está realizando una extensa investigación y desarrollo para demostrar la flexibilidad del combustible e incrementar la eficiencia de los sistemas de cogeneración, ganando experiencia en los sistemas e informando a los usuarios potenciales acerca de las oportunidades de la cogeneración.

Así como la conservación de la energía debe ser el punto medular de la política energética, la recuperación y uso productivo de la energía de desecho debe ser el punto medular de los esfuerzos de conservación.

El National Energy Plan en los Estados Unidos de Norteamérica, propone:

- Que la cogeneración industrial esté exenta de impuestos federales y de las regulaciones de las empresas públicas estatales.
- Que la Federación establezca procedimientos que aseguren tarifas claras tanto para la venta de excedentes como para la compra de energía de respaldo.
- Un crédito disponible por impuestos para inversión del 10%, adicional al 10% actual, para la compra de equipos de cogeneración.
- Que las firmas y compañías eléctricas que inviertan en equipo de cogeneración estén exentas de los requerimientos para convertir de combustóleo y gas a carbón en los casos en los que la exención sea necesaria para la factibilidad económica.

Al mejorar el retorno financiero de una inversión en instalaciones de cogeneración y aclarando los aspectos reguladores para la cogeneración, las iniciativas incluidas en el Plan y otras legislaciones propuestas, reduciría el riesgo y la incertidumbre asociada con proyectos de cogeneración lo cual impulsaría su desarrollo en todos los sectores del mercado.

En paralelo, el gobierno federal está apoyando un programa de investigación y desarrollo para mostrar la factibilidad actual de los sistemas disponibles y para desarrollar nuevos sistemas avanzados de cogeneración y tecnologías relacionadas.

Los dos programas principales son:

- Programa de cogeneración de la industria.
- Programa de sistemas de energía de comunidades.

El primero comprende cinco elementos básicos:

- Investigación.
- Desarrollo de componentes.
- Programa de integración y análisis de sistemas
- Programas de demostración, y
- Transferencia de tecnología.

En la fase inicial, se estudió el mercado de cogeneración, se identificaron los problemas y las metas principales y se caracterizaron los requerimientos energéticos de las cinco industrias de mayor intensidad energética. Las subsecuentes fases, involucran el desarrollo de los perfiles del uso de energía para las industrias seleccionadas, la identificación de plantas específicas de esas industrias, la realización de los estudios de optimización de los sistemas para cada planta y el desarrollo preliminar de los diseños de los sistemas de cogeneración. Para cada caso seleccionado, se identificaron las necesidades de equipo principal, se determinó la disponibilidad de los componentes, el comportamiento económico, se desarrolló el plan financiero, se identificaron las barreras ambientales e institucionales y las acciones federales recomendadas para resolver esas barreras.

Se llevó a cabo tres programas principales de investigación y desarrollo para incrementar la eficiencia y la flexibilidad de los equipos de cogeneración para el uso de combustibles; el programa de sistemas de utilización y conversión de carbón, sistemas avanzados de cogeneración y el de tecnología de componentes de equipo de recuperación de calor.

El objetivo del primer programa es incrementar el uso del carbón en las plantas de generación de energía eléctrica de periodo base. La combustión directa, combustión en lecho fluidizado y la gasificación de carbón o coque de petróleo son algunos de las opciones que se están considerando para la generación de energía eléctrica.

El segundo programa tiene como objetivo el permitir la operación eficiente, confiable y limpia utilizando combustibles con procesamiento mínimo, de bajo grado y de petróleo pesado y comenzar el cambio de los combustibles limpios ligeros y destilados a combustibles gaseosos y líquidos derivados del carbón o petróleo.

Los objetivos específicos del tercer programa son los de desarrollar:

- Sistemas avanzados de recuperación de energía degradada desechada de las instalaciones federales.
- Ciclos Rankine del tipo bottoming.
- Sistemas avanzados de recuperación de energía de desecho de alto grado.
- Tecnología de recuperadores de calor para mejorar la eficiencia y de materiales que reduzcan la incrustación, corrosión y costos de mantenimiento.

Así, los países europeos y los Estados Unidos han fomentado la cogeneración, por representar un ahorro de energía, punto esencial en las políticas energéticas, realizar inversiones en líneas de transmisión, proporcionar energía a menor costo y de mejor calidad a las industrias, haciéndolas más competitivas, provocar un desarrollo tecnológico, promover la creación de firmas e instituciones de investigación, etc.

La aplicación de los sistemas de cogeneración no ha sido constante a lo largo del tiempo, lo cual sugiere que las ventajas de estos sistemas, o no siempre se presentan o no siempre tienen la misma importancia. Sin embargo, han subsistido debido, sin duda, a la variedad de los beneficios que aporta. Las ventajas las podemos clasificar en tres tipos:

- Técnicas
- Económicas
- Sociales

Ventajas Técnicas

Dentro de las ventajas técnicas se encuentran, principalmente:

1. Suministrar electricidad en lugares aislados de la red de transmisión en condiciones favorables respecto a una termoeléctrica convencional;
2. Mayor control sobre la producción de la energía eléctrica que el que se puede lograr en un sistema interconectado (red) lo que redundará en una mayor confiabilidad, disponibilidad y calidad del suministro. Las variaciones de voltaje y/o frecuencia afectan de manera importante a algunos procesos industriales;
3. Mayor eficiencia en la generación de la energía eléctrica y/o mecánica y térmica útil que cuando son producidas en forma separada, lográndose de esta manera un ahorro en combustibles para el país.

4. Reducción en las pérdidas de transmisión de energía eléctrica.

La primer ventaja fue, tal vez, una de las que dio mayor impulso a la cogeneración en sus orígenes. El crecimiento industrial fue, a finales del siglo pasado y a principio de éste, más rápido que el del sector eléctrico, en el sentido de que las empresas eléctricas no pudieron abarcar, en ese entonces, el territorio que cubrían las industrias. Esto obligó a que las empresas, que por su propio proceso debían ubicarse en lugares próximos a aquellos donde se producía la materia prima, y éstos no estaban cerca de la red de transmisión, produjeran su propia energía eléctrica. Ejemplos de estas empresas lo constituyen los ingenios azucareros y las minas.

Para muchas empresas, las deficiencias del servicio eléctrico son trascendentales. Es particularmente importante en la actualidad, ya que la demanda real de productos se ha reducido y la competencia aumentado, obligando a las empresas a recurrir a la reducción de costos de producción y al aumento en la calidad. Es necesario aclarar que parte de las deficiencias del sistema eléctrico son imputables a la compañía suministradora, pero, muchas otras no. Algunas de éstas últimas son las siguientes:

- descargas atmosféricas sobre los sistemas de transmisión y distribución;
- conexiones y desconexiones bruscas de grandes cargas (mayores a 6 MW) ocasionando, respectivamente, disminuciones y aumentos en el nivel de tensión en las instalaciones de los usuarios vecinos;
- instalaciones eléctricas deficientes de los propios consumidores;
- producción de armónicas por cargas no lineales (electrónicas) ocasionando corrientes de neutro de consideración, calentamiento en transformadores y afectando a cargas paralelas debido a la distorsión de la onda.

Ventajas Económicas

Las ventajas económicas, son las más susceptibles al cambio. Dado que el industrial requiere hacer una inversión y que la necesita recuperar en función de los ahorros en la facturación eléctrica, ya habiendo considerado el incremento en los gastos de combustible, la rentabilidad del proyecto dependerá directamente de los costos del capital, las tarifas eléctricas y los precios de los combustibles, además de la política fiscal existente. Se presentan otros factores que influyen en la rentabilidad, tal es el caso, ya mencionado, en el que la calidad del producto depende de la calidad de la energía eléctrica y del propio suministro, por lo que el industrial estimará las pérdidas que le representa la baja calidad de su producto, pudiendo, de esta manera, hacer atractivo al proyecto.

Ventajas Sociales

Dentro de los beneficios sociales está la reducción de emisiones contaminantes, ya que, aunque la empresa consumirá más combustible que cuando producía solamente la energía térmica para su proceso, en forma global el consumo de combustibles se reduce.

Sin embargo, la reducción en la emisión de productos de la combustión nocivos a la salud y al medio ambiente en general, no solo se logra a] disminuir el consumo de combustible. La tecnología que se aplica en los sistemas actuales de cogeneración está orientada al uso de combustibles "limpios". Esto como consecuencia de las políticas que, sobre energía, se desarrollan en los países industrializados. En un capítulo posterior se menciona el desarrollo de la cogeneración en otros países.

Para mostrar la reducción en las emisiones de contaminantes que por este motivo se obtiene, se plantea el siguiente caso cuyos resultados se presentan en la tabla 1. Supóngase que se desea suministrar energía térmica y eléctrica para una empresa; las demandas son, respectivamente: 410 GJ/h y 128.7 MW; se plantean cuatro posibilidades:

- a) Producción de energía térmica a partir de un generador de vapor usando combustóleo y comprando la energía eléctrica que sería generada mediante una planta de ciclo combinado con una eficiencia del 45 %.
- b) Producción de energía térmica y eléctrica a partir de una planta de cogeneración con una eficiencia eléctrica del 60 %, integrada por turbina de gas y recuperador de calor. Como la potencia de la turbina sería de 89.5 MW, el faltante lo proporcionaría la red del sistema eléctrico. Para el análisis se supondrá que la energía eléctrica fue generada con plantas de ciclo combinado.
- c) Producción de energía térmica a partir de un generador de vapor usando combustóleo y comprando la energía eléctrica que sería generada mediante una planta que utilizara combustóleo como fuente energética primaria con una eficiencia del 35 %.
- d) Producción de energía térmica y eléctrica a partir de una planta de cogeneración con una eficiencia de 60 %, integrada por turbina de gas y recuperador de calor. El faltante de energía eléctrica sería suministrada por la red del sistema eléctrico. Para el análisis se supondrá que la energía eléctrica fue generada con plantas que usan combustóleo.

La diferencia entre los casos a) y b), estriba en que la producción de energía térmica útil requerida en el proceso, se realiza, en el primer caso, mediante un generador de vapor a combustóleo, mientras que en el segundo se logra aprovechando la energía de los gases de escape de una turbina de gas. Se puede observar que la producción de SO₂,

en el segundo caso, se elimina. Esto es debido a que el contenido de azufre en el gas natural es nulo. Por otra parte, las producciones de NO_x y CO₂ se reducen en un 55 y 18%, respectivamente debido a la mayor eficiencia del sistema de cogeneración.

Si ahora comparamos los casos b) y c), que tal vez sean los más representativos, observamos que los efectos son mis drásticos, ya que además de eliminar la producción del SO₂, las reducciones en las emisiones de NO_x y CO₂ son del orden del 88 y 48%, respectivamente.

Adicionalmente, uno de los beneficios de este tipo que acarrea el desarrollo de estos sistemas, consiste en la creación de fuentes de trabajo ya sea en la planeación del proyecto, la realización de la ingeniería, la construcción de la planta, su operación y mantenimiento, o en la fabricación de los equipos asociados. Desde luego, todas estas actividades pagan impuestos lo que representa otro beneficio para el país.

Una de las posibles desventajas de los sistemas de cogeneración lo constituye el hecho de que el proceso de fabricación, propio de la empresa, se vuelve interdependiente con el de producción de electricidad. Esto constituye uno de los posibles criterios de selección del esquema de cogeneración, ya que no todos ellos tienen la posibilidad, en la misma medida, de producir la energía térmica mínima requerida en el proceso industrial de forma independiente.

2.5 FACTORIES QUE INFLUYEN EN LA FACTIBILIDAD DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN^{27,28,35}

Hemos visto que los sistemas de cogeneración no sólo benefician al industrial. Ya sea directa o indirectamente afecta favorablemente al país. Sin embargo, ¿por qué no son numerosas las empresas que en México tienen instalados estos sistemas? o ¿por qué en el resto del mundo tienen altibajos? Para que un proyecto de cogeneración sea exitoso se tienen que combinar diversas condiciones por demás heterogéneas.

Los ingenieros estamos acostumbrados a resolver los problemas desde el punto de vista técnico y en el mejor de los casos, económico. Si observamos que una empresa consume energía eléctrica o mecánica y térmica, detectamos la posibilidad de instalar un sistema de cogeneración, proponemos el proyecto y definimos el esquema apropiado que satisface de la mejor manera las necesidades de energía de la empresa. Como primer paso es correcto, pero no podemos proceder a la instalación de los equipos aunque hayamos realizado la ingeniería de detalle. Quien va a realizar la inversión nos cuestionará la rentabilidad del proyecto. Realizamos el estudio económico, y, en su caso, el financiero, lo integramos al estudio técnico y lo presentamos. Sin embargo todavía no podemos llevar a cabo el proyecto. En el caso de México, estos esquemas estaban permitidos a empresas en las que el proceso industrial requería de una calidad de la energía eléctrica que la CFE no podía garantizar o a aquellas empresas que estaban ubicadas lejos de la red de transmisión. En la

actualidad cualquier empresa puede solicitar un permiso y para obtenerlo es necesario que cumpla con los requisitos que marca la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

Podemos por tanto clasificar los factores de influencia en tres tipos:

- técnicos
- económicos
- legales

Factores Técnicos

En principio, aquellas empresas que requieran energía térmica y energía mecánica o eléctrica en cierta proporción (relación térmico/eléctrica) son adecuadas para que se instale un sistema de cogeneración. (Figura 1.6). Sin embargo, cuando se analicen la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, observaremos que se permite la asociación de empresas, de manera que una que sólo demande energía eléctrica, puede instalar un sistema de cogeneración utilizando la energía eléctrica para su consumo proporcionando parte de la electricidad y la energía térmica a la empresa con la que se asocia. Tal podría ser el caso de una planta de producción de Cobre o de Zinc que utilice un proceso electrolítico, cuyo consumo energético es prácticamente eléctrico, que se encuentre a un lado de una planta productora de alimentos, cuya demanda de energía térmica es de consideración. De no permitirse dicha asociación, la cogeneración no sería factible en la primera empresa.

Las limitaciones técnicas para su implantación, son la disponibilidad de agua, del combustible apropiado, y de la tecnología además de las características intrínsecas de la operación de la fábrica, es decir, la variación en las demandas de energía térmica, mecánica y eléctrica. Es posible que por las características de la empresa el esquema de cogeneración indicado sea una turbina de combustión que utilice gas natural como fuente energética primaria. Si solo se dispone de combustóleo será difícil adecuar otro esquema, sobre todo si los otros factores hacen poco atractiva las inversiones en este campo. Al respecto se va a profundizar más adelante al hablar de la selección de los esquemas de cogeneración.

Factores Económicos

Los factores económicos que tienen mayor impacto en un proyecto de cogeneración son:

- El costo del capital.

- El monto de la inversión.
- Los costos de los combustibles.
- El precio de la energía eléctrica.

Uno de los problemas que se presentan inicialmente es el de la disposición del capital para financiar el proyecto. Existen varias alternativas que resuelven el problema de la disponibilidad del dinero. Cada una de ellas presenta características que, dependiendo del caso, la hacen más atractivas que las otras. A continuación se presentan algunas:

- Capital propio
- Crédito
- Arrendamiento Financiero

En el primer caso se utiliza el capital de la empresa, lo cual implica que dispondrá de menos recursos para invertir en el proceso industrial. El empresario asumirá todas las responsabilidades y riesgos del proyecto, pero gozará de todos los beneficios económicos que se obtengan con su implantación.

Como las inversiones en sistemas de cogeneración son de montos considerables, y el empresario prefiere invertir directamente en los procesos de producción, es probable que prefiera recurrir a capital externo.

En el caso de utilizar un crédito, el proyecto aumentará en su costo, ya que el empresario tendrá que cubrir no solo los intereses de la deuda sino también los gastos relativos que cubren el seguro por el cual se garantiza el pago del capital y de los mismos intereses.

Las alternativas anteriores presentan la desventaja de que el empresario reducir su capacidad de inversión en su proceso productivo. Con el sistema de arrendamiento financiero, este problema se soluciona, ya que un tercero es el que se encarga de realizar la inversión, construcción y operación de la planta de cogeneración (el empresario podría llegar a operarla) quien pondrá a disposición del empresario la energía eléctrica y térmica que genere, a cambio de una renta que podría ser fija o acordada en función de los ahorros en la factura energética de la empresa. En este caso, el arrendatario se tendría que comprometer a mantener un consumo de energía determinado.

Es por la importancia de la inversión por lo que un sistema de cogeneración es, con mayor probabilidad, rentable, cuando se presenta alguno de los siguientes casos:

- Cuando la planta industrial a instalar es nueva;
- Cuando se van a expandir las instalaciones actuales, y

- Cuando se requiere reemplazar los generadores de vapor viejos.

Ahora cabe la pregunta de por qué un empresario va a tomar la decisión de invertir en generadores de vapor más caros y en turbogeneradores, usando además una cantidad mayor de combustible en su proceso industrial, para cogenerar? La decisión dependerá de las siguientes condiciones:

- Relación de los costos de energía eléctrica, respecto al precio de los combustibles;
- Posibilidad de vender excedentes de generación a la red, y
- Confiabilidad del suministro de la energía.

Mientras más elevado sea el precio de la energía eléctrica y más bajo el de los combustibles, mayor será la rentabilidad de un proyecto de cogeneración.

Una de las condiciones que afectan la rentabilidad de un proyecto de cogeneración, diseñado para satisfacer la demanda térmica y que produce excedentes de energía eléctrica, es el hecho de que dichos excedentes sean adquiridos por la red del sistema eléctrico. De no tener la seguridad de que así sea, la planta de cogeneración tendría que variar las condiciones de operación en función de su demanda eléctrica, lo cual implica una reducción en la eficiencia del sistema y por tanto un aumento en los costos de operación. Desde luego que el precio al cual serán adquiridos impactará también en la rentabilidad; es por estas incertidumbres que, en México y en la actualidad, se prefiere diseñar los sistemas de cogeneración tratando de minimizar los excedentes. Esto puede traer como consecuencia que el sistema escogido no sea el de máxima eficiencia.

Factores Legales

Es un factor fundamental, y tal vez el más importante, pues si no se satisfacen los requisitos que marca la legislación local, el proyecto no será factible. Supongamos que al realizar los estudios de factibilidad se consideraran alternativas que emplean combustóleo como fuente energética primaria y una de ellas fuera la más rentable y la que técnicamente se amoldará mejor al proceso industrial.

Los factores técnicos pueden ser salvados de una u otra manera: sustituyendo una tecnología por otra o empleando combustibles alternos. Económicamente, si no contamos con capital, podremos escoger algún tipo de financiamiento o arrendamiento; pero si no cumplimos con los requisitos impuestos por la legislación, no hay alternativa, el proyecto no se podría realizar.

2.6 METODOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN^{27,28,35}

Se ha escrito mucho sobre las ventajas de la cogeneración, sin embargo, ha habido poca discusión sobre los métodos de evaluación del aprovechamiento del combustible y los factores que lo afectan.

Eficiencia de los sistemas de cogeneración

En función de su topología y de sus condiciones de operación, se tendrán diferentes valores de eficiencia de un sistema de cogeneración. Comúnmente, como se mostrará posteriormente, una planta de cogeneración basada en una estructura de ciclo combinado será más eficiente que una planta de cogeneración basada en un ciclo de vapor convencional tipo Rankine, lo cual se debe a un mayor aprovechamiento del combustible en la generación de energía eléctrica.

Por otra parte, las plantas de generación eléctrica que operan a condiciones de presión y temperatura mayores serán más eficientes. Asimismo, conservar bajas presiones y temperaturas de descarga de las turbinas, se reflejarán en mejores eficiencias. Esto se extiende, de la misma manera, a los sistemas de cogeneración. Lo anterior es un resultado de la segunda ley de la termodinámica, existiendo un gran avance en este rubro en los últimos años, en los que se cuenta con turbinas de gas capaces de operar cada vez a mayores temperaturas.

A continuación se presenta una discusión sobre los métodos de evaluación de la eficiencia energética de los sistemas de cogeneración y sus características.

Eficiencia global de Cogeneración:

Este primer método está basado en el llamado factor de utilización del combustible (FUF), o eficiencia térmica global, la cual es la relación de toda la energía útil extraída del ciclo y del combustible suministrado.

El valor de η_{cog} , está definido por la ecuación 2.1:

$$\eta_{cog} = (EE + ET) / Q_{comb} \quad 2.1$$

Este método está basado en la primera ley de la termodinámica. Aunque es útil para propósitos ilustrativos, este método (como se muestra más adelante) no puede ser usado en la mayoría de los casos para evaluar la eficiencia de la cogeneración. Es muy importante notar que un mayor factor de utilización, no necesariamente significa un ciclo

más eficiente, ya que no refleja en que proporción se aprovecha el calor residual de la generación de energía eléctrica, que es donde radica el verdadero beneficio de los procesos de cogeneración. Puede mencionarse, por ejemplo, como la mayoría de las centrales de cogeneración tienen una eficiencia global entre 70 y 80%, mientras que las plantas que suministran sólo energía térmica tienen eficiencias globales mayores al 80%, es decir que, bajo este método, una planta de cogeneración con una baja relación de generación de energía eléctrica a energía térmica, tenderá a presentar una mayor eficiencia global.

Emplear la eficiencia global para la comparación de plantas de cogeneración diferentes es frecuentemente inaceptable y puede conducir a resultados incorrectos. Por ejemplo, para plantas con turbinas de vapor de contrapresión, la eficiencia global incluye únicamente pérdidas mecánicas del generador eléctrico, fugas del generador de vapor y otras pérdidas térmicas. Las pérdidas internas de la turbina de vapor, las cuales resultan en un incremento de la entalpía de salida, son recuperadas en forma de energía térmica y por tanto, no afectan la eficiencia global. Por tanto, se puede concluir que para este caso en un "ciclo ideal" (sin considerar las pérdidas mecánicas), la eficiencia global será siempre igual a 1.

Eficiencia eléctrica de cogeneración:

Otro método frecuentemente usado para la evaluación de la eficiencia de cogeneración (basado también en la primera ley de la termodinámica), consiste en la llamada eficiencia eléctrica o eficiencia incremental eléctrica, la cual puede ser definida como:

$$\eta^{e}_{cog} = \frac{EE}{Q_{comb} - \frac{ET}{\eta_{caldera}}} \quad 2.2$$

Puede observarse, que si no hay generación de energía térmica ($ET = 0$), la eficiencia eléctrica es igual a la eficiencia global de cogeneración ($\eta^{e}_{cog} = \eta_{cog}$) reflejando que la eficiencia eléctrica es la eficiencia de una planta de potencia convencional..

Asimismo, puede observarse que el término " $ET / \eta_{caldera}$ " es la cantidad de combustible que se requeriría para producir la energía térmica, pero de manera independiente mediante un generador convencional. Esta energía, es sustraída de la energía total suministrada, con objeto de establecer cual sería la energía que se estaría utilizando para la generación eléctrica exclusivamente y así contar con un parámetro comparativo contra una planta convencional de generación eléctrica.

Se debe enfatizar que este método divide el combustible suministrado en dos partes:

$$Q_{ee} = Q_{comb} - (ET / \eta_{caldera}) \quad 2.3$$

que es el combustible utilizado para producir energía eléctrica, y

$$Q_t = ET / \eta_{caldera} \quad 2.4$$

que es la cantidad de combustible requerido para producir la energía térmica.

De acuerdo a esta fórmula, en este método los beneficios energéticos de la cogeneración son atribuidos a la generación de electricidad, mientras que la cantidad de combustible atribuido a la producción de energía térmica es el mismo que el utilizado en una planta de producción de energía térmica de bajo potencial.

En general, para la evaluación de la eficiencia de cogeneración, se utilizan los dos métodos anteriores (ecuaciones 2.1 y 2.2), sin embargo, se recomienda que la eficiencia global para valorar el aprovechamiento de combustible, se acompañe siempre del cálculo de la eficiencia eléctrica de cogeneración para valorar también, las ventajas de un sistema de cogeneración contra un sistema convencional.

Ahorro de combustible del sistema de cogeneración:

Otro parámetro útil en la evaluación de un sistema de cogeneración es la determinación de la fracción de combustible ahorrado en el sistema de cogeneración, respecto al que se utilizaría en plantas típicas de generación de energía eléctrica y energía térmica por separado (sin cogeneración).

$$\Delta Comb = \frac{\frac{EE}{\eta_{gcee}} + \frac{ET}{\eta_{caldera}} - Q_{comb}}{\frac{EE}{\eta_{gcee}} + \frac{ET}{\eta_{caldera}}} \quad 2.5$$

En la fórmula anterior se asume que la energía eléctrica puede generarse en un sistema convencional con una eficiencia del 34%, el cual puede ser un parámetro típico proveniente del suministrador del servicio eléctrico de una empresa, de una localidad, una región, un país, o cualquier sistema que se considere como referencia. De igual manera, se asume que la energía térmica se genera con un 80% de eficiencia, el cual es un valor típico en generadores de vapor convencionales.

$$\Delta Comb = \frac{\frac{EE}{0.34} + \frac{ET}{0.8} - Q_{comb}}{\frac{EE}{0.34} + \frac{ET}{0.8}} \quad 2.6$$

Esta fórmula es útil, especialmente para entidades gubernamentales que requieren evaluar el impacto de la implantación de sistemas de cogeneración dentro de una política de ahorro energético a nivel regional.

Si $\Delta Comb > 0$, existe un ahorro de combustible; si $\Delta Comb < 0$, la planta de cogeneración es térmicamente menos eficiente que los recursos alternativos.

Mientras mayor sea $\Delta Comb$, mayor será la eficiencia de la planta de cogeneración.

Si la central eléctrica usa combustible menos caro que la planta de cogeneración, la diferencia en el consumo de combustible deberá ser suficientemente grande para compensar la diferencia de costos.

Métodos alternativos de evaluación.

Como consecuencia de que las ecuaciones 1 y 2 corresponden a una evaluación de la eficiencia energética basada en la primera ley de la termodinámica, no se hace una diferenciación entre los dos tipos de energía, la eléctrica y la térmica. Sin embargo la electricidad es una energía mecánica o trabajo, de un mayor valor termodinámico, ya que; su producción está asociada con pérdidas mucho mayores que la producción de energía térmica. Es decir, que mientras la energía térmica se puede producir prácticamente con un 100% de eficiencia, la energía eléctrica como trabajo puro, requiere de la degradación de una parte de la energía térmica, siendo limitada la energía útil para generar trabajo, en función de su condición termodinámica, fundamentalmente la temperatura.

De acuerdo a la segunda ley de la termodinámica, la energía térmica no puede ser transformada en trabajo sin rechazar una cantidad de energía del ciclo. Aún las plantas más eficientes convierten menos del 45% de la energía del combustible en electricidad con alrededor del 50% del total de la energía desechada a la atmósfera como energía térmica de muy bajo potencial. Al mismo tiempo, en la conversión de la energía del combustible en calor no se rechaza calor del ciclo. Esto significa que la energía del combustible puede ser convertida en su totalidad en energía térmica con excepción de las pérdidas del generador de vapor y otras pérdidas menores.

La mayor diferencia entre la energía térmica y la energía eléctrica estriba en su habilidad para realizar trabajo. La energía eléctrica puede ser convertida casi en su totalidad en energía mecánica, en lo que tan solo una parte de la energía térmica lo

logra. La energía térmica de menor potencial (diferente presión y temperatura) produce menos trabajo mecánico. Un factor más importante que define la importancia del valor de la energía es su habilidad para producir cierta cantidad de trabajo. Basado en este factor, la electricidad es normalmente de 2.5 veces más valiosa que la energía térmica. Se puede concluir que las energías térmica y eléctrica no son iguales y por tanto, no pueden ser tratadas de igual manera.

Los ciclos de cogeneración no están en contradicción con la segunda ley de la termodinámica porque la energía térmica de bajo potencial rechazada es utilizada posteriormente. A expensas de la generación de electricidad, la energía térmica es extraída a un potencial suficientemente elevado de manera que pueda ser usado como una fuente de calor o aún producir algún trabajo mecánico, pero para la generación de energía eléctrica, este calor rechazado es una pérdida. La ventaja termodinámica real de la cogeneración es que la energía térmica es suministrada como un subproducto del ciclo de generación de energía eléctrica en lugar de ser producida directamente a partir de la energía del combustible., por ejemplo, la energía térmica es suministrada como vapor extraído de bajo potencial.

Una manera de conceptualizar lo anterior es a través del concepto de exergía, la cual se define como la energía útil para realizar trabajo. Termodinámicamente se define de la siguiente manera:

$$Ex = H - T_o S \quad 2.7$$

El planteamiento de la eficiencia energética de un sistema de cogeneración será entonces.

$$\eta = (EE + Ex \text{ térmica}) / Ex \text{ combustible} \quad 2.8$$

Nomenclatura

H = Entalpia (kW)

EE = Energía eléctrica generada (kW)

ET = Energía térmica generada (kW)

Ex = Exérgia (kW)

Q_{comb} = Energía térmica liberada por el combustible (kW)

Q_{ee} = Combustible utilizado en el sistema para producir la energía eléctrica (kW)

Q_t = Combustible utilizado en el sistema para producir la energía térmica (kW)

T_o = Temperatura (K)

S = Entropía (kW/K)

$\Delta Comb$ = Ahorro de combustible del sistema de cogeneración contra el sistema convencional de generación de energía eléctrica (kW)

η_{cee} = Eficiencia del sistema convencional de generación de energía eléctrica

η_{cog} = Eficiencia global del sistema de cogeneración

$\eta_{caldera}$ = Eficiencia de la caldera

η_{ecog} = Eficiencia eléctrica del sistema de cogeneración

CAPÍTULO 3:

POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN EL SECTOR DE REFINACIÓN

3. POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN EL SECTOR DE REFINACIÓN

3.1 SITUACIÓN ENERGÉTICA DE PEMEX

El sector energético se define como el grupo de actividades relacionadas con la explotación y transformación de hidrocarburos y la generación de energía eléctrica¹³.

Durante los últimos diez años, el sector energético ha contribuido con 3.1% en promedio al PIB del país, siendo la industria del petróleo la actividad preponderante al registrar 51.2% del total de este sector³⁶.

La extracción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción y distribución de gas seco, han representado el 31.2% del PIB en el sector de la energía³⁶.

Durante el periodo de 1991-1996, el consumo de gas natural seco a nivel nacional alcanzó un volumen medio de 85,847 MMm³/d. El principal demandante ha sido PEMEX, con un consumo promedio de 46,199 MMm³/d, consumiendo el 54% del total en el período, el sector industrial ocupó el segundo lugar con el 28% y le siguió el sector eléctrico con el 15%. Entre estos tres sectores representan el 97% del consumo total¹³.

Para PEMEX, el autoconsumo de gas natural es el rubro más significativo, ya que su demanda se ubicó en 74% del total de su consumo. La subsidiaria PPQ (Petroquímica) es la principal demandante con el 41.3%, mientras que PEP (Exploración y Producción) es el segundo consumidor con 34.9%, PGPB (Gas y Petroquímica Básica) consume el 15.6% y PR (Refinación) el 8.1%¹³.

El déficit en el balance entre la demanda y producción nacional de gas natural se cubre con importaciones, los cuales se esperan que sigan incrementándose por las siguientes razones¹³:

- La entrada en vigor de las nuevas normas ambientales, que obligan a limitar la emisión de contaminantes y que inducen al uso intensivo de combustibles más limpios como el gas natural, especialmente en zonas caracterizadas como críticas.
- Los planes de expansión de la energía eléctrica, así como la conversión a gas natural de instalaciones de generación existentes operando con combustóleo.
- Una política energética orientada a mecanismos de mercado, a la apertura comercial y a promover la participación de los particulares, como la petroquímica no básica, la generación de energía eléctrica, el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

En la proyección para los años 1997-2006, dos sectores en los que el uso de gas natural está más desarrollado son el petrolero y el industrial, los cuales mantienen un crecimiento inferior a la tasa media esperada de 10.3% y 5.1%, respectivamente¹³.

El pronóstico de demanda de PEMEX Refinación se basa principalmente en el hecho de que las refinerías de Cadereyta, Cd. Madero, Minatitlán, Salamanca y Tula se encuentran en zonas críticas de acuerdo con la normatividad ambiental, lo que conlleva a que, lo mismo que el sector eléctrico e industrial, PEMEX Refinación se ve en la necesidad de cumplir con normas cada vez más estrictas en cuestión de emisión de contaminantes. Esto es esencial, ya que el principal combustible que se utiliza en calderas y hornos es el combustóleo, los cuales han estado cambiando a gas para cumplir con dicha normatividad. Además, se ha requerido mayor cantidad de gas natural desde el 2001, en la producción de hidrógeno para completar el producido en las plantas de reformación¹³.

Con lo anteriormente expuesto, PEMEX Refinación pasará de consumir 4,450 MMm³/d en 1997 a 15,308 MMm³/d de gas natural en el año 2006, representando una tasa de crecimiento promedio anual de 14.7%³⁶.

El programa de inversiones de PEMEX Refinación contempla tres fases³⁶:

- a) Mejoramiento de gasolinas y diesel, incorporando procesos de alquilación, isomerización e hidrotatadoras de destilados, además de incrementarse la capacidad de desintegración catalítica.
- b) Conversión de residuales, comprendiendo los proyectos de hidrotatamiento de residuales y procesos de coquización; aumentando la recuperación de destilados.
- c) Un nuevo tren de refinación con coquizadora, para el cual no se ha definido todavía su localización

La creciente demanda de gasolina y diesel resulta en una excesiva oferta de residuales de bajo valor agregado y limitada demanda, cuyo uso no cumple con las normas ambientales. Las plantas coquizadoras permitirán disponer de la mayor parte de estos residuales, reduciendo la producción de combustible de alto contenido de azufre y optimizando la mezcla de crudo de las refinerías, utilizando mayores proporciones de crudos pesados y amargos, como el Crudo Maya. Una planta coquizadora que produce 3,000 t/d de coque de petróleo, equivale a aproximadamente 2,747 MMm³/d de gas natural seco. El coque es un combustible muy apropiado para sustituir al gas natural en algunas industrias, como la del cemento y en la generación de energía eléctrica³⁶.

3.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE REFINACIÓN^{37,38}

Desde sus inicios, la industria de la refinación del petróleo ha estado cambiando. Los principales acontecimientos a través del tiempo en el desarrollo de esta industria se presentan a continuación¹:

- 1.- La primera refinería de petróleo fue un proceso por lotes (batch), en la cual se calentaba el crudo a altas temperaturas, vaporizando y condensando de acuerdo a los rangos de ebullición de la querosina, gasóleos y combustóleo. Muy pronto este proceso se volvió continuo.
- 2.- El descubrimiento del cracking térmico permitió aumentar la capacidad de producción de gasolinas con mejores propiedades (mayor octanaje).
- 3.- Al comenzar la era de los procesos catalíticos, se ha aprovechado el procesamiento de gasóleos, naftenos para la producción de gasolinas de alto octano, así como la conversión de cadenas normales de C4, C5 y C6 en isoparafinas.

Así los productos de mayor valor del petróleo, son la gasolina, la turbosina, y el diesel, los cuales tienen pesos moleculares menores a 300, mientras que los gasóleos y residuos cuentan con mayor peso molecular y representan hasta el 50% en volumen de la composición del crudo. Por esta razón, es de gran interés para la industria de la refinación que se le de mayor valor a los productos residuales, mediante dos procesos que se han desarrollado recientemente:

- Coquización retardada
- Hidrotratamiento de residuales

Actualmente, la refinación se ha convertido en un proceso complejo que cuenta de 10 a 15 procesos diferentes. La figura 1 muestra un esquema típico de refinación¹.

El Sistema Nacional de Refinación está constituido por 6 refinerías con una capacidad total de procesamiento de 1'523,000 barriles por día, más una unidad despuntadora de crudo de 150,000 barriles por día. El crudo despuntado es alimentado a las refinerías del sistema.

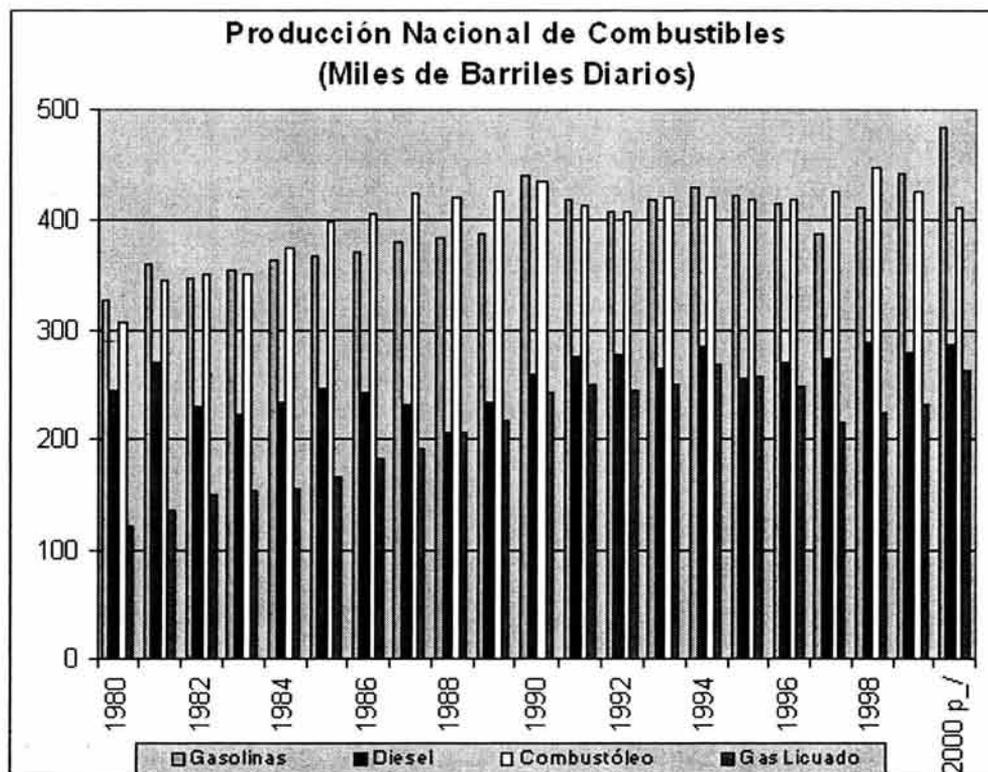
PEMEX Refinación produjo 1,334 millones de barriles por día de productos refinados en el año 2000, sin embargo actualmente este dato se verá incrementado una vez culminados los trabajos de modernización de diversas refinerías, principalmente en las refinerías de Cadereyta N.L. y Cd. Madero, Tamps.

**Tabla 3.1 Capacidad de refinación en México
(Barriles por día de Petróleo Crudo)**

Refinería	Capacidad
Cd. Madero, Tamps.	190,000
Cadereyta, N.L.	270,000
Minatitlán, Ver.	202,000
Tula, Hgo.	315,000
Salamanca, Gto.	211,000
Salina Cruz, Oax.	335,000
TOTAL	1'523,000

En cuanto a combustibles, la figura 3.2 y la tabla 3.2 muestran la producción nacional hasta el año 2000 y las tablas 3.3a y 3.3b, las importaciones y exportaciones de petrolíferos desde 1990.

Figura 3.2 Producción nacional de combustibles³⁶



En este sector ha habido un fuerte crecimiento en la demanda de refinados debido al crecimiento de la economía nacional durante el año 2000, requiriéndose la importación

de diversos refinados, principalmente gasolina en aproximadamente 225,000 barriles por día³⁷.

En el caso del combustóleo, un energético estrechamente relacionado al sector eléctrico, las ventas en el año 2000 fueron de 492,400 barriles por día, debido principalmente a un incremento de 6.7% en las entregas a la CFE³⁷.

**Tabla 3.2 Producción nacional de combustibles seleccionados³⁶
(Miles de barriles diarios)**

Año	Gasolinas	Diesel	Combustóleo	Gas Licuado
1980	327.9	244.2	308.5	119.7
1981	360.9	269.9	347.0	135.9
1982	348.1	230.8	349.6	150.8
1983	355.2	224.0	350.2	154.9
1984	362.6	233.2	374.9	155.1
1985	366.1	245.8	398.0	167.1
1986	370.6	242.5	405.4	183.3
1987	379.5	232.4	424.5	192.6
1988	384.5	206.8	420.8	206.8
1989	388.9	234.3	426.9	217.9
1990	441.1	258.6	435.1	242.9
1991	418.0	276.1	414.2	250.3
1992	406.3	277.8	407.7	244.1
1993	417.5	266.7	419.4	251.2
1994	429.7	284.4	420.0	267.0
1995	422.5	254.8	416.7	256.7
1996	416.5	269.6	418.1	248.8
1997	388.3	275.1	426.3	215.1
1998	411.9	290.0	448.0	224.7
1999	442.5	279.8	426.2	232.2
2000	485.2	287.3	411.5	264.7

Tabla 3.3a Importación de petrolíferos³⁶
(Miles de dólares)

AÑO	TOTAL	GAS LICUADO	GASOLINAS	COMBUSTOLEO 1_	DIESEL	OTROS 2_	GAS NATURAL
1980	243,069.8	83,039.8	2,694.9	-	14,221.0	143,114.1	-
1981	159,140.5	54,966.7	19,834.9	-	4,227.4	80,111.5	-
1982	140,475.1	34,463.6	2,483.4	-	-	103,528.1	-
1983	263,290.7	110,461.4	2,444.1	-	-	142,499.9	7,885.3
1984	355,466.8	261,381.0	1,917.9	69.6	-	84,277.7	7,820.6
1985	486,287.4	286,333.9	1,012.0	118,656.4	-	74,497.2	5,787.9
1986	360,308.4	164,523.6	666.3	120,365.4	-	67,738.5	7,014.6
1987	413,603.0	86,659.5	40,773.2	260,410.6	-	19,029.0	6,730.7
1988	379,639.2	104,742.4	16,437.5	249,595.8	-	774.4	8,089.1
1989	778,619.7	105,272.9	258,473.1	356,065.2	22,437.1	-	36,371.4
1990	877,966.7	164,538.6	360,846.0	321,613.1	-	-	30,969.0
1991	1,148,426.5	159,255.8	672,255.1	210,488.0	-	-	106,427.6
1992	1,422,443.4	195,905.1	773,262.4	278,076.9	-	-	175,199.0
1993	1,418,089.7	205,137.2	758,758.4	282,013.5	-	94,654.20	77,526.4
1994	1,407,868.7	193,573.0	564,624.3	442,599.3	-	124,882.20	82,189.8
1995	1,173,564.5	239,430.0	562,221.7	186,202.0	10,598.4	75,984.7	99,127.7
1996	1,617,105.6	430,959.6	711,601.1	246,531.4	109,006.5	51,944.10	67,062.9
1997	2,613,405.1	519,480.5	1,170,077.4	518,699.9	173,632.4	123,593.2	99,538.1
1998	2,195,271.4	404,098.9	958,495.9	428,688.0	133,788.1	148,451.7	121,749.2
1999	2,614,591.5	630,837.3	871,558.3	578,696.6	246,308.7	154,943.8	132,246.8
2000	2,950,789.9	868,874.80	554,781.50	867,043.8	170,726.8	174,504.5	314,858.5

1_ / Incluye turbosina.

2_ / A partir de 1993 incluye metil-terbutil-éter.

Tabla 3.3b Exportación de petrolíferos³⁶
(Miles de dólares)

Año	TOTAL	GAS LICUADO 1_/	GASOLINAS 2_/	QUEROSEOS 3_/	DIESEL	COMBUSTOLEO Y RESIDUALES	OTROS	GAS
1982	831,424.0	9,574.0	2,232.0	7,133.0	37,044.0	273,316.0	26,632.0	475,493.0
1983	1,219,914.0	34,311.0	244,853.0	39,231.0	286,124.0	212,393.0	49,088.0	353,914.0
1984	1,369,951.0	57,747.0	373,742.0	56,153.0	126,971.0	110,708.0	413,175.0	231,455.0
1985	1,220,379.9	125,376.7	196,914.7	63,161.6	172,380.1	219,615.9	442,930.9	-
1986	475,810.9	62,001.4	54,341.2	47,369.5	154,155.7	142,941.5	15,001.6	-
1987	514,902.9	74,291.1	76,566.1	102,020.6	80,529.7	170,066.7	11,428.7	-
1988	542,519.5	112,111.5	103,619.5	132,738.4	48,770.1	145,280.0	189.7	-
1989	423,148.8	101,519.6	2,985.0	88,308.2	119,217.7	111,118.3	-	-
1990	745,570.0	243,056.9	9,566.9	161,024.2	293,380.7	38,541.3	-	-
1991	531,846.1	185,421.2	-	142,472.3	167,262.8	20,997.4	15,692.4	-
1992	575,070.1	96,199.5	7,314.4	126,170.8	225,237.0	60,706.4	59,442.0	-
1993	664,565.7	88,146.4	42,137.0	129,604.3	191,735.6	100,817.6	108,733.7	3,391.1
1994	425,172.5	124,648.0	24,416.9	111,328.3	130,008.2	4,388.0	15,577.3	14,805.8
1995	524,021.8	131,808.2	31,701.9	134,833.4	108,867.6	52,208.1	52,231.6	12,371.0
1996	615,042.4	141,692.2	183,706.9	92,406.4	114,972.1	387.9	50,125.3	31,751.6
1997	682,325.1	35,163.8	469,424.2	36,943.1	72,063.6	229.0	31,520.0	36,981.5
1998	557,846.2	19,599.4	377,255.7	16,275.1	41,816.1	4,081.8	67,919.8	30,898.3
1999	946,968.20	25,684.00	449,855.80	15,682.40	56,666.40	4401.3	280,426.4	114,251.9
2000	997,347.20	41,421.10	697,230.00	32,156.00	14,068.60	372.5	206,179.5	23,919.5

1_/ Incluye butano.

2_/ Incluye naftas.

3_/ Incluye turbosina.

3.3 SELECCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE COGENERACIÓN PARA LAS REFINERÍAS DE MÉXICO^{40,41,42,43}

La creciente demanda de electricidad en México se ha combinado con precios inestables del gas natural incrementándose la demanda de combustóleo, sin embargo, se espera que tanto en el sector industrial como en el sector eléctrico orienten su consumo hacia el gas natural, por ser un combustible más limpio y por las expectativas de una mayor rigidez en las regulaciones ambientales, liberando su demanda interna.

Esto ha obligado a PEMEX reorientar el proceso de refinación con procesos de fondo de barril, como son las plantas coquizadoras o hidrodésintegración de residuales (H-Oil), para aumentar la producción de refinados y disminuir la producción de residuales, situación que permitirá a PEMEX invertir en plantas de cogeneración, utilizando coque, o bien, residuo líquido de petróleo, para cubrir sus demandas térmicas y eléctricas, y exportar excedentes a la red de CFE.

Esta nueva tendencia en la reconfiguración de las refinerías es una de las pautas para definir los esquemas de cogeneración en cada una de las instalaciones, contemplándose las siguientes posibilidades en cuanto al tipo de combustibles a ser utilizados (tabla 3.4):

Tabla 3.4 Combustibles a ser utilizados en las refinerías

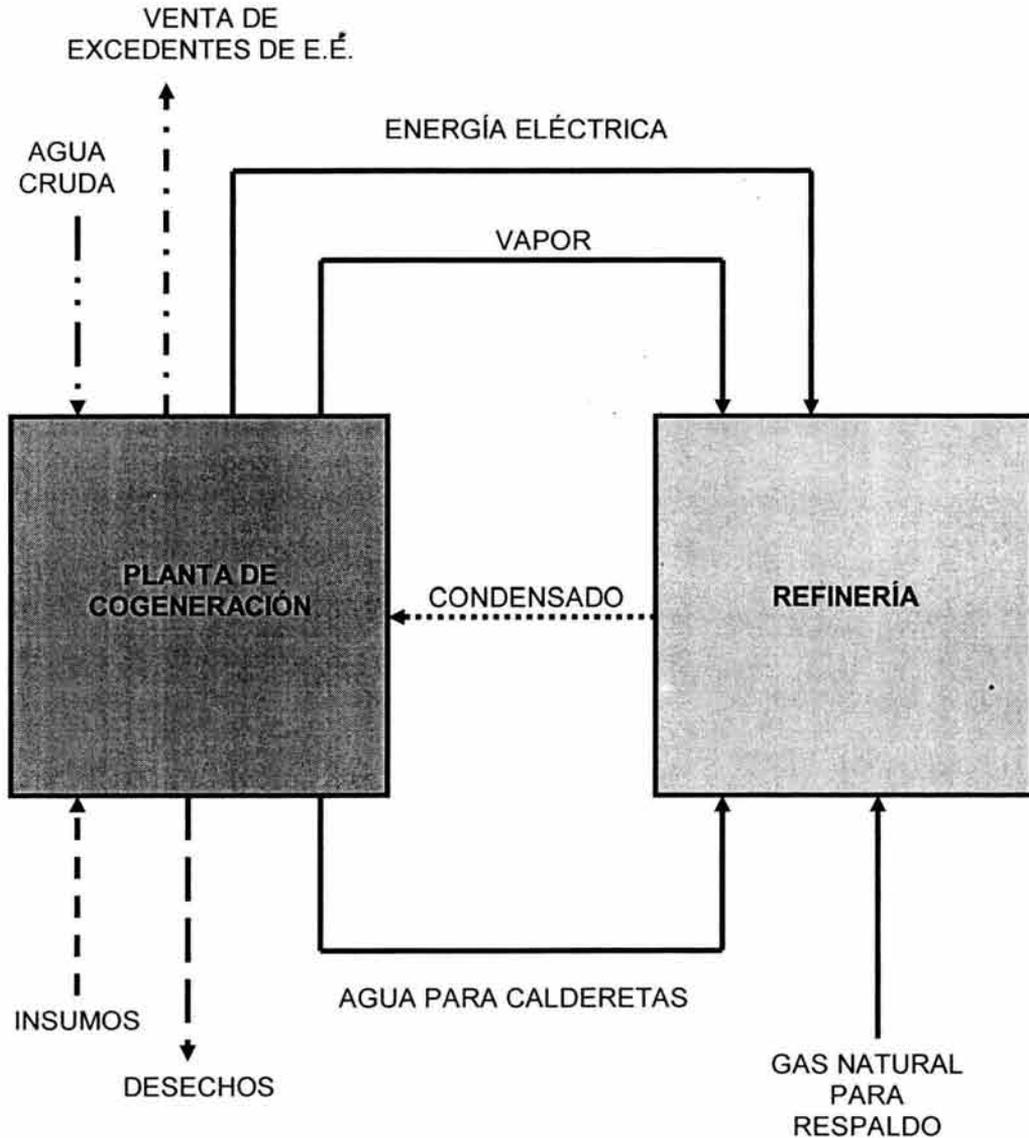
Refinerías de Cadereyta y Cd. Madero:	Aunque el esquema de procesamiento de las refinerías contemplan una planta de coquización retardada a partir de residuo de vacío y el coque producido está comprometido para su venta a la industria cementera mediante contratos de largo plazo para la producción de energía eléctrica y como energético en sus procesos, se tiene un excedente de residuo de vacío que podrá ser aprovechado para la generación de energía eléctrica, en vez de producir combustóleo.
---------------------------------------	--

<p>Refinerías de Minatitlán y Salina Cruz</p>	<p>El esquema de refinación planteado en el futuro inmediato en la Refinería de Minatitlán, incorpora una planta de coquización retardada y se mantiene la generación de combustóleo. Para la Refinería de Salina Cruz, aunque se mantiene el esquema de una planta de coquización retardada para la reconfiguración, no se prevé que se lleve a cabo en el corto plazo. Actualmente tiene una alta generación de combustóleo, por lo que deberá considerarse tecnologías de aprovechamiento residuo de vacío para generación eléctrica en competencia económica con esquemas de cogeneración convencionales con gas natural.</p>
<p>Refinerías de Tula y Salamanca</p>	<p>En estas refinerías, los esquemas de procesamiento cuentan ya con plantas de hidrodeseintegración de residuales para incrementar la producción de destilados ligeros. Se dispone de combustibles líquidos pesados como residuo que son convertidos a combustóleo. Se deberán considerar tanto esquemas convencionales a base de gas natural, así como tecnologías de gasificación o calderas de residuales.</p>

De acuerdo la tabla 3.4 se desarrollarán los estudios para calcular los sistemas de cogeneración en lo referente a su capacidad de generación eléctrica y térmica, la infraestructura e insumos necesarios y tomando como base la satisfacción de las demandas propias de cada refinería, que nos arrojará finalmente, los excedentes para exportación.

El análisis técnico-económico del sistema de cogeneración se plantea como una generación independiente con insumos procedentes de las refinerías u otra fuente con un costo asociado y cuyos insumos económicos provienen de la venta a la refinería y a la red eléctrica, de acuerdo a la figura 3.3.

Figura 3.3 Interrelación de insumos y Productos entre el Sistema de Cogeneración y la Refinería



Para definir las características del sistema de cogeneración es necesario conocer las demandas de energía eléctrica y vapor, las cuales se presentan de manera global en la tabla 3.5, y particular en la tabla 3.6, para cada una de las refinerías, considerándose el esquema modernizado.

La tabla 3.7 muestra la disponibilidad de coque o residuo líquido de petróleo, que permitiría aprovechar todo el potencial de cogeneración de las refinerías de México.

Tabla 3.5 Demandas de energía en las refinерías de México

Concepto	Cd. Madero	Cadereyta	Minatitlán	Tula	Salamanca	Salina Cruz	TOTAL
Capacidad (MBPD)	190	270	202	315	211	335	1523
Vapor (t/h) *	970	810	850	970	860	1426	5886
E. Eléc. requerida (MW)	96	87	100	102	88	139	612

* Incluye el consumo de vapor de baja presión generado en turbinas de proceso

Tabla 3.6 Generación de energía térmica y eléctrica en las refinерías de México

Concepto	Cd. Madero	Cadereyta	Minatitlán	Tula	Salamanca	Salina Cruz
Vapor de Alta Presión (t/h)	184	592	135*	278.8	73.1	177
Vapor de Media Presión (t/h)	475	58	170.5	896.6	779.9	685
Vapor de Baja Presión (t/h)	71	50	276	0	0	0
E.Eléctrica (autogeneración (MW))	96	34	72	102	88	126

* incluye vapor de presión intermedia a 30 kg/cm²

Tabla 3.7 Producción de coque y residuo líquido en las refinерías de México

Refinería	Coque	Residuo líquido
Cd. Madero	2,760 t/d	22,000 BPD
Cadereyta	3464 t/d	18,000 BPD
Minatitlán	3,312 t/d	25,000 BPD
Tula	0	38,320 BPD
Salamanca	0	21,680 BPD
Salina Cruz	5,500 t/d	43,000 BPD
TOTAL	15,036 t/d	168,000 BPD

Actualmente, las tecnologías más modernas, en lo que respecta a la generación de energía eléctrica utilizando residuos de petróleo, se encuentra el proceso de gasificación integrada a ciclos combinados y las calderas de lecho fluidizado para coque o calderas de residuos líquidos pesados, integradas a ciclos Rankine.

Actualmente, las tecnologías de vanguardia de aprovechamiento de combustibles pesados en lo que respecta a la generación de energía eléctrica para estos combustibles son:

- ✓ Gasificación de residuos sólidos o líquidos integrada a ciclos combinados (IGCC)
- ✓ Calderas de lecho fluidizado y calderas de líquidos pesados integradas a ciclos Rankine

Gasificación de residuos sólidos o líquidos:

Ventajas:

- Apoyo en la oferta de energía eléctrica
- Aprovechamiento de residuales en las refinerías
- Precios estables de combustibles
- Toma en cuenta el medio ambiente (aire, agua)
- Suministro interno de combustibles
- Puede usarse residuos sólidos o líquidos
- Incremento en la eficiencia de generación eléctrica, por lo tanto para una misma generación eléctrica se tiene menor consumo de combustible, en relación a ciclos convencionales

Desventajas:

- Alta inversión inicial
- Tiempos altos en la ejecución de ingeniería y construcción
- Tecnología no convencional

Calderas de lecho fluidizado o de líquidos pesados:

En el proceso con caldera de lecho fluidizado se quema el coque combinado con piedra caliza. Se genera vapor que es integrado a un ciclo Rankine de generación de energía.

Ventajas

- Apoyo en la oferta de energía eléctrica
- Aprovechamiento de coque en las refinerías
- Precios estables de combustibles
- Suministro interno de combustibles
- Menor inversión que con IGCC

Desventajas:

- Alto costo de operación y mantenimiento
- Requiere gran cantidad de piedra caliza
- Alta generación de sólidos
- No hay incremento de eficiencia de generación, por lo tanto no hay ahorro de combustible

En la evaluación técnica-económica de los esquemas presentados en comparación con el uso de sistemas convencionales (ciclo combinado) a base de gas natural, se presentan las principales diferencias:

Ventajas:

- Baja inversión inicial
- Bajos costos de operación y mantenimiento
- Tecnología probada
- Bajos plazos de ingeniería y construcción

Desventajas:

- Dificultades de planeación, por la volatilidad de los precios
- Escasez en México
- Dependencia del mercado mundial
- Destino de residuales indefinido.

3.4 POTENCIAL DE COGENERACIÓN

De acuerdo a los balances de materia y energía de los esquemas de cogeneración que se presentan en el punto 3.3 de este trabajo, se calcula el potencial de cogeneración, por el uso de residuos sólidos y líquidos en el SNR, y se muestra en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Potencial de generación de energía eléctrica en el SNR

Refinería	Generación por Coque (MWe)	Generación por Residuo Líquido (MWe)	Total (MWe)
Cd. Madero	205	200	405
Cadereyta	220	190	410
Minatitlán	228	230	458
Tula	0	876	876
Salamanca	0	416	416
Salina Cruz	410	1006	1416
TOTAL	1063	2918	3981

La tabla 3.8 muestra el potencial total de generación eléctrica en el SNR, considerando la producción de coque de petróleo producido en las Refinerías de Cadereyta, Cd. Madero, Minatitán y Salina Cruz.

Si bien es cierto que la producción de coque de petróleo ya se encuentra comprometida por un contrato a largo plazo con Cemex para producir energía eléctrica y energía térmica en su proceso, la energía eléctrica que se genera por este conducto quedaría liberada para su uso en la red de CFE, al igual que el consumo que tiene PEMEX Refinación en las tres refinerías que compran energía eléctrica a la red por una cantidad 94 MWe, quedando una disponibilidad total de $3981 + 94 = 4075$ MWe.

Por lo anterior, el potencial de cogeneración de PEMEX Refinación utilizando residuos de petróleo, asciende a 4,075 MWe que la CFE puede disponer para su distribución a otros usuarios, confirmando y superando la hipótesis de este trabajo.

3.5 CÁLCULO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN PARA LAS REFINERÍAS DE MÉXICO

De acuerdo a la disponibilidad de coque y residuo mostrada en la tabla 3.7, así como de las demandas de energía de la tabla 3.5, se ha calculado el potencial de cogeneración del Sistema Nacional de Refinación (SNR), para lo cual se estableció como base la aplicación de esquemas de gasificación integradas a ciclos combinados.

La selección de sistemas de gasificación integrados a ciclos combinados se realizó en virtud de las ventajas presentadas para la utilización de combustibles sólidos y residuos pesados, presentando menores problemáticas para el manejo de desechos sólidos, que se generan en menor medida que en el uso de calderas. Así mismo, se pueden limitar las emisiones contaminantes a niveles muy bajos y se pueden adoptar ciclos combinados de generación de potencia que resultan de alta eficiencia.

Las consideraciones para el diseño de este sistema, son las siguientes:

- La totalidad de las demandas de vapor y electricidad de las refinerías se suministran por el sistema de cogeneración
- No se consideran instalaciones de respaldo en el sistema de cogeneración. El respaldo se cubrirá con las instalaciones de los sistemas de fuerza existentes de las refinerías y respaldo de la red de CFE.
- La refinería suministra los combustibles y el agua cruda, así como el condensado recuperado.
- La planta de cogeneración contará con su propio sistema de tratamiento de agua.

- El gas de síntesis se utilizará exclusivamente para la generación de energía eléctrica y vapor. Aunque el gas de síntesis puede tener otros usos químicos como la generación de hidrógeno que también es de interés para el proceso de refinación y que puede redundar en mayores beneficios económicos, en este trabajo no se considera ya que el objetivo es reforzar la oferta de energía eléctrica.
- Con objeto de cumplir con las regulaciones ambientales, deberá contarse con las facilidades para el tratamiento de efluentes del sistema de cogeneración. Considera además la disposición y confinamiento de los desechos sólidos.

En general, los sistemas de cogeneración de cada refinería constan de los siguientes elementos, estandarizados y modularizados de la siguiente manera:

Gasificación:

Planta de gasificación.- Consta de dos gasificadores con una capacidad del 50% cada uno

Planta de Oxígeno.- Se consideró una sola planta de oxígeno al 100% de capacidad

Planta de Tratamiento de Gases y Recuperación de Azufre.- Se consideran las facilidades necesarias para el lavado de gases amargos con aminas con regeneración y una planta de recuperación de azufre de los gases ácidos.

Ciclo Combinado:

Turbinas de gas.- Se seleccionó una turbina Modelo PG-9171(E)GS (General Electric), para operar con gas de síntesis, arrojando una capacidad a condiciones ISO de 100 MW. Se utilizarán tantas turbinas como la disponibilidad de gas de síntesis lo permita⁴⁴.

Calderas de Recuperación.- Se utilizarán calderas de hasta tres niveles de presión de generación de vapor, con sobrecalentamiento. Se considera una caldera por cada turbina de gas resultante.

Turbinas de vapor.- En general, se plantea la utilización de turbinas de vapor de extracción y condensación, de capacidad entre 25 y 32 MW, incluyendo los condensadores de superficie.

Miscelaneos:

Unidad Desmineralizadora de Agua.- Se consideran sistemas convencionales a base de resinas de intercambio iónico, incluyendo sistema de filtrado y desaereación.

Torres de Enfriamiento.- Se consideran las necesarias con celdas de 10,000 gpm para servicio a la Planta de Oxígeno, sistemas de enfriamiento en la Sección de Gasificación, así como condensadores de superficie del ciclo combinado.

Sistemas eléctricos.- Están constituidos principalmente por una subestación eléctrica y transformadores.

RESULTADOS

Los balances de materia de los sistemas de cogeneración (sistema de gasificación y sistema de generación eléctrica de ciclo combinado) para cada una de las refinerías se muestran en el Anexo 1 y a continuación se presenta un resumen de los resultados de los diseños particulares para cada refinería.

Refinería de Minatitlán

Para una disponibilidad de residuo de vacío de 25,000 BPD, además de los autoconsumos y abastecimiento de servicios a la refinería, se pueden producir excedentes para su incorporación a la red eléctrica de 583 MW.

Así mismo del balance de materia para el sistema de gasificación se tiene una generación de 388 t/h de gas de síntesis limpio a turbinas, y 171 t/h de vapor de media presión.

En el sistema de generación de ciclo combinado, se aprovecha parte del Nitrógeno producido en la Planta de Oxígeno, que mezclado con el gas de síntesis va como carga a la turbina de gas, con objeto de incrementar el volumen de gas y por ende, la generación eléctrica. Puede observarse que se requieren 6 turbinas de gas generando 594 MW. Se generan 795 t/h de vapor de alta presión, de los cuales 660 t/h se alimentan a las turbinas de vapor generando 144 MW a condensación total, sin extracción de vapor de media presión. Así mismo la caldera de recuperación presenta una generación de 188 t/h de vapor de media presión, para el abasto a la refinería.

Refinería de Cadereyta

Para una disponibilidad de residuo de vacío de 18,000 BPD, además de los autoconsumos y abastecimiento de servicios a la refinería, se pueden producir excedentes para su incorporación a la red eléctrica de 324 MW.

El sistema de gasificación presenta una generación de 279 t/h de gas de síntesis limpio a turbinas, y 58 t/h de vapor de media presión.

El balance del ciclo combinado requiere 4 turbinas de gas generando 396 MW. Se generan 799 t/h de vapor de alta presión, de los cuales 592 t/h se alimentan a las turbinas de vapor generando 51.5 MW a condensación total, sin extracción de vapor de media presión. Así mismo la caldera de recuperación presenta una generación de 63.8 t/h de vapor de media presión, para el abasto a la refinería.

Refinería de Salamanca

Para una disponibilidad de residuo de vacío de 21,677 BPD, además de los autoconsumos y abastecimiento de servicios a la refinería, se pueden producir excedentes para su incorporación a la red eléctrica de 416 MW.

El sistema de gasificación tiene una generación de 336 t/h de gas de síntesis limpio a turbinas, y 175 t/h de vapor de media presión.

El balance del ciclo combinado muestra que se requieren 4 turbinas de gas generando 396 MW. Se generan 985 t/h de vapor de alta presión, de los cuales 911 t/h se alimentan a las turbinas de vapor generando 150.1 MW a condensación total, con extracción de vapor de media presión de 526.9 t/h.

Refinería de Cd. Madero

Para una disponibilidad de residuo de vacío de 22,000 BPD, además de los autoconsumos y abastecimiento de servicios a la refinería, se pueden producir excedentes para su incorporación a la red eléctrica de 435 MW.

El balance de materia para el sistema de gasificación muestra la generación de 341.2 t/h de gas de síntesis limpio a turbinas, y 175 t/h de vapor de media presión.

El balance del ciclo combinado indica que se requieren 4 turbinas de gas generando 396 MW. Se generan 1047 t/h de vapor de alta presión, de los cuales 862.8 t/h se alimentan a las turbinas de vapor generando 181.2 MW a condensación total, sin extracción de vapor de media presión. Así mismo la caldera de recuperación con extracción de vapor de media presión de 526.9 t/h.

Refinería de Tula

Para una disponibilidad de residuo de vacío de 38,330 BPD, además de los autoconsumos y abastecimiento de servicios a la refinería, se pueden producir excedentes para su incorporación a la red eléctrica de 876 MW.

El balance de materia para el sistema de gasificación se muestra la generación de 594 t/h de gas de síntesis limpio a turbinas, y 175 t/h de media presión.

El balance del ciclo combinado indica que se requieren 8 turbinas de gas generando 792 MW. Se generan 1688 t/h de vapor de alta presión, de los cuales 1409 t/h se alimentan a las turbinas de vapor generando 270 MW a condensación total, con extracción de vapor de media presión de 632 t/h.

Refinería de Salina Cruz

Para una disponibilidad de residuo de vacío de 39,390 BPD, además de los autoconsumos y abastecimiento de servicios a la refinería, se pueden producir excedentes para su incorporación a la red eléctrica de 1006 MW.

El balance de materia para el sistema de gasificación muestra la generación de 610 t/h de gas de síntesis limpio a turbinas, y 175 t/h de vapor de media presión.

El balance del ciclo combinado indica que se requieren 9 turbinas de gas generando 891 MW. Se generan 1650 t/h de vapor de alta presión, de los cuales 1473 t/h se alimentan a las turbinas de vapor generando 328 MW a condensación total, con extracción de vapor de media presión de 632 t/h.

3.6 EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE FUERZA Y SERVICIOS

De acuerdo a los balances de materia y energía de cada Refinería, se calcularon las eficiencias de cogeneración, de energía eléctrica y el ahorro de combustible con respecto a los sistemas convencionales de generación.

La tabla 3.9 muestra la comparación de las eficiencias de los sistemas de fuerza con las que están trabajando actualmente en las Refinerías⁷ y las eficiencias de cogeneración.

Tabla 3.9. Eficiencia de los sistemas de generación del SNR

		REFINERÍA						
		MADERO	SALAMANCA	TULA	CADEREYTA	MINATITLÁN	SALINA CRUZ	GLOBAL
EFICIENCIA ACTUAL	%	23	37	34.3	27.6	32	25.2	
ENERGÍA SUMINISTRADA	MW	1474	1445	2546	1203	1584	2625	10876
EE GENERADA	MW	577.1	546	1061.9	447.4	737.9	1219.1	4589
ET A PROCESO	MW	533	616.1	865.5	551.1	406.4	631.9	3604
AUTOCONSUMO	MW	45.8	44.5	81.4	36.7	54.6	87.6	351
EFICIENCIA DE COGENERACIÓN	%	72.21	77.32	72.52	79.98	68.82	67.18	72.11
EFICIENCIA ELÉCTRICA	%	59.40	64.65	61.10	68.04	59.85	58.38	60.92
AHORRO DE COMBUSTIBLE	%	29.73	31.25	31.98	32.15	33.86	33.03	32.15

Estos datos muestran que la implantación de procesos de cogeneración arrojan un incremento sustancial en las eficiencias de producción de energía eléctrica principalmente, así como de energía térmica, superando así también de manera importante la eficiencia de la CFE para la generación de energía eléctrica de 35%, considerada por la Comisión de Ahorro de Energía como el parámetro de comparación para estos estudios²¹.

Este incremento en la eficiencia se debe al incremento en la proporción de trabajo cogenerado, reduciéndose las pérdidas por condensación, lo cual debe repercutir en menores costos de operación contra el sistema actual, gracias al ahorro de consumo de combustible y agua de enfriamiento, contra un sistema convencional.

En la medida en que estos costos de operación sean reducidos o la eficiencia incrementada, estos proyectos de cogeneración serán rentables, siendo importante la optimización de la inversión, los esquemas de financiamiento, etc.

CAPÍTULO 4:

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y PLAN DE IMPLANTACIÓN

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y PLAN DE IMPLANTACIÓN

En la evaluación del beneficio económico de los sistemas de cogeneración a base de residuos de petróleo, objeto de este análisis es necesario considerar tanto la inversión requerida para la construcción (incluyendo pruebas y arranque), los costos de operación y los ingresos por la factura energética de la venta de energía eléctrica y vapor de las plantas de cogeneración, así mismo, para una evaluación global del proyecto, deben considerarse los beneficios al cubrir las demandas de PEMEX Refinación a un menor costo. Sin embargo, para una evaluación global se ha considerado la venta a PEMEX y CFE a un costo igual a su costo actual promedio de producción estimado, con lo cual todo el beneficio del proyecto queda atribuido al proyecto de cogeneración. La distribución de este beneficio entre los diferentes actores del proyecto, dependiendo de las negociaciones entre las partes, el marco legal y del responsable de la ejecución del proyecto (PEMEX, CFE o un tercero).

Dada la importancia que reviste el sector energético en las proyecciones de crecimiento económico del país y al reconocimiento de áreas de oportunidad para apoyar este crecimiento de manera eficiente, se pretende mostrar la factibilidad económica de proyectos que consideren la generación de energía térmica y eléctrica, cubriendo el autoconsumo en las refinerías del país, y al mismo tiempo, exportar los excedentes de energía eléctrica a la red de CFE.

Las premisas del estudio son:

1. Satisfacer al 100% las demandas de vapor y energía eléctrica de la refinería.
2. Con objeto de limitar la inversión, se aprovecharán las instalaciones existentes en el área de fuerza de la refinería como respaldo de suministro del vapor del sistema de cogeneración.
3. Se deberá aprovechar al máximo el potencial de cogeneración de la refinería, generando la máxima energía eléctrica posible, acorde a los requerimientos de energía térmica. El excedente de la energía eléctrica producida por el sistema de cogeneración, será vendido a CFE para su uso en la región.
4. El respaldo de energía eléctrica se tomará de la red de CFE.

La evaluación económica se realizó a precios constantes al año 2004.

4.1 INVERSIÓN, COSTOS DE OPERACIÓN Y VENTAS

La estimación de costo de orden de magnitud o parametrizado para el sistema de cogeneración se realizó escalando el costo de los equipos con capacidad conocida, considerando⁴⁵:

- > Costo referencia (costo 1)
- > Capacidad de referencia (capacidad 1)
- > Capacidad requerida (capacidad 2)
- > Coeficiente de escalación (n)
- >

$$Costo\ 2 = Costo\ 1 \left(\frac{Capacidad\ 1}{Capacidad\ 2} \right)^n \quad 4.1$$

En la tabla 4.1 se muestran los costos de referencia, obtenidos de cotización directa con fecha del segundo semestre del 2002.

En el Anexo 1, se muestran los balances de materia y energía de los sistemas IGCC para cada refinería y las tablas con las inversiones requeridas para cubrir la infraestructura de los sistemas de cogeneración, así como los costos de servicios auxiliares, materia prima, químicos y/o catalizadores necesarios para la operación del sistema de gasificación.

La tabla 4.2 muestra el resumen de las inversiones que se requieren para la implantación de los sistemas de cogeneración en las refinerías de México, para el consumo de residuo pesado de vacío, escaladas al año 2004.

Para los costos de operación y las ventas al año 2004, los costos de materia prima, servicios auxiliares, combustibles, químicos y/o catalizadores pueden consultarse en las memorias de cálculo que se encuentran en el Anexo 2, siendo los más relevantes⁴⁴:

- ✓ gas natural = 4.3409 USD/MMBTU
- ✓ energía eléctrica a CFE = 35 USD/MW-h
- ✓ energía eléctrica a PEMEX = 70 USD/MW-h
- ✓ vapor de alta presión = 12.54 USD/t
- ✓ vapor de intermedia presión = 10.45 USD/t
- ✓ vapor de alta presión = 8.36 USD/t
- ✓ vapor de alta presión = 6.27 USD/t

La tabla 4.3 muestra los costos de operación por estos conceptos, de cada una de las refinerías. La tabla 4.4 muestra los resultados de las ventas energéticas (energía

eléctrica y vapor) y subproductos (azufre) que pueden obtenerse de la planta IGCC acoplado a las refinerías.

Tabla 4.1 Precios y capacidades de referencia para cálculo de costo del sistema de gasificación⁴⁵

INSTALACIÓN	CAP. UNIT.		No.	CAP. INST.		CAP. BASE		COSTO BASE		Exp.
Manejo de coque y fluxante	3480.0	t/día	1	3480	t/día	3300	t/día	31.7	MMUSD	0.85
Planta de gasificación. Limpieza y trato. Gas	1740.0	t/día	2	3480	t/día	3300	t/día	120.6	MMUSD	0.85
Planta de oxígeno	3696.0	t/día	1	3696	t/día	3180	t/día	98.45	MMUSD	0.7
Ciclo combinado										
Turbinas de gas	84.3	MW	4	337.2	MW	84.3	MW	27.3	MMUSD	0.6
Caldera de recuperación	250.0	t/h	2	500	t/h	200	t/h	4.8841	MMUSD	0.8
Sobrecalentador de VMP	100.0	t/h	2	200	t/h	200		5.05	MMUSD	0.8
Turbina de vapor	25.0	MW	2	50	MW	27	MW	4.2	MMUSD	0.8
Planta de recuperación de azufre	199.2	t/día	1	199.2	t/día	689	t/día	41.92	MMUSD	0.7
Manejo y trato. de agua										
Tanques de almacenamiento de agua	100000.0	bbl	2	200000	bbl	100000	bbl	1.245	MMUSD	0.8
Tanque de agua demineralizada	100000.0	bbl	2	200000	bbl	100000	bbl	1.52	MMUSD	0.8
Tanque de condensado aceitoso	10000.0	bbl	2	20000	bbl	10000	bbl	0.562	MMUSD	0.8
Tanque de condensado limpio	5000.0	bbl	2	10000	bbl	5000	bbl	0.281	MMUSD	0.8
Bombas de agua pretratada	750.0	gpm	4	3000	gpm	1000	gpm	0.181	MMUSD	0.8
Bombas de agua desmineralizada	750.0	gpm	3	2250	gpm	1000	gpm	0.165	MMUSD	0.8
Bombas de condensado aceitoso	850.0	gpm	5	4250	gpm	850	gpm	0.196	MMUSD	0.8
Bombas de condensado limpio	450.0	gpm	2	900	gpm	850	gpm	0.131	MMUSD	0.8
Bomba de caldera de media presión	40.0	gpm	2	80	gpm	100	gpm	0.045	MMUSD	0.8
Bomba de alta presión	1000.0	gpm	3	3000	gpm	1250	gpm	0.337	MMUSD	0.8
Unidad desmineralizadora	360.0	t/h	2	720	t/h	200	t/h	5.634	MMUSD	0.8
Tratamiento de condensado limpio	100.0	t/h	1	100	t/h	125	t/h	0.542	MMUSD	0.8
Tratamiento de condensado aceitoso	350.0	t/h	2	700	t/h	140	t/h	0.996	MMUSD	0.8
Desaerador	400.0	t/h	3	1200	t/h	454	t/h	0.164	MMUSD	0.8
Pre calentamiento de agua	400.0	t/h	3	1200	t/h	454	t/h	0.351	MMUSD	0.8
Torres de enfriamiento	10000.0	gpm	8	80000	gpm	10000	gpm	1.5	MMUSD	0.8
Equipo eléctrico	348.0	MW	1	348	MW	30	MW	1.93	MMUSD	0.4

Tabla 4.2 Inversión requerida por refinería para sistemas IGCC (USD)

REFINERÍA	INVERSIÓN EQUIPO PRINCIPAL
Cd. Madero	866,071,872
Cadereyta	735,042,909
Salamanca	846,605,216
Tula	1,439,961,528
Salina Cruz	1,542,757,987
Minatitlán	1,024,094,091
TOTAL	6,454,533,603

Tabla 4.3 Costos de operación de los sistemas IGCC por refinería (USD/año)

REFINERÍA	MATERIA PRIMA	SERVICIOS AUXILIARES	QUÍMICOS Y CATALIZADOR	COSTOS ANUALES
Cd. Madero	1,117,930	19,004,038	7,230,813	27,352,781
Cadereyta	914,475	10,069,693	3,665,063	14,649,231
Salamanca	1,101,204	14,909,703	6,039,865	22,050,772
Tula	1,947,343	24,394,103	9,800,707	36,142,153
Salina Cruz	2,001,104	29,240,955	11,913,429	43,155,488
Minatitlán	1,270,104	19,920,836	5,762,603	26,953,543
TOTAL				170,303,968

Tabla 4.4 Ventas totales de la planta de cogeneración en cada refinería (USD/año)

REFINERÍA	VAPOR	E. ELECTRICA	AZUFRE	VENTAS
Cd. Madero	53,008,311	176,731,032	45,327,071	275,066,414
Cadereyta	64,822,721	140,683,735	37,077,859	242,584,315
Salamanca	58,630,454	165,151,073	44,648,921	268,430,448
Tula	86,658,784	303,124,471	78,956,052	468,739,307
Salina Cruz	62,611,433	351,934,575	81,135,821	495,681,829
Minatitlán	38,227,940	219,900,423	51,497,027	309,625,390
TOTAL				2,060,127,703

De las tablas anteriores podemos resumir que se requieren 6,454.5 MMUSD de inversión para la construcción de seis unidades de cogeneración de residuo pesado de vacío con costos de operación de 170.3 MMUSD/año, que abastecerán los requerimientos de vapor y energía eléctrica de todas las refinerías del sistema, y aportará a la red de CFE la cantidad de 3,619 MW de energía eléctrica con unas ventas por concepto de vapor, energía eléctrica y azufre de 2,060.1 MMUSD/año, a la fecha en que éstas centrales operen.

En el Anexo 2 se muestran las memorias de cálculo de la inversión, los costos de producción, las ventas y los parámetros económicos desglosados por conceptos para cada refinería.

4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO⁴⁶

La evaluación económica del proyecto, como se mencionó en el inicio de este capítulo, se realizará desde el punto de vista del cogenerador, dirigiendo los beneficios globales hacia él mismo, cuantificando y comparando, en términos monetarios, los beneficios y costos atribuibles al proyecto en cada una de sus etapas.

La metodología para la evaluación económica del proyecto se realizará para un proyecto de inversión considerando los costos de operación e ingresos por la venta de productos, constituida por una parte por un monto equivalente al costo de producción actual de PEMEX para su autoabastecimiento y por otra parte, la venta de energía eléctrica a la red a un precio de 35 USD/MW.

En el caso de los costos de operación y ante la incertidumbre para establecer un pronóstico de precios para los residuales de petróleo, en virtud de los problemas ambientales, las restricciones para su utilización, las políticas hacia el uso de combustibles más limpios como el gas natural, etc., se ha planteado un precio de venta de 3 USD/ton de residuo, únicamente para contabilizar aspectos de su manejo. De esta manera se elimina una variable del análisis, considerando que cualquier precio tendría un efecto incremental que sería cargado a los mismos actores del sector energético. Así mismo, un incremento en el precio del combustible implicaría mejores precios de venta para la CFE, ya que repercute también en la generación convencional.

Cálculo de la rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad que se calcularon son el Valor Presente Neto (VPN), el método Beneficio-Costo, y la Tasa Interna de Retorno (TIR), considerándose que el proyecto es aceptable cuando se supera la tasa interna de retorno mínima aceptable (TREMA), que para este caso se consideró del 12%.

Las fórmulas para calcular cada indicador, respectivamente, son las siguientes:

Valor Presente Neto:
$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{Jn}{(1+i)^n} \geq 0 \quad 4.2$$

donde:

Jn = Flujo de efectivo = ingresos – egresos

i = Tasa interna de retorno mínima aceptable (TREMA)

N = Número de periodos en el horizonte de estudio

Criterio de aceptación del proyecto: VPN deberá de ser positivo

Beneficio – Costo:
$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{n=0}^N Bn / (1+i)^n}{\sum_{n=0}^N -Cn / (1+i)^n} \quad 4.3$$

donde:

Jn = Flujo de efectivo = ingresos – egresos

i = Tasa interna de retorno mínima aceptable (TREMA)

N = Número de periodos en el horizonte de estudio

Bn = Beneficios monetarios del proyecto

Cn = Costos incurridos en el proyecto

Criterio de aceptación del proyecto: B/C deberá ser mayor de 1

Tasa Interna de Retorno:
$$TIR > i \quad 4.4$$

donde:

TIR = Tasa Interna de Retorno

i = TREMA

Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad sirve para reflejar los efectos que tiene una modificación de alguna variable relevante en la rentabilidad del proyecto. Se debe presentar la variación porcentual de la variable que se sensibiliza, respecto al valor utilizado en la evaluación

para la misma, y el efecto que dicha variación causa en el VPN y la TIR. El análisis debe ser, entre otros, para los principales parámetros relevantes, como es el caso de la inversión, costos de materia prima, de la tasa de descuento, plazo de ejecución e inicio del proyecto.

Evaluación económica de los sistemas de cogeneración

Dado que es de gran interés el aprovechamiento de los combustibles residuales mediante tecnologías limpias, se realizan evaluaciones económicas de dos tipos de esquemas de cogeneración, así como un análisis de sensibilidad con objeto de detectar los impactos que puedan tener ciertas variables en la economía del proyecto de cogeneración:

- Caso base: Sistema de Gasificación de Coque de Petróleo o Residuo de Vacío integrada a un ciclo combinado.
- Caso alternativo: Sistema de cogeneración de ciclo combinado utilizando gas natural.

El proyecto de cogeneración del esquema de gasificación de residuo de vacío integrada a un ciclo combinado (IGCC) tiene un interés estratégico, ya que se da un valor agregado a un combustible residual de bajo costo, se libera la presión hacia la demanda de gas natural el cual tiene un alto nivel de incertidumbre, tanto en su disponibilidad y precio.

Para los proyectos de cogeneración, la vida útil de los proyectos es de 25 a 30 años, por lo que se tomará el horizonte de análisis de 25 años, considerando la TREMA como una tasa real de interés a lo largo del horizonte y a moneda constante.

Los parámetros económicos que se tomaron para el análisis de los proyectos de cogeneración utilizando residuo de vacío en un esquema de gasificación con ciclo combinado y un sistema convencional con gas natural, se muestra en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Parámetros económicos considerados en el análisis comparativo

Tasa de descuento (TREMA)	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés del capital prestado	%	8%
Período de amortización	Años	17
Tiempo de construcción	Años	5

Los proporción de costos de producción con los que contribuyen el vapor de alta presión, vapor de media presión, vapor de baja presión y energía eléctrica, se calcularon basados en la cantidad de trabajo útil de los productos, mediante el cálculo exérgico a las corrientes a las condiciones de presión y temperatura, distribuyéndose la relación de costos en la misma proporción de producción de energía, basados en el concepto de trabajo aprovechable de cada uno de los productos.

Tabla 4.6 Relación de producción de energía en base a su valor exérgico.

PRODUCTO	UNIDAD	CANTIDAD	H Btu / lb	S Btu / lb °R	Relación exérgica	
					W neto MW	Proporción de producción
Energía eléctrica	MW	388			388	71%
Vapor de alta presión 60 kg / cm ²	t / h	29	1463.1	1.64	11	2%
Vapor de presión intermedia 30 kg / cm ²	t / h	170	1329.6	1.60	52	9%
Vapor de media presión 20 kg / cm ²	t / h	198	1319.6	1.63	57	10%
Vapor de baja presión 3.5 kg / cm ²	t / h	168	1186.3	1.65	33	6%
Agua de alimentación a calderas	t / h	384	200.3	0.34	5	1%

La tabla 4.6 muestra el cálculo de la proporción de trabajo disponible tomando como base los requerimientos de energía eléctrica y vapor de la Refinería de Minatitlán, Ver.

RESULTADOS

La tabla 4.7 muestra los resultados económicos para los esquemas de IGCC para cada una de las refinerías del país, en donde se pueda observar que para los parámetros económicos establecidos para este análisis, tanto el esquema de IGCC como el de gas natural, resultan viables, obteniéndose una TIR mayor a la TREMA establecida del 12%, así como el Valor Presente y el Costo – Beneficio del proyecto mayor a 1. Así mismo se muestra una comparación entre los resultados de la evaluación económica de los proyectos IGCC y de gas natural, en la que se puede observar que los resultados económicos son similares para ambas tecnologías con una ligera tendencia hacia el lado del gas.

Cabe señalar que los parámetros que compiten en ambos esquemas son, por una parte; una alta inversión para el proyecto IGCC y bajos costos de operación debido al bajo costo del coque o residuo; y por otra, una baja inversión y altos costos de operación en el sistema con gas natural.

Figura 4.7 Tabla comparativa de resultados económicos

REFINERÍA	TÉCNOLOGÍA	TIR (%)	VPN (MM USD)	B/C
CADEREYTA	IGCC	28.85	313.48	3.52
	GAS NATURAL	40.11	228.88	3.89
CD. MADERO	IGCC	23.03	250.80	3.32
	GAS NATURAL	29.58	170.76	3.63
TULA	IGCC	25.05	486.70	3.39
	GAS NATURAL	23.99	217.95	3.51
SALAMANCA	IGCC	23.05	245.49	3.32
	GAS NATURAL	28.97	159.68	3.62
SALINA CRUZ	IGCC	29.80	690.86	3.55
	GAS NATURAL	25.45	270.59	3.53
MINATITLÁN	IGCC	24.07	322.21	3.34
	GAS NATURAL	28.89	208.49	3.60

Como referencia se analizó el caso de la tecnología IGCC utilizando coque como combustible para la Refinería de Minatitlán, resultando una TIR de 23.79%. y un B/C de 3.21, ligeramente menor al caso con residuo de vacío, debido principalmente al incremento en la inversión para el manejo de coque. El VPN resultó de 231.59 MMUS, lo cual es menor que con residuo de vacío, sin embargo, en este caso, se debe principalmente a que el proyecto es de menor capacidad debido a una menor disponibilidad de materia prima. Un análisis más completo de un proyecto que considere la inversión en plantas de coquización junto con plantas de cogeneración, deberá hacerse de manera integral considerando los costos y beneficios de la producción de destilados en la planta coquizadora.

Como referencia y para no descartar el caso de IGCC con coque de petróleo, se muestra también un cálculo para la Refinería de Minatitlán, del análisis económico y su rentabilidad, teniéndose una TIR.

Así mismo, se realizó un análisis de sensibilidad para el proyecto evaluando la TIR y el Valor Presente Neto, donde las variables fueron:

- Inversión del sistema IGCC (+30%) (ver figuras 4.1 y 4.2)
- Precio de energía eléctrica para IGCC (+/- 30%) (ver figuras 4.3 y 4.4)

De estos análisis, se observa que el proyecto de gasificación es sólido, alcanzándose la TREMA del 12% para un crecimiento de hasta el 30% en la inversión y una reducción en el precio de la energía eléctrica del 20%.

Figura 4.1 Variación de la TIR con respecto a la inversión

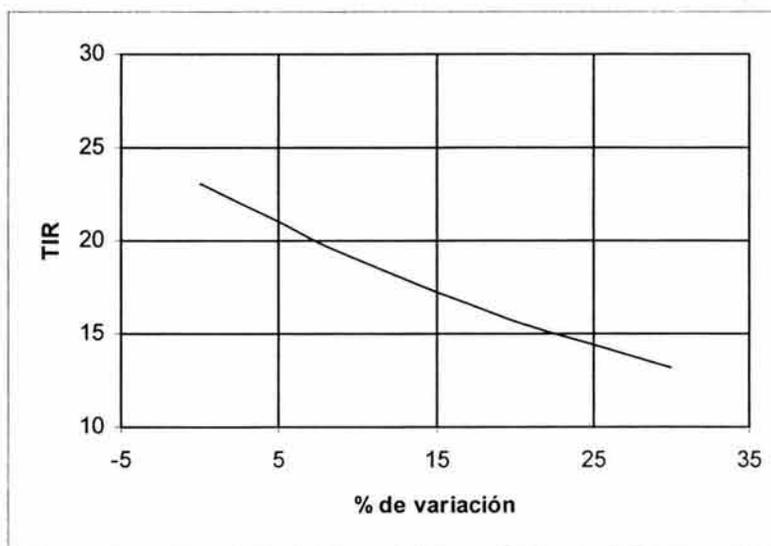


Figura 4.2 Variación del VPN con respecto a la inversión

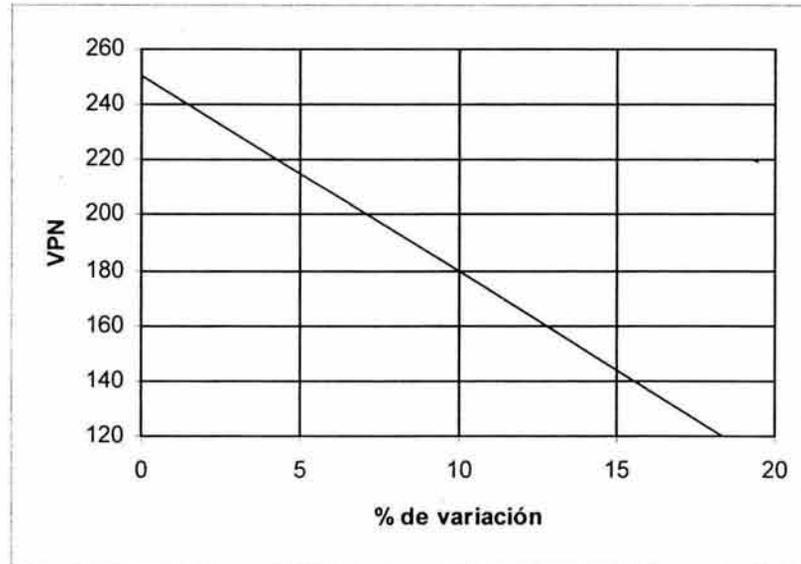


Figura 4.3 Variación de la TIR con respecto al precio de la energía eléctrica

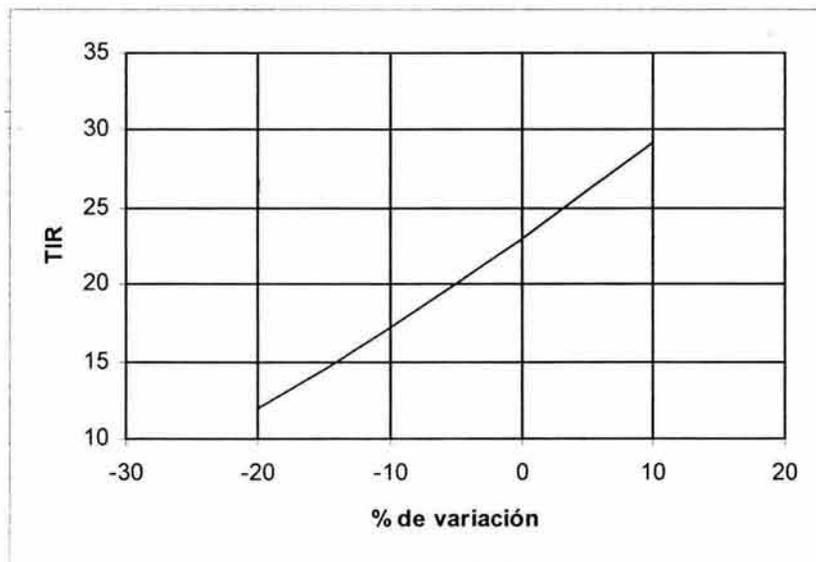
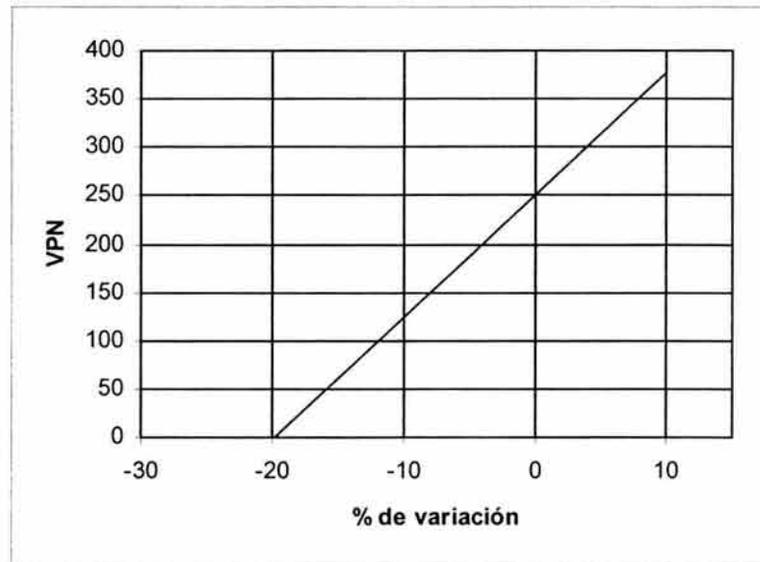


Figura 4.4 Variación del VPN con respecto al precio de la energía eléctrica



4.3 PLAN DE IMPLANTACIÓN

De acuerdo a la magnitud del proyecto y a lo complejo de la construcción se propone un programa de construcción del proyecto el cual se estima en 5 años y que comprende las etapas de ingeniería, procura construcción, precomisionamiento, comisionamiento y arranque.

ACTIVIDAD	AÑO				
	1	2	3	4	5
INGENIERÍA	■				
PROCURA	■				
CONSTRUCCIÓN		■			
PRUEBAS				■	
PRECOMISIONAMIENTO					■
COMISIONAMIENTO					■
ARRANQUE					■

Para el programa de implantación en las refinerías se propone que en las refinerías que ya está terminado el proyecto de reconfiguración, éste se lleve a cabo simultáneamente en el primer año, mientras que en la Refinería de Minatitlán, que en este momento se está llevando a cabo su reconfiguración, podría empezar en un año más tarde. Para la Refinería de Salina Cruz, que todavía no inicia el proceso licitatorio, tendría un año más para su implantación, quedando el programa de la siguiente manera:

REFINERÍA	AÑO							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CADEREYTA	█	█	█	█	█			
SALAMANCA	█	█	█	█	█			
CD. MADERO	█	█	█	█	█			
TULA	█	█	█	█	█			
MINATITLAN		█	█	█	█	█		
SALINA CRUZ			█	█	█	█	█	

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Existe una tasa nacional de crecimiento de la demanda de energía eléctrica del 6% anual con grandes necesidades de inversión, en un escenario de regulación ambiental más estricta, mercado volátil del gas natural, dependencia del crudo pesado con alto contenido de azufre y una proporción elevada de producción de residuales. Así mismo, por razones económicas y estratégicas de preservación de recursos no renovable y control de la contaminación, es necesario que los esquemas de producción de energía eléctrica sean altamente eficientes.

A raíz de esta problemática, en este trabajo se planteó la hipótesis de que el Sistema Nacional de Refinación puede apoyar la oferta de energía eléctrica en el país a través de sistemas de cogeneración que representan amplias ventajas de eficiencia energética. Asimismo, se planteó que en estos esquemas de cogeneración aplicados a refinerías de petróleo, se pueden utilizar tecnologías "limpias" que permiten el aprovechamiento de combustibles residuales de bajo valor con bajos niveles de emisión.

Se comprobó que bajo estos esquemas, es posible generar los servicios auxiliares requeridos por las refinerías (energía eléctrica, vapor de alta, media y baja presión) y producir excedentes de energía eléctrica por 4,798 MWe que pueden ser incorporados a la red pública, mediante proyectos de inversión técnicamente factibles y económicamente rentables.

La hipótesis de este trabajo trata dos aspectos estratégicos para el país como son el fortalecimiento del sector eléctrico y la diversificación de combustibles para la generación eléctrica, mediante la maximización de energía eléctrica en sistemas de cogeneración utilizando residuos de petróleo de bajo interés comercial, bajo la premisa de que se cubrirán las demandas de energía térmica y eléctrica de las Refinerías de México.

Se corroboró y superó la hipótesis de que hay un potencial de cogeneración de 3,400 MWe de energía eléctrica en PEMEX Refinación utilizando residuos de petróleo, ascendiendo a 4,075 MWe la disponibilidad para la red de CFE, para su distribución a otros usuarios.

El beneficio al país de este potencial, comparándolo con un esquema tradicional de generación con caldera y turbina de vapor, es un ahorro de combustible del 24%, equivalente a 343 millones de dólares por año, con una eficiencia del ciclo del 53% en vez del 35% con que se genera en CFE, en las centrales termoeléctricas. Ahora bien, en relación a ciclos combinados con gas natural, se tendría el beneficio de reducir la expectativa de mayor importación de gas natural, que actualmente tiene una alta volatilidad de precios.

Los procesos de refinación de PEMEX consideran esquemas cada vez más complejos, que maximizan la producción de gasolinas, en los que se obtienen residuos más pesados o en algunos casos coque de petróleo, por lo que es necesario plantear esquemas para su aprovechamiento.

Para el aprovechamiento de los combustibles residuales producto de los procesos de refinación existen tecnologías como, Gasificación Integrada a Ciclos Combinadas (IGCC), Calderas de Lecho Fluidizado y Calderas de Combustibles Líquidos Pesados, recomendándose la aplicación de la tecnología IGCC, en función de la alta eficiencia de los ciclos combinados y de tener el menor nivel de emisiones contaminantes, entre otras ventajas técnicas.

Aunque los proyectos de cogeneración a base de ciclos combinados con gas natural requieren menores inversiones y arrojan mayores tasas de rendimiento, estos esquemas son muy sensibles al precio del gas natural, el cual está dentro de un mercado volátil que no permite una planeación certera a largo plazo, siendo en este aspecto mucho más estables los proyectos con combustibles residuales, los cuales además, tienen un mercado cada día más restringido debido a las presiones ambientales.

Los proyectos de cogeneración con esquemas IGCC a base de coque, son una opción muy atractiva, sin embargo, es necesario realizar análisis adicionales que consideren las inversiones en las plantas de coquización y los beneficios que conlleva por el incremento en la producción de destilados de alto valor.

Dentro de las acciones a tomar, es necesario definir los esquemas de negocio e inversión, así como los cambios en la legislación vigente, ya que se podrían plantear opciones con participación de capital privado. Ante las limitaciones de recursos financieros del sector público, la participación de la inversión privada solventaría el crecimiento y fortalecimiento del sector energético utilizando residuos de petróleo de bajo valor comercial.

Con estas acciones se apoyarían los siguientes aspectos:

- Se fortalece la oferta de energía eléctrica mediante un esquema eficiente y por lo tanto a bajo costo de producción.
- Se da una opción de salida a combustibles residuales como los residuos de vacío u otros residuos líquidos pesados, o bien coque de petróleo.
- Se reduce la dependencia del mercado del gas natural, teniéndose horizontes de planeación más estables al depender de combustibles de bajo valor.

- Se da una opción para a la estructuración de los esquemas de fondo de barril de los procesos de Refinación que puede resultar ventajosa en términos de inversión, económicos y operativos, ya que pueden sustituir esquemas de coquización o hidrodésintegración de residuales, entre otros.
- Las ventajas económicas derivadas de las altas eficiencias de los procesos de cogeneración se comparten tanto entre consumidores, productores y las refinerías, ya que para estas últimas la generación de sus servicios es bajo esquemas de producción más eficientes, resultando finalmente en beneficios para todo el país.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

1. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en el diario oficial de la federación el día 31 de mayo de 1993.
2. Wark, K. Jr. Termodinámica, Quinta Edición 1996. Editorial McGRAW-HILL. Página (s): 783 a la 787.
3. www.conae.gob.mx/cogeneración.html
4. Secretaría de Energía, Programa Sectorial de Energía 2001-2006
5. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio Energético Integral "Total Site" para la Refinería de Cadereyta, N.L., Reporte Final, Septiembre, 2001
6. Colegio Universitario México, Diplomado en Cogeneración, División de Estudios Superiores, México, D.F., 1997
7. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio de Demandas de Electricidad y Vapor para las Refinerías de PEMEX, bajo el Proyecto de Cogeneración por Autoabastecimiento, Reporte Final, Octubre, 2003
8. Internacional Energy Outlook, 2001
9. Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico, 1999-2008
10. Energy Balance of OECD Countries, 1999
11. Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía 2000
12. Secretaría de Energía, Prospectivas del Sector Energía, 2000-2009
13. Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de Gas Natural, 1999-2008
14. Comisión Federal de Electricidad, Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 2000
15. Comisión Federal de Electricidad, Estadísticas por Entidad Federativa 2000
16. Comisión Federal de Electricidad, Informe de Operación 2000
17. Comisión Federal de Electricidad, Resultados de Explotación 2000
18. <http://www.cfe.gob.mx>

19. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el diario oficial de la federación el día 23 de diciembre de 1992 y
20. Comisión Federal de Electricidad, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2002-2011
21. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Esquemas de Cogeneración, Amacalli Editores, 1995
22. Baily F.G., Steam Turbines for Industrial and Cogeneration Applications, GE Turbine State of the Art Technology Seminar, Abril, 1993
23. Brooks, F.J., GE Gas Turbine Performance Characteristics, GE Industrial & Power Systems, Schenectady, N.Y.
24. Roy G.K., Selecting Gas Turbines for Power Cogeneration, Larsen & Tourbo Ltd., Bombay, India
25. Milán F., Fernández M. Rojas I. Medrano C., Aplicación de las Tecnologías de Lecho Fluidizado y Gasificación en Refinerías, Instituto Mexicano de Investigaciones Eléctricas.
26. Rodarte A., Utilización de Coque de Petróleo para la Generación de Electricidad, Texaco Power & Gasification, VII Foro de Avances de la Industria de la Refinación, Septiembre de 2001.
27. Clean Coal Technology, Tampa Electric Integrated Gasification Combined-Cycle Project An Update, Topical Report Number 19, July 2000.
28. US Department of Energy, Division of Fossil Fuel Utilization, Cogeneration: Technical Concepts, Trends, Prospects (draft), Washington, D.C., 1978
29. Pirooz M. S. Cogeneration in Developing Countries: Prospects and Problems, Hagler, Bailly and Company, Washington, DC, 1987
30. Kovack J. M., MacGregor P. R., The Energy and Environmental Benefits of Cogeneration, Segundas Jornadas de Cogeneración, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, 1993
31. Situación Internacional de la Cogeneración: Aspectos Normativos y Técnicos, Madrid, abril 1995
32. www.gasification.org

33. Portes Mascorro Enrique, Alternativas de Financiamiento, Segundas Jornadas de Cogeneración, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, 1993
34. R.W. Bjorge, W.T. Parry and J. S. Wright, Steam Turbine Cycle Optimization, Evaluation and Performance Testing Considerations. 36th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar, Agosto, 1992
35. M.P. Poisky y R j. Hollmeier, Evaluación de la Eficiencia Energética de Sistemas de Cogeneración, , Fluor Engineers, Inc., Chicago, Ill
36. Maples Robert E., Petroleum Refinery Process Economics, PennWell Publishing Company, 1993, pp 20-24
37. Resumen de operaciones de PEMEX-Refinación del año 2000, www.pemex.gob.mx
38. www.energía.gob.mx
39. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio para Definir el Esquema de Procesamiento de la Refinería "Francisco I. Madero", de Cd. Madero, Tamps., con nuevas proporciones de Cudo Maya, Informe Final, Noviembre 1977
40. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio para Definir el Esquema de Procesamiento de la Refinería "Miguel Hidalgo", de Tula, Hgo., Informe Final, Noviembre 1977
41. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio de Factibilidad Técnico-Económica para la Reconfiguración y Modernización de la Refinería "Lázaro Cárdenas del Río", en Minatitlán, Ver., Informe Final, Noviembre 1977
42. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio de Factibilidad Técnico-Económica para la Reconfiguración y Modernización de la Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oax., Informe Final, Noviembre 1977
43. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio para Definir el Esquema de Procesamiento de la Refinería "Ing. Antonio M. Amor" de Salamanca, Gto., con nuevas proporciones de Crudo Maya, Informe Final, Noviembre 1977
44. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio para Definir el Esquema de Procesamiento de la Refinería "Ing. Antonio M. Amor" de Salamanca, Gto., con nuevas proporciones de Crudo Maya, Informe Final, Noviembre 1977
45. Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio de Demanda y Costo de Servicios Auxiliares para las Refinerías de Salamanca y Tula, Informe Final, Marzo 2003

46. Guthrie, K.M. Data and Thecniques for Preliminary Capital Cost Estimating, Chemical Engineering, Marzo 24, 1969, pp 114-142
47. Nicholson Walter, Teoría Microeconómica, Principios Básicos y Aplicaciones, Mc. Graw Hill, México
48. Palma G. M., Despiertan Proyectos de Energía Interés Europeo, El Financiero, 21 de noviembre de 2001, primera plana.
49. Instituto Mexicano del Petróleo, Prospectiva de la Investigación y el Desarrollo Tecnológico del sector petrolero al año 2025, junio 2001
50. Gas Turbine World, 1999 - 2000 Handbook for Project, Design and Construction, Vol. 20
51. Baily F.G., Steam Turbines for Industrial and Cogeneration Applications, GE Turbine State of the Art Technology Seminar, Abril, 1993
52. Brooks, F.J., GE Gas Turbine Performance Characteristics, GE Industrial & Power Systems, Schenectady, N.Y.
53. Roy G.K., Selecting Gas Turbines for Power Cogeneration, Larsen & Tourbo Ltd., Bombay, India
54. Benz A.D., Degen B.D., Cogeneration in Petroleum Refinery, Chemical Engineering Progress, Oct. 1986, pp. 21
55. Fernández-Campa Barceló José María, La calidad del servicio eléctrico y el mantenimiento, Energía - Enero/Febrero 1994, págs. 61 – 64, Escuela Politécnica de Cartagena. Universidad de Murcia
56. Baily, F.G., Peterson, F.J. and Gentner, R.T., Steam Turbines for Industrial and Cogeneration Applications, GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar, Abril, 1993
57. ABB Turbinen NOrnberg GMBH, Modern Steam Turbines for Industry and Power Satations, Catalogue No. D TUR 100089 E,
58. ENAGAS, Cogeneración y Gas Natural, Sistemas de Cogeneración, Grupo INH
59. Davis L.B., Dry Low NOx Combustion Systems for GE Heavy-Duty Gas Turbines, GE Industrial & Power Systems, Schenectady, NY
60. Brooks, F.J., GE Gas Turbine Performance Characteristics, GE Industrial & Power Systems, Schenectady, NY

61. Horner, M.K, GE Aero derivative Gas Turbines-Design and Operating Features, GE Aircraft Engines, Evendale, OH
62. Oganowski, G., LM6000 Aero derivative Industrial Gas Turbine-Development Status Update, GE Aircraft Engines, Evendale, OH
63. Schilke, F.W, Beltran, A.M., Foster, A.D. and Pepe, J.J., Advanced Gas Turbine Materials and Coatings, GE Industrial & Power Systems, Schenectady, NY
64. Roy, G. K., Selecting Gas Turbines for Power Cogeneration, Larsen & Toubro Ltd., Bombay, India

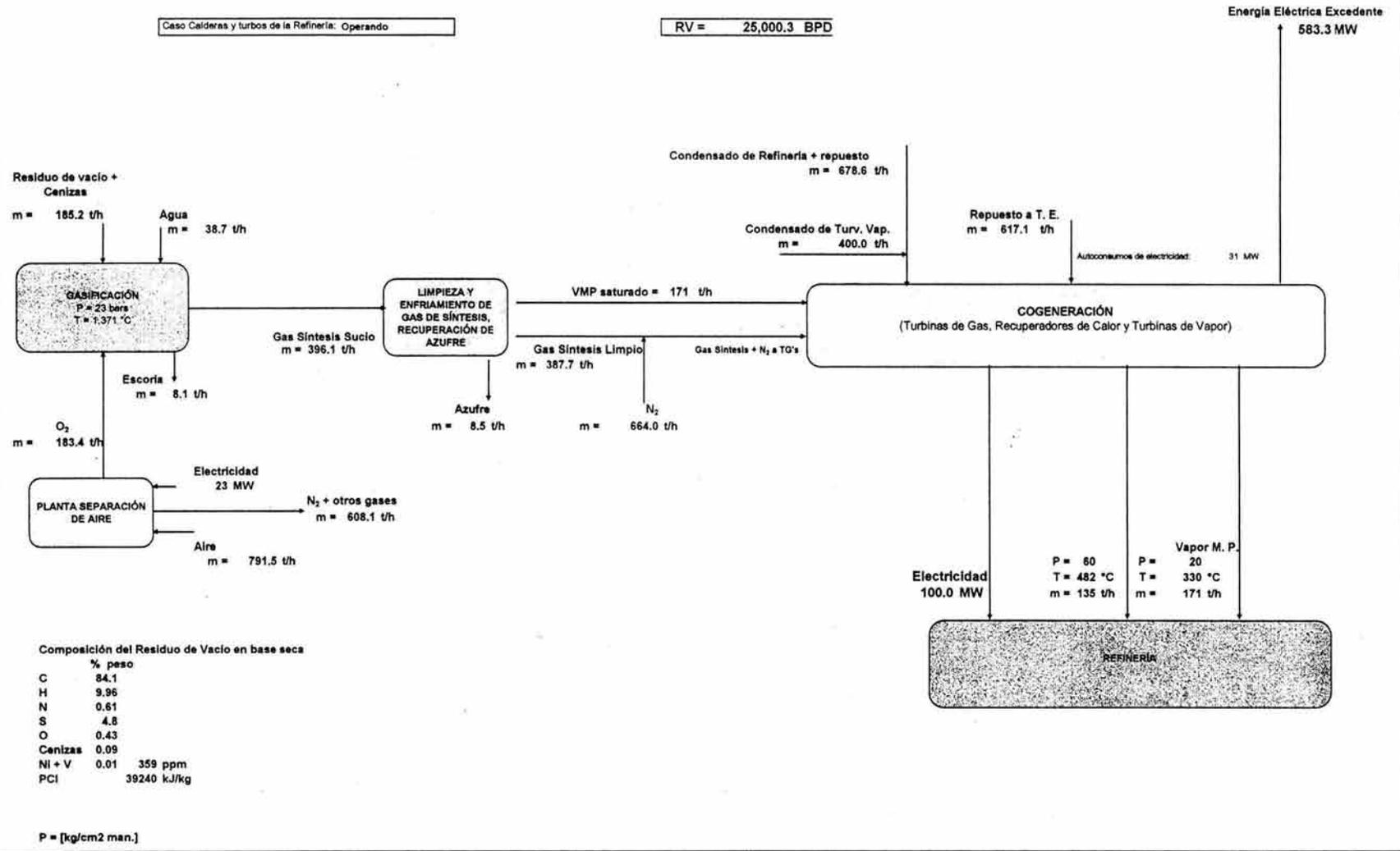
ANEXO 1.

MEMORIAS DE CÁLCULO DE LOS BALANCES DE LOS SISTEMAS DE GASIFICACIÓN PARA LAS REFINERÍAS DE CADEREYTA, CD. MADERO, MINATITLÁN, SALAMANCA, SALINA CRUZ, Y TULA

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería de Cadereyta mediante una Planta IGCC

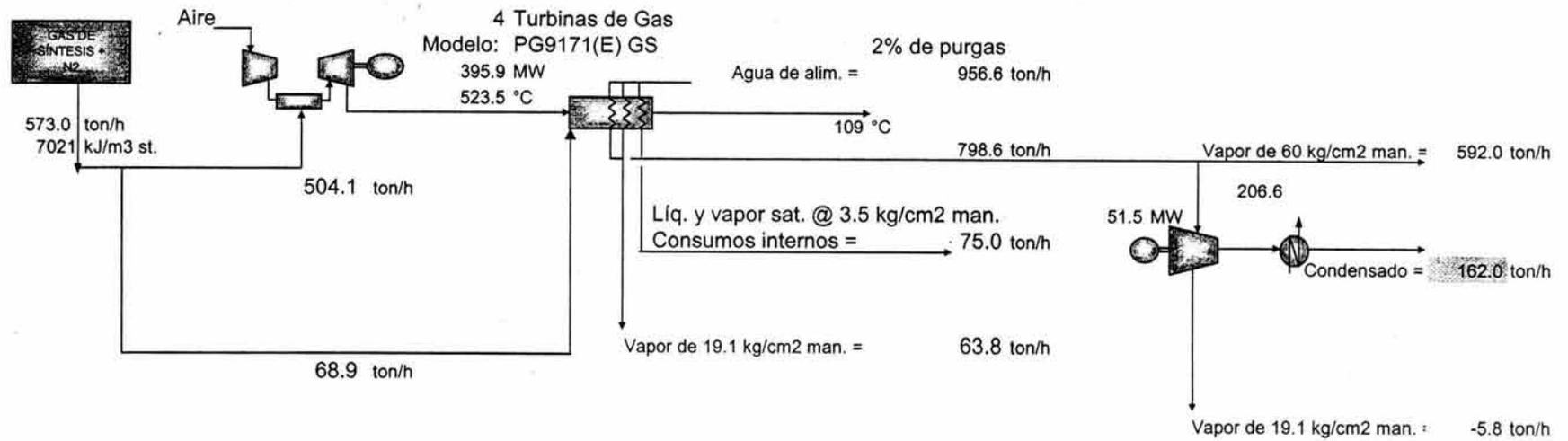
Caso Calderas y turbos de la Refinería: Operando

RV = 25,000.3 BPD



REFINERÍA DE CADEREYTA

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería mediante una Planta IGCC.



VMP generado en HRSG, partiendo desde líquido subenfriado:

VMP generado en enfriamiento de gas de síntesis y sobrecalentado en HRSG.:

VMP total requerido por Refinería:

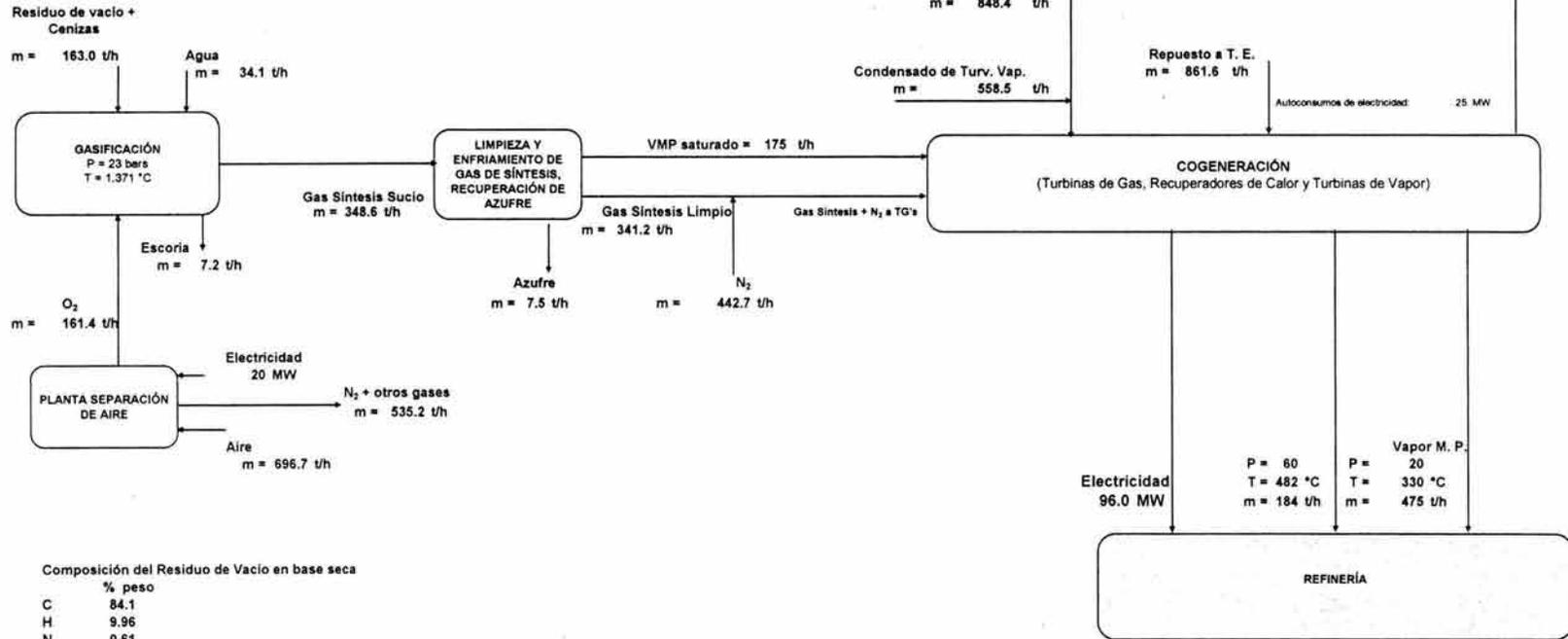
5.8 ton/h
58.0 ton/h
58.0 ton/h
58.0 ton/h

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería de Cd. Madero mediante una Planta IGCC

Caso Calderas y turbos de la Refinería Operando

RV = 22,005.0 BPD

Energía Eléctrica Excedente
435.3 MW



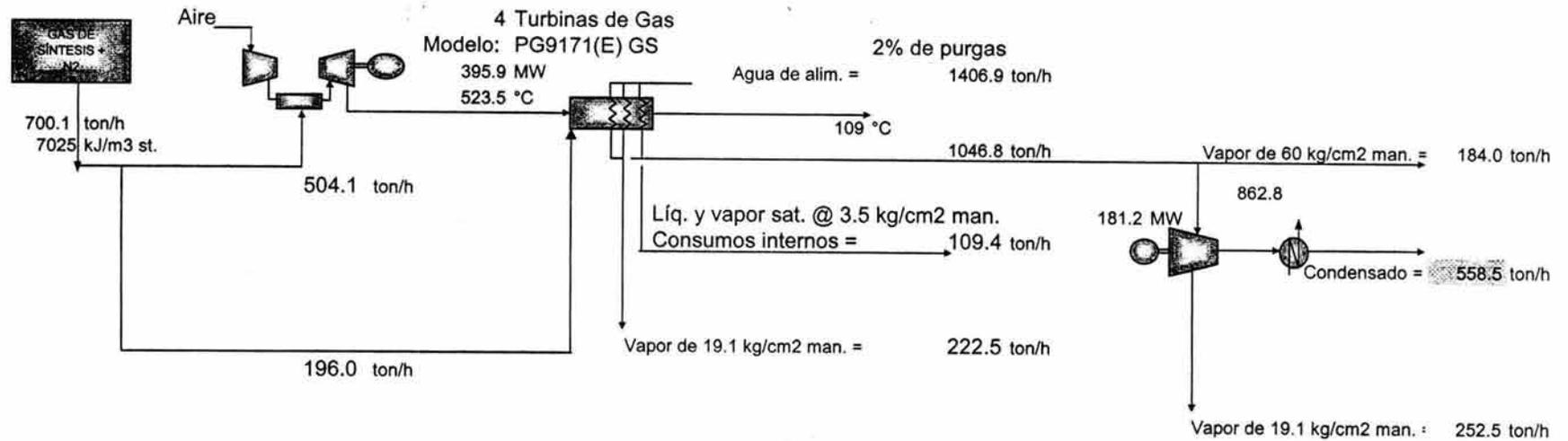
Composición del Residuo de Vacío en base seca

	% peso
C	84.1
H	9.96
N	0.61
S	4.8
O	0.43
Cenizas	0.09
Ni + V	0.01 359 ppm
PCI	39240 kJ/kg

P = [kg/cm2 man.]

REFINERÍA DE CD. MADERO

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería mediante una Planta IGCC.

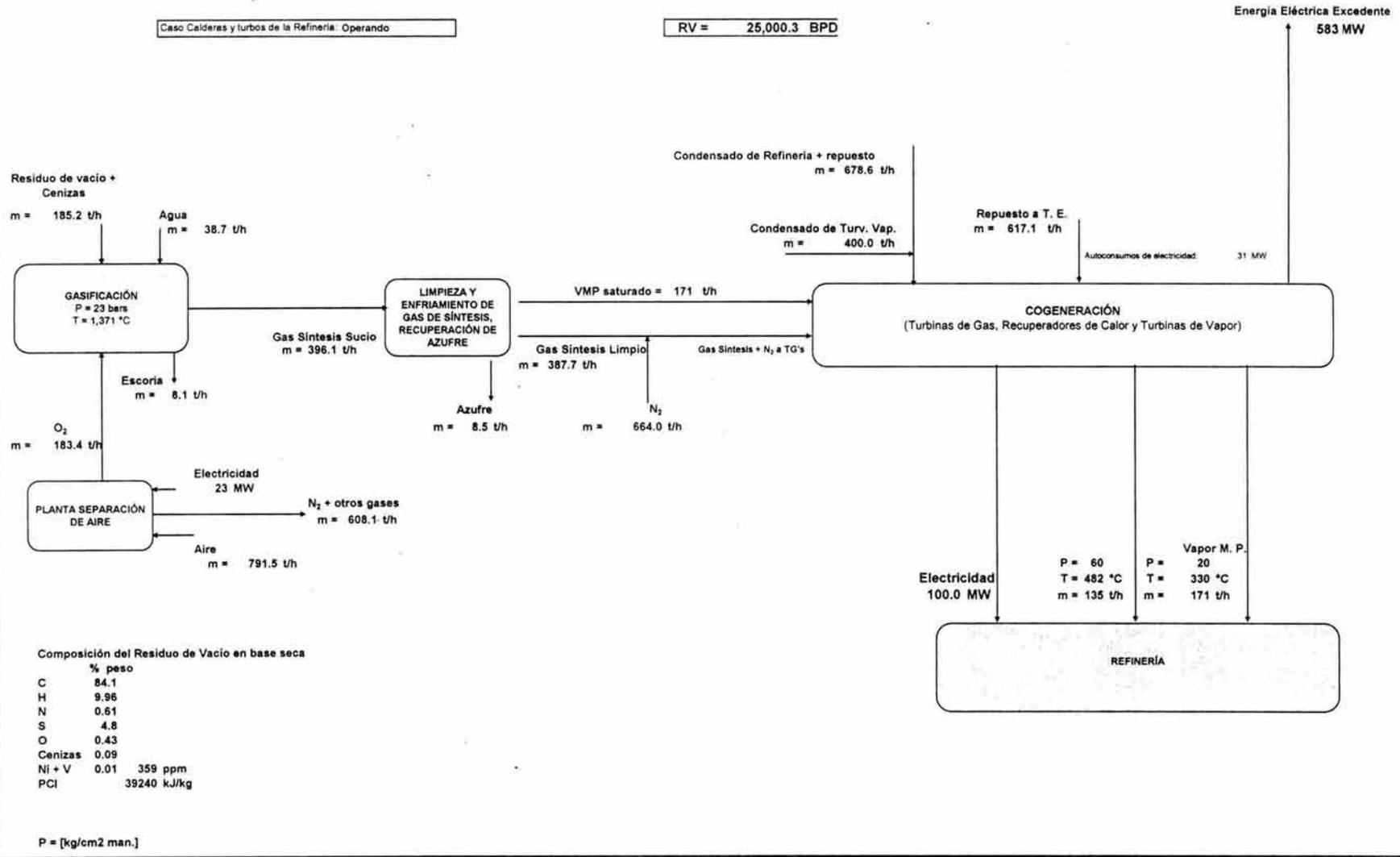


VMP generado en HRSG, partiendo desde líquido subenfriado:	47.5 ton/h
VMP generado en enfriamiento de gas de síntesis y sobrecalentado en HRSG,:	175.0 ton/h
VMP total requerido por Refinería:	475.0 ton/h
	475.0 ton/h

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería de Minatitlán mediante una Planta IGCC

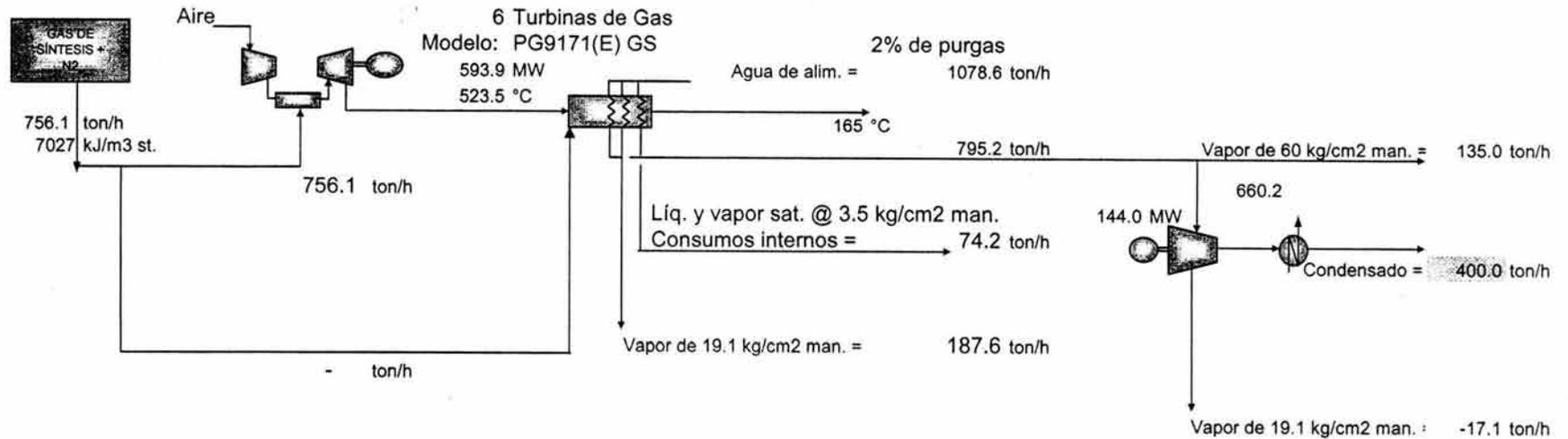
Caso Calderas y turbos de la Refinería Operando

RV = 25,000.3 BPD



REFINERÍA DE MINATITLAN

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería mediante una Planta IGCC.



VMP generado en HRSG, partiendo desde líquido subenfriado:

VMP generado en enfriamiento de gas de síntesis y sobrecalentado en HRSG,:

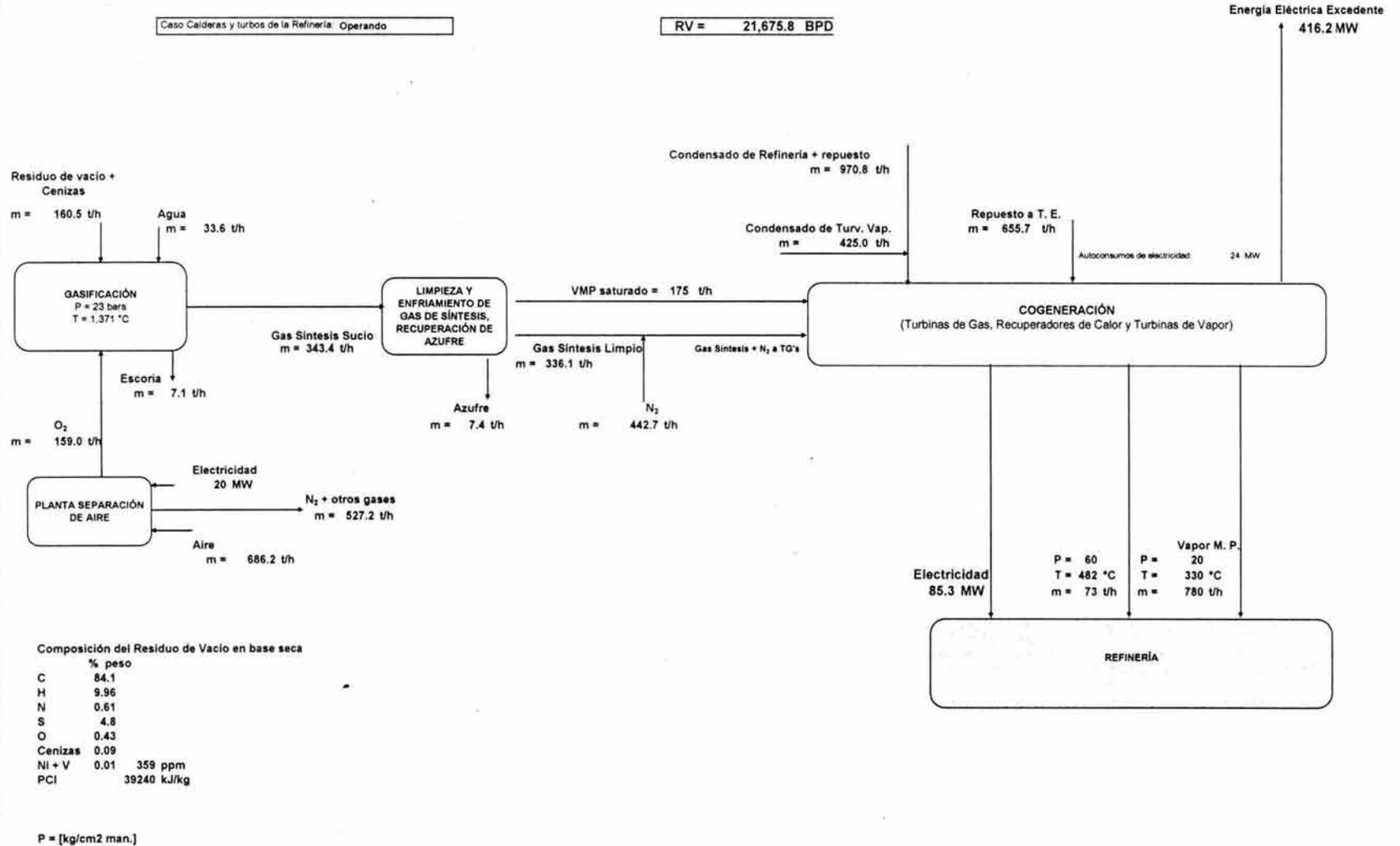
VMP total requerido por Refinería:

17.1 ton/h
170.5 ton/h
170.5 ton/h
170.5 ton/h

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería de Salamanca mediante una Planta IGCC

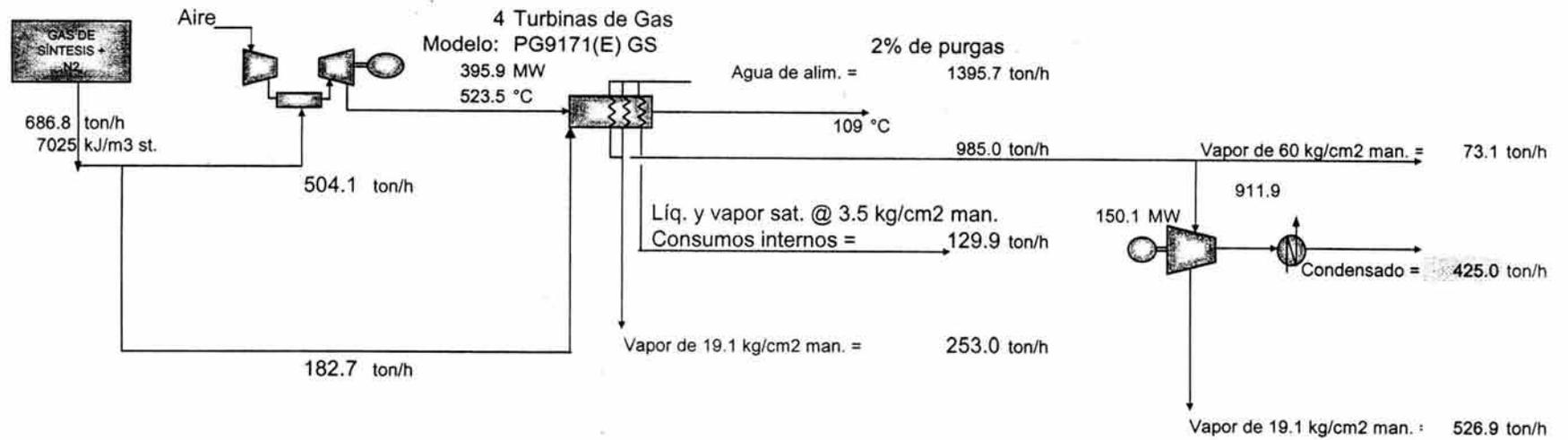
Caso Calderas y turbos de la Refinería: Operando

RV = 21,675.8 BPD



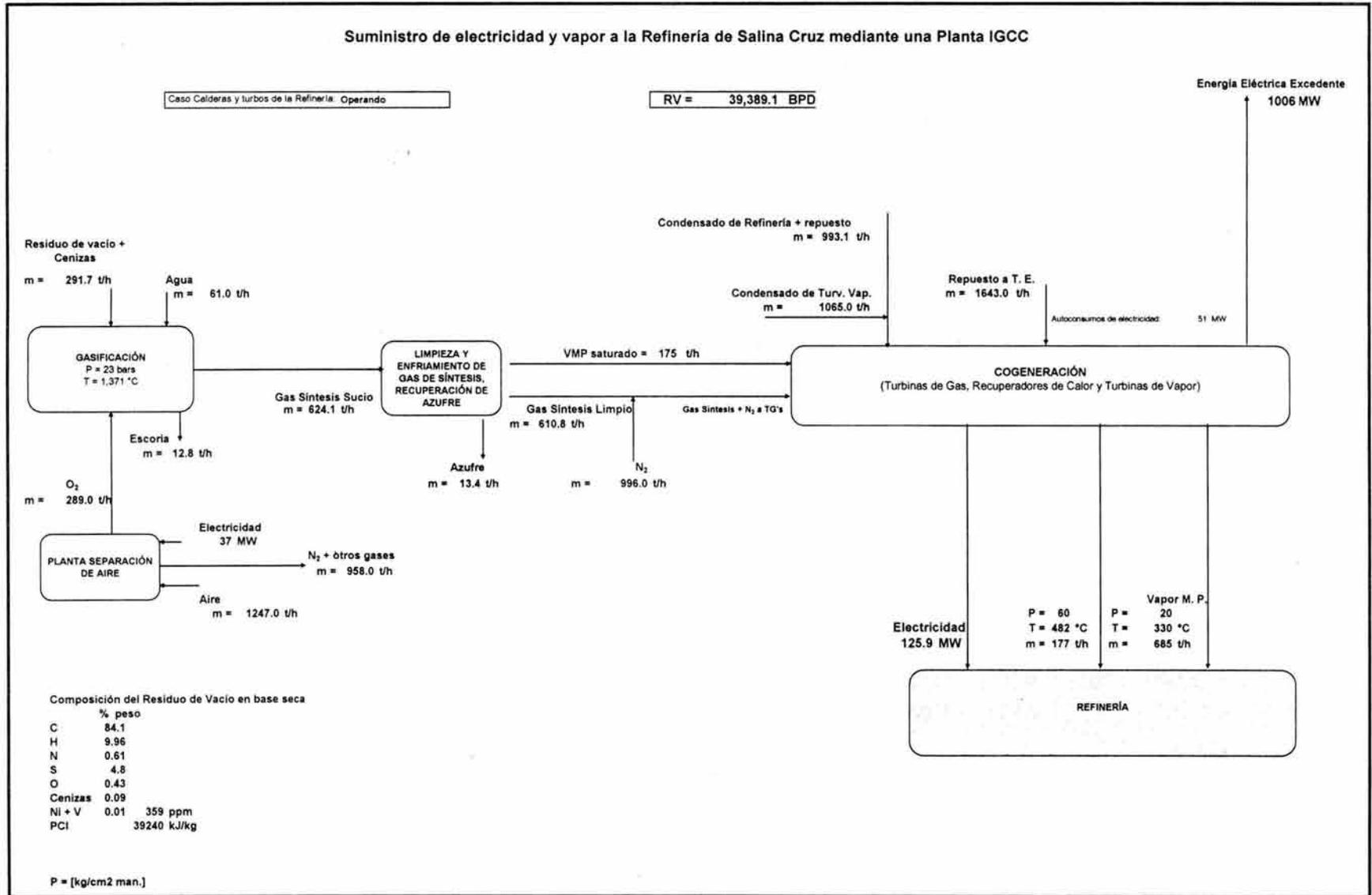
REFINERÍA DE SALAMANCA

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería mediante una Planta IGCC.



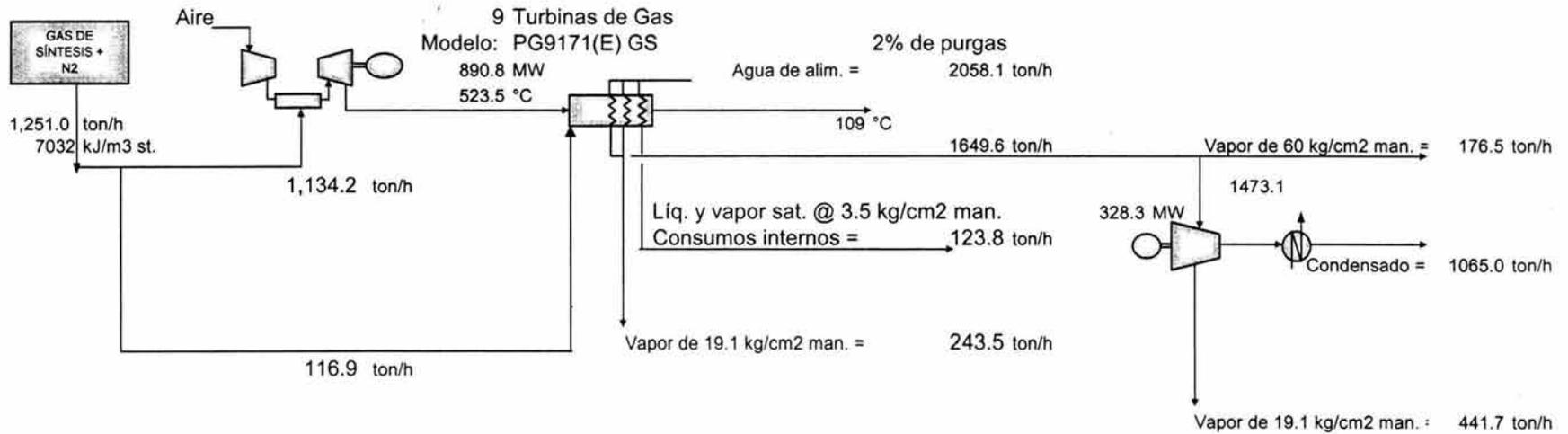
VMP generado en HRSG, partiendo desde líquido subenfriado:
 VMP generado en enfriamiento de gas de síntesis y sobrecalentado en HRSG,;
 VMP total requerido por Refinería:

78.0 ton/h
 175.0 ton/h
 779.9 ton/h
 779.9 ton/h

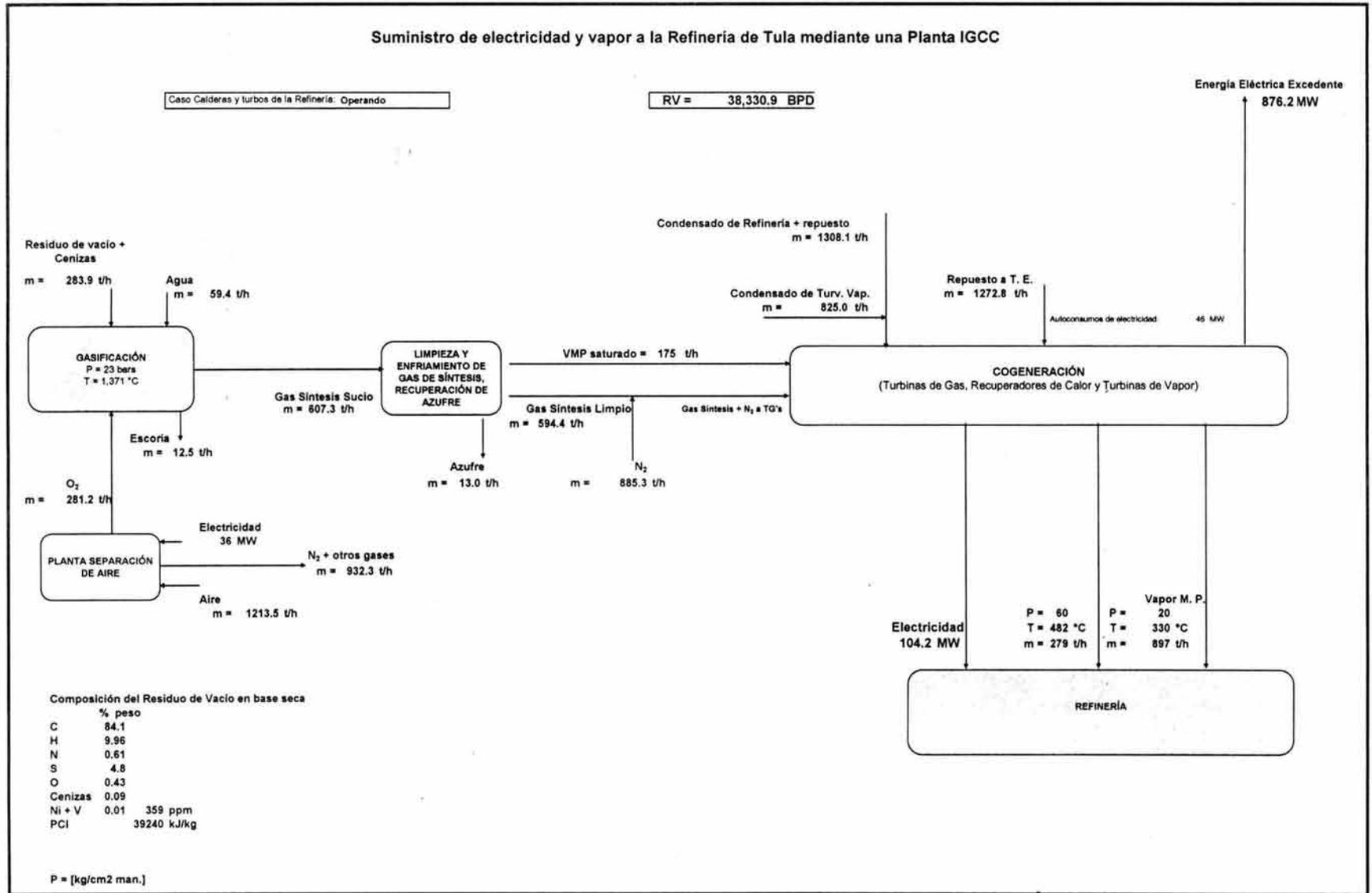


REFINERÍA DE SALINA CRUZ

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería mediante una Planta IGCC.

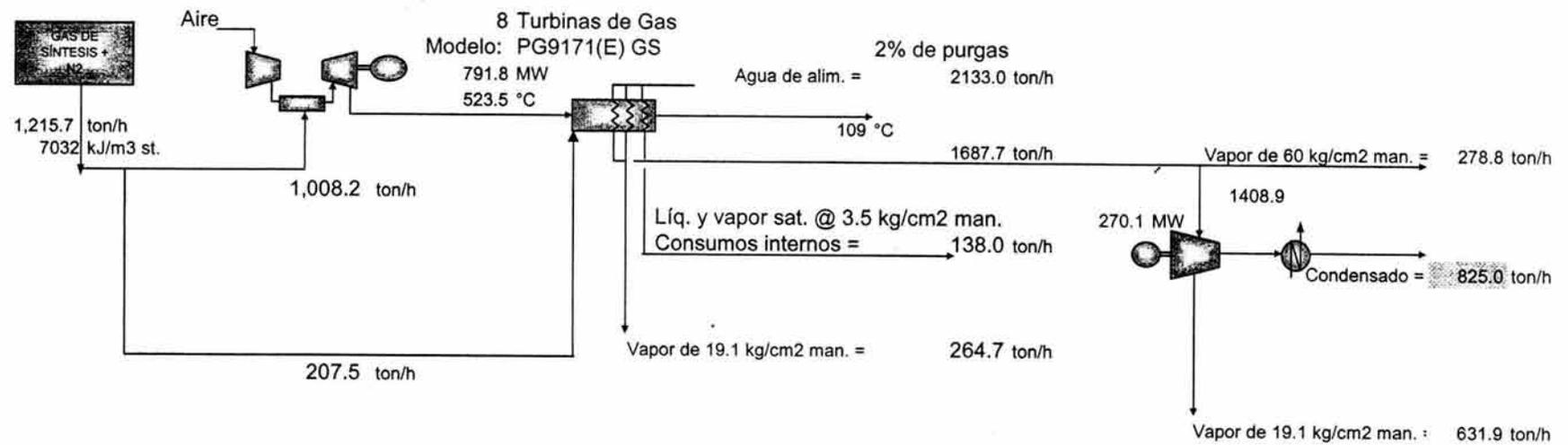


VMP generado en HRSG, partiendo desde líquido subenfriado:	68.5 ton/h
VMP generado en enfriamiento de gas de síntesis y sobrecalentado en HRSG,:	175.0 ton/h
VMP total requerido por Refinería:	685.2 ton/h
	685.2 ton/h



REFINERÍA DE TULA

Suministro de electricidad y vapor a la Refinería mediante una Planta IGCC.



VMP generado en HRSG, partiendo desde líquido subenfriado:

89.7 ton/h

VMP generado en enfriamiento de gas de síntesis y sobrecalentado en HRSG,:

175.0 ton/h

VMP total requerido por Refinería:

896.6 ton/h

896.6 ton/h

ANEXO 2.

MEMORIAS DE CÁLCULO DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE GASIFICACIÓN PARA LAS REFINERÍAS DE CADEREYTA, CD. MADERO, MINATITLÁN, SALAMANCA, SALINA CRUZ, Y TULA

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN
DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE CADEREYTA**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-115,169,162
INSUMOS			USD / año	-93,117,875
Residuo de Vacío	USD / t	3	USD / año	-64,371,283
Agua cruda de repuesto	USD / t	0.7	USD / año	-645,553
Fluxante	USD / t	10	USD / año	-9,655,692
Disposición de escoria	USD / t	10	USD / año	-9,853,098
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,927,185
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	0
Químicos y catalizadores	USD / t	7.78	USD / año	-3,665,063
COSTOS FIJOS			USD / año	-22,051,287
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-22,051,287

VENTAS

			USD / año	242,584,316
Azufre	USD / t	36	USD / año	37,077,859
TOTAL ENERGÍA				205,506,457
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				140,683,735
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	51,443,100
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	89,240,635
TOTAL VAPOR				64,822,721
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	58,528,293
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	3,822,794
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	2,471,634
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	735.0
Ingeniería, Procura y Construcción IGCC	Años	5
Vida útil	Años	30

INVERSIÓN REQUERIDA. REFINERÍA DE CADEREYTA

INVERSIÓN VÍA GASIFICACIÓN					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Gasificación	2	ton/d	3062	6,124	187,672,170
Oxígeno	1	ton/d	3169	3,169	120,794,193
Hidrógeno	0	MMPCSD	0	0	0
Azufre	1	ton/d	147	147	26,429,074
Ciclo Combinado, incluye Tratamiento	1	MW	447	447	
Turbina de Gas	4	MW	99	396	140,277,760
Caldera de Recuperación de Calor	4	ton/d	5320	21,279	22,829,729
Sobrecalentador de vapor	4	ton/d	348	1,392	6,948,567
Turbina de Vapor	2	MW	28	57	8,993,670
Torre de Enfriamiento	5	GPM	10000	50,000	7,725,000
Unidad de Tratamientos de Agua	1	ton/h	340	340	10,545,126
Subestación y Transformadores	1	MW	447	447	5,859,184
Fletes	---	---	---	---	5,570,560
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	20,877,759
Partes de Repuesto	---	---	---	---	7,193,046
Instalación	---	---	---	---	105,842,213
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	3,360,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	8,155,374
Integración	---	---	---	---	0
Almacenamiento	6	BBL	15000	90,000	1,942,139
				Subtotal	691,015,565
Integración					33,489,544
Terreno					10,537,800
				TOTAL	735,042,909

INVERSIÓN VÍA GAS NATURAL					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Hidrógeno	0	MMPCSD	55	0	0
Sistema de Cogeneración	1	MW	447	447	
Turbina de Gas	4	MW	99	396	140,277,760
Caldera de Recuperación de Calor	4	ton/d	6436	19307	25,442,279
Turbina de Vapor	1	MW	52	52	7,254,656
Torre de Enfriamiento	5	GPM	10000	50000	7,725,000
Unidad de Tratamientos de Agua	0	ton/d	200	0	0
Subestación y Transformadores	1	MW	447	447	5,859,184
Fletes	---	---	---	---	5,596,766
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	21,212,165
Partes de Repuesto	---	---	---	---	7,227,988
Instalación	---	---	---	---	106,379,437
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	2,400,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	2,544,228
				TOTAL	331,919,464

COSTOS DE OPERACIÓN. REFINERÍA DE CADEREYTA

MATERIA PRIMA					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
Coque	ton	0.0	0	5.00	0
Fluxante	ton	137.8	45,261	10.00	452,611
Disposición de escoria	ton	140.6	46,186	10.00	461,864
Gas Natural para producción H2	MMBTU	0.0	0	2.90	0
Agua Desmineralizada de rep.	ton	0.0	0	2.47	0
Agua Cruda de rep. p/torres de enf.	m3	0.0	0	1.04	0
Piedra Caliza	ton	0.0	0	15.00	0
Condensado	ton	0.0	0	0.96	0
				TOTAL	914,474.54

SERVICIOS AUXILIARES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA GASIFICACIÓN					
Agua de Enfriamiento	m ³	222,156.0	72,978,246	0.0430	3,138,065
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m ³	4,991.3	1,639,627	1.0360	1,698,653
Agua para tratamiento	m3	0.0	0	2.4680	0
PLANTA OXÍGENO					
Agua enfriamiento	m ³	125,976.0	41,383,116	0.0430	1,779,474
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m ³	2,528.7	830,678	1.0360	860,582
PLANTA HIDRÓGENO					
Agua enfriamiento	m ³	0.0	0	0.0430	0
Agua de rep. a de torre enfr.+ VMP	m ³	0.0	0	1.0360	0
PLANTA DE AZUFRE					
Agua enfriamiento	m ³	1,336.1	438,894	0.0430	18,872
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m ³	39.7	13,035	1.0360	13,504
Gas natural	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Gas natural a turbinas de gas	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
Gas natural a HRSG	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
H2O desmineralizada	ton	3,158.3	1,037,497	2.4680	2,560,542
H2O cruda de reposición para torre enfto.	ton	0.0	0	1.0360	0
				TOTAL	10,069,693

SUSTANCIAS QUÍMICAS Y CATALIZADORES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA DE HIDROGENO					
Fosfato trisódico	kg	0.00	0	0.948	0
Hidrasina	kg	0.00	0	1.47	0
PLANTA DE AZUFRE					
MDEA	m ³	0.003	0.89	3,926.90	3,476
GASIFICACIÓN					
Químicos y Catalizadores	USD				2,000,000
PLANTA DE HIDROGENO					
Catalizador de hidrogenación	m ³		0.00	6,976.74	0
Absorvedor de azufre	m ³		0.00	2,538.00	0
Convertidor HTS	m ³		0.00	8,027.95	0
PLANTA DE AZUFRE					
Catalizador de KF-124	m ³		3.76	4,549.50	17,117
Norton D-57	m ³		0.74	3,023.90	2,244
Alúmina activada	m ³		6.41	2,066.40	13,241
Bolas inertes	m ³		0.97	3,023.90	2,933
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Secuestrante de O2	kg		30,822.66	5.88	181,237
Cloro	kg		72,978.25	0.52	37,949
H2SO4	kg		4,816,564.24	0.29	1,396,804
Ablandador Nalco y BW-107	kg		40,250.76	0.25	10,063
				TOTAL	3,665,063

EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE CADEREYTA

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-73.50					-73.50						-73.50	-22.05
-4	25%	-183.76					-183.76						-183.76	-55.13
-3	30%	-220.51					-220.51						-220.51	-66.15
-2	20%	-147.01					-147.01						-147.01	-44.10
-1	15%	-110.26					-110.26						-110.26	-33.08
0														
1			514.53	39.10	30.27	-115.17	-184.54	242.58	58.04	73.50	0.00	0.00	58.04	58.04
2			484.26	36.80	30.27	-115.17	-182.24	242.58	60.34	73.50	0.00	0.00	60.34	60.34
3			454.00	34.50	30.27	-115.17	-179.94	242.58	62.64	73.50	0.00	0.00	62.64	62.64
4			423.73	32.20	30.27	-115.17	-177.64	242.58	64.95	73.50	0.00	0.00	64.95	64.95
5			393.46	29.90	30.27	-115.17	-175.34	242.58	67.25	73.50	0.00	0.00	67.25	67.25
6			363.20	27.60	30.27	-115.17	-173.04	242.58	69.55	73.50	0.00	0.00	69.55	69.55
7			332.93	25.30	30.27	-115.17	-170.74	242.58	71.85	73.50	0.00	0.00	71.85	71.85
8			302.66	23.00	30.27	-115.17	-168.44	242.58	74.15	73.50	0.64	-0.22	73.92	73.92
9			272.40	20.70	30.27	-115.17	-166.14	242.58	76.45	73.50	2.94	-1.03	75.42	75.42
10			242.13	18.40	30.27	-115.17	-163.84	242.58	78.75	73.50	5.24	-1.83	76.91	76.91
11			211.87	16.10	30.27	-115.17	-161.54	242.58	81.05		81.05	-28.37	52.68	52.68
12			181.60	13.80	30.27	-115.17	-159.24	242.58	83.35		83.35	-29.17	54.18	54.18
13			151.33	11.50	30.27	-115.17	-156.94	242.58	85.65		85.65	-29.98	55.67	55.67
14			121.07	9.20	30.27	-115.17	-154.64	242.58	87.95		87.95	-30.78	57.17	57.17
15			90.80	6.90	30.27	-115.17	-152.34	242.58	90.25		90.25	-31.59	58.66	58.66
16			60.53	4.60	30.27	-115.17	-150.04	242.58	92.55		92.55	-32.39	60.16	60.16
17			30.27	2.30	30.27	-115.17	-147.74	242.58	94.85		94.85	-33.20	61.65	61.65
18			0.00			-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
19						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
20						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
21						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
22						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
23						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
24						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
25						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
26						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
27						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
28						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
29						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82
30						-115.17	-115.17	242.58	127.42		127.42	-44.60	82.82	82.82

TIR 28.85%
 VPN (TREMA) \$313.48
 B/C 3.52

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE CADEREYTA**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-139,945,550
INSUMOS			USD / año	-129,987,966
Coque	USD / t		USD / año	
Agua cruda	USD / t	0.272	USD / año	-476,402
Fluxante	USD / t		USD / año	
Disposición de escoria	USD / t		USD / año	
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,677,559
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	-124,829,154
Químicos y catalizadores	USD / t	1.1	USD / año	-4,850
COSTOS FIJOS			USD / año	-9,957,584
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-9,957,584

VENTAS

				212,837,322
Azufre	USD / t	36	USD / año	
TOTAL ENERGÍA				212,837,322
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				148,014,600
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	51,443,100
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	96,571,500
TOTAL VAPOR				64,822,721
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	58,528,293
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	3,822,794
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	2,471,634
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	331.9
Ingeniería, Procura y Construcción G.N.	Años	5
Vida útil	Años	30

EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE CADEREYTA

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-33.19					-33.19						-33.19	-9.96
-4	25%	-82.98					-82.98						-82.98	-24.89
-3	30%	-99.58					-99.58						-99.58	-29.87
-2	20%	-66.38					-66.38						-66.38	-19.92
-1	15%	-49.79					-49.79						-49.79	-14.94
0														
1			232.34	17.66	13.67	-139.95	-171.27	212.84	41.57	33.19	8.37	-2.93	38.64	38.64
2			218.68	16.62	13.67	-139.95	-170.23	212.84	42.61	33.19	9.41	-3.29	39.31	39.31
3			205.01	15.58	13.67	-139.95	-169.19	212.84	43.64	33.19	10.45	-3.66	39.99	39.99
4			191.34	14.54	13.67	-139.95	-168.15	212.84	44.68	33.19	11.49	-4.02	40.66	40.66
5			177.67	13.50	13.67	-139.95	-167.12	212.84	45.72	33.19	12.53	-4.39	41.34	41.34
6			164.01	12.46	13.67	-139.95	-166.08	212.84	46.76	33.19	13.57	-4.75	42.01	42.01
7			150.34	11.43	13.67	-139.95	-165.04	212.84	47.80	33.19	14.61	-5.11	42.69	42.69
8			136.67	10.39	13.67	-139.95	-164.00	212.84	48.84	33.19	15.65	-5.48	43.36	43.36
9			123.01	9.35	13.67	-139.95	-162.96	212.84	49.88	33.19	16.68	-5.84	44.04	44.04
10			109.34	8.31	13.67	-139.95	-161.92	212.84	50.91	33.19	17.72	-6.20	44.71	44.71
11			95.67	7.27	13.67	-139.95	-160.88	212.84	51.95		51.95	-18.18	33.77	33.77
12			82.00	6.23	13.67	-139.95	-159.85	212.84	52.99		52.99	-18.55	34.44	34.44
13			68.34	5.19	13.67	-139.95	-158.81	212.84	54.03		54.03	-18.91	35.12	35.12
14			54.67	4.15	13.67	-139.95	-157.77	212.84	55.07		55.07	-19.27	35.80	35.80
15			41.00	3.12	13.67	-139.95	-156.73	212.84	56.11		56.11	-19.64	36.47	36.47
16			27.33	2.08	13.67	-139.95	-155.69	212.84	57.15		57.15	-20.00	37.15	37.15
17			13.67	1.04	13.67	-139.95	-154.65	212.84	58.19		58.19	-20.37	37.82	37.82
18			0.00			-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
19						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
20						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
21						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
22						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
23						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
24						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
25						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
26						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
27						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
28						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
29						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38
30						-139.95	-139.95	212.84	72.89		72.89	-25.51	47.38	47.38

TIR 40.11%
 VPB (TREMA) \$228.88
 B/C 3.89

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
GASIFICACIÓN INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE CD. MADERO**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN *

			USD / año	-141,546,601
INSUMOS			USD / año	-115,564,444
Residuo de Vacío	USD / t	3	USD / año	-78,692,832
Agua cruda de repuesto	USD / t	0.7	USD / año	-864,441
Fluxante	USD / t	10	USD / año	-11,803,925
Disposición de escoria	USD / t	10	USD / año	-12,045,249
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,927,185
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	0
Químicos y catalizadores	USD / t	7.78	USD / año	-7,230,813
COSTOS FIJOS			USD / año	-25,982,156
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-25,982,156

VENTAS

			USD / año	275,066,414
Azufre	USD / t	36	USD / año	45,327,071
TOTAL ENERGÍA				229,739,343
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				176,731,032
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	56,764,800
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	119,966,232
TOTAL VAPOR				53,008,311
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	18,191,226
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	31,307,364
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	3,509,720
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	866.07
Ingeniería, Procura y Construcción IGCC	Años	5
Vida útil	Años	30

COSTOS DE OPERACIÓN. REFINERÍA DE CD. MADERO

MATERIA PRIMA					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
Coque	ton	0.0	0	5.00	0
Fluxante	ton	168.4	55,331	10.00	553,309
Disposición de escoria	ton	171.9	56,462	10.00	564,621
Gas Natural para producción H2	MMBTU	0.0	0	2.90	0
Agua Desmineralizada de rep.	ton	0.0	0	2.47	0
Agua Cruda de rep. p/torres de enf.	m3	0.0	0	1.04	0
Piedra Caliza	ton	0.0	0	15	0
Condensado	ton	0.0	0	0.96	0
				TOTAL	1,117,930.04

SERVICIOS AUXILIARES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA GASIFICACIÓN					
Agua de Enfriamiento	m3	765,889.7	251,594,756	0.0430	10,818,574
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	6,101.7	2,004,417	1.0360	2,076,576
Agua para tratamiento	m3	0.0	0	2.4680	0
PLANTA OXÍGENO					
Agua enfriamiento	m3	125,976.0	41,383,116	0.0430	1,779,474
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	2,528.7	830,678	1.0360	860,582
PLANTA HIDRÓGENO					
Agua enfriamiento	m3	0.0	0	0.0430	0
Agua de rep. a de torre enfr.+ VMP	m3	0.0	0	1.0360	0
PLANTA DE AZUFRE					
Agua enfriamiento	m3	1,654.3	543,450	0.0430	23,368
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	49.1	16,140	1.0360	16,722
Gas natural	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Gas natural a turbinas de gas	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
Gas natural a HRSG	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
H2O desmineralizada	ton	4,229.2	1,389,279	2.4680	3,428,742
H2O cruda de reposición para torre enfnto.	ton	0.0	0	1.0360	0
				TOTAL	19,004,038

CONSUMO DE SUSTANCIAS QUÍMICAS Y CATALIZADORES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA DE HIDROGENO					
Fosfato trisódico	kg	0.00	0	0.948	0
Hidrasina	kg	0.00	0	1.47	0
PLANTA DE AZUFRE					
MDEA	m ³	0.003	1.08	3,926.90	4,249
GASIFICACIÓN					
Químicos y Catalizadores	USD				2,000,000
PLANTA DE HIDROGENO					
Catalizador de hidrogenación	m ³		0.00	6,976.74	0
Absorvedor de azufre	m ³		0.00	2,538.00	0
Convertidor HTS	m ³		0.00	8,027.95	0
PLANTA DE AZUFRE					
Catalizador de KF-124	m ³		4.60	4,549.50	20,925
Norton D-57	m ³		0.91	3,023.90	2,744
Alúmina activada	m ³		7.83	2,066.40	16,187
Bolas inertes	m ³		1.19	3,023.90	3,586
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Secuestrante de O2	kg		38,148.89	5.88	224,315
Cloro	kg		251,594.76	0.52	130,829
H2SO4	kg		16,605,253.86	0.29	4,815,524
Ablandador Nalco y BW-107	kg		49,817.96	0.25	12,454
				TOTAL	7,230,813

INVERSIÓN REQUERIDA. REFINERÍA DE CD. MADERO

INVERSIÓN VÍA GASIFICACIÓN					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Gasificación	2	ton/d	3743	7,486	222,616,029
Oxígeno	1	ton/d	3874	3,874	139,032,445
Hidrógeno	0	MMPCSD	0	0	0
Azufre	1	ton/d	180	180	30,419,499
Ciclo Combinado, incluye Tratamiento	1	MW	577	577	
Turbina de Gas	4	MW	99	396	140,277,760
Caldera de Recuperación de Calor	4	ton/d	7288	29,150	29,455,631
Sobrecalentador de vapor	4	ton/d	1050	4,200	16,810,604
Turbina de Vapor	2	MW	99.65143931	199	24,593,048
Torre de Enfriamiento	15	GPM	10000	150,000	23,175,000
Unidad de Tratamientos de Agua	1	ton/h	430	430	10,545,126
Subestación y Transformadores	1	MW	577.0912453	577	6,486,999
Fletes	---	---	---	---	6,719,653
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	21,725,874
Partes de Repuesto	---	---	---	---	8,700,058
Instalación	---	---	---	---	119,510,760
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	4,960,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	8,486,670
Integración	---	---	---	---	0
Almacenamiento	8	BBL	15000	120000	2,589,519
				Subtotal	816,104,675
Terreno					39,206,797
Integración					10,760,400
				TOTAL	866,071,872

INVERSIÓN VÍA GAS NATURAL					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Hidrógeno	0	MMPCSD	55	0	0
Sistema de Cogeneración	1	MW	577	577	
Turbina de Gas	4	MW	99	396	140,277,760
Caldera de Recuperación de Calor	4	ton/d	8754	26263	32,544,152
Turbina de Vapor	1	MW	181	181	19,837,741
Torre de Enfriamiento	15	GPM	10000	150000	23,175,000
Unidad de Tratamientos de Agua	0	ton/d	200	0	0
Subestación y Transformadores	1	MW	577	577	6,486,999
Fletes	---	---	---	---	6,669,650
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	22,121,205
Partes de Repuesto	---	---	---	---	8,633,386
Instalación	---	---	---	---	118,485,686
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	4,000,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	3,254,415
				TOTAL	385,485,994

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE CD. MADRO**

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-86.61					-86.61						-86.61	-25.98
-4	25%	-216.52					-216.52						-216.52	-64.96
-3	30%	-259.82					-259.82						-259.82	-77.95
-2	20%	-173.21					-173.21						-173.21	-51.96
-1	15%	-129.91					-129.91						-129.91	-38.97
0														
1			606.25	46.08	35.66	-141.55	-223.28	275.07	51.78	86.61	0.00	0.00	51.78	51.78
2			570.59	43.36	35.66	-141.55	-220.57	275.07	54.49	86.61	0.00	0.00	54.49	54.49
3			534.93	40.65	35.66	-141.55	-217.86	275.07	57.20	86.61	0.00	0.00	57.20	57.20
4			499.26	37.94	35.66	-141.55	-215.15	275.07	59.91	86.61	0.00	0.00	59.91	59.91
5			463.60	35.23	35.66	-141.55	-212.44	275.07	62.62	86.61	0.00	0.00	62.62	62.62
6			427.94	32.52	35.66	-141.55	-209.73	275.07	65.33	86.61	0.00	0.00	65.33	65.33
7			392.28	29.81	35.66	-141.55	-207.02	275.07	68.04	86.61	0.00	0.00	68.04	68.04
8			356.62	27.10	35.66	-141.55	-204.31	275.07	70.76	86.61	0.00	0.00	70.76	70.76
9			320.96	24.39	35.66	-141.55	-201.60	275.07	73.47	86.61	0.00	0.00	73.47	73.47
10			285.29	21.68	35.66	-141.55	-198.89	275.07	76.18	86.61	0.00	0.00	76.18	76.18
11			249.63	18.97	35.66	-141.55	-196.18	275.07	78.89		78.89	-27.61	51.28	51.28
12			213.97	16.26	35.66	-141.55	-193.47	275.07	81.60		81.60	-28.56	53.04	53.04
13			178.31	13.55	35.66	-141.55	-190.76	275.07	84.31		84.31	-29.51	54.80	54.80
14			142.65	10.84	35.66	-141.55	-188.05	275.07	87.02		87.02	-30.46	56.56	56.56
15			106.99	8.13	35.66	-141.55	-185.34	275.07	89.73		89.73	-31.40	58.32	58.32
16			71.32	5.42	35.66	-141.55	-182.63	275.07	92.44		92.44	-32.35	60.08	60.08
17			35.66	2.71	35.66	-141.55	-179.92	275.07	95.15		95.15	-33.30	61.85	61.85
18			0.00			-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
19						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
20						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
21						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
22						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
23						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
24						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
25						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
26						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
27						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
28						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
29						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79
30						-141.55	-141.55	275.07	133.52		133.52	-46.73	86.79	86.79

TIR 23.03%
 VPB (TREMA) \$250.80
 B/C 3.32

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE CD. MADERO**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-171,192,263
INSUMOS			USD / año	-159,627,683
Coque	USD / t		USD / año	
Agua cruda	USD / t	0.272	USD / año	-1,642,411
Fluxante	USD / t		USD / año	
Disposición de escoria	USD / t		USD / año	
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,994,264
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	-152,974,440
Químicos y catalizadores	USD / t	1.1	USD / año	-16,569
COSTOS FIJOS			USD / año	-11,564,580
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-11,564,580

VENTAS

			USD / año	238,945,196
Azufre	USD / t		USD / año	
TOTAL ENERGÍA				238,945,196
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				185,936,885
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	56,764,800
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	129,172,085
TOTAL VAPOR				53,008,311
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	18,191,226
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	31,307,364
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	3,509,720
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	385.49
Ingeniería, Procura y Construcción G.N.	Años	5
Vida útil	Años	30

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE CD. MADERO**

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-38.55					-38.55						-38.55	-11.56
-4	25%	-96.37					-96.37						-96.37	-28.91
-3	30%	-115.65					-115.65						-115.65	-34.69
-2	20%	-77.10					-77.10						-77.10	-23.13
-1	15%	-57.82					-57.82						-57.82	-17.35
0														
1			269.84	20.51	15.87	-171.19	-207.57	238.95	31.37	38.55	0.00	0.00	31.37	31.37
2			253.97	19.30	15.87	-171.19	-206.37	238.95	32.58	38.55	0.00	0.00	32.58	32.58
3			238.09	18.10	15.87	-171.19	-205.16	238.95	33.78	38.55	0.00	0.00	33.78	33.78
4			222.22	16.89	15.87	-171.19	-203.95	238.95	34.99	38.55	0.00	0.00	34.99	34.99
5			206.35	15.68	15.87	-171.19	-202.75	238.95	36.20	38.55	0.00	0.00	36.20	36.20
6			190.48	14.48	15.87	-171.19	-201.54	238.95	37.40	38.55	0.00	0.00	37.40	37.40
7			174.60	13.27	15.87	-171.19	-200.34	238.95	38.61	38.55	0.06	-0.02	38.59	38.59
8			158.73	12.06	15.87	-171.19	-199.13	238.95	39.82	38.55	1.27	-0.44	39.37	39.37
9			142.86	10.86	15.87	-171.19	-197.92	238.95	41.02	38.55	2.47	-0.87	40.16	40.16
10			126.98	9.65	15.87	-171.19	-196.72	238.95	42.23	38.55	3.68	-1.29	40.94	40.94
11			111.11	8.44	15.87	-171.19	-195.51	238.95	43.44		43.44	-15.20	28.23	28.23
12			95.24	7.24	15.87	-171.19	-194.30	238.95	44.64		44.64	-15.62	29.02	29.02
13			79.36	6.03	15.87	-171.19	-193.10	238.95	45.85		45.85	-16.05	29.80	29.80
14			63.49	4.83	15.87	-171.19	-191.89	238.95	47.05		47.05	-16.47	30.59	30.59
15			47.62	3.62	15.87	-171.19	-190.68	238.95	48.26		48.26	-16.89	31.37	31.37
16			31.75	2.41	15.87	-171.19	-189.48	238.95	49.47		49.47	-17.31	32.15	32.15
17			15.87	1.21	15.87	-171.19	-188.27	238.95	50.67		50.67	-17.74	32.94	32.94
18			0.00			-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
19						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
20						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
21						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
22						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
23						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
24						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
25						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
26						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
27						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
28						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
29						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04
30						-171.19	-171.19	238.95	67.75		67.75	-23.71	44.04	44.04

TIR 29.58%
 VPN (TREMA) \$170.76
 B/C 3.63

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
GASIFICACIÓN INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE MINATITLÁN**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-148,187,829
INSUMOS			USD / año	-117,465,006
Residuo de Vacío	USD / t	3	USD / año	-89,404,560
Agua cruda de repuesto	USD / t	0.7	USD / año	-1,800,323
Fluxante	USD / t	10	USD / año	-13,410,684
Disposición de escoria	USD / t	10	USD / año	-13,684,858
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,927,185
Gas natural	JSD / MMBTL	4.3409	USD / año	0
Químicos y catalizadores	USD / t	7.78	USD / año	-5,762,603
COSTOS FIJOS			USD / año	-30,722,823
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-30,722,823

VENTAS

			USD / año	309,625,389
Azufre	USD / t	36	USD / año	51,497,027
TOTAL ENERGÍA				258,128,362
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				219,900,423
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	59,130,000
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	160,770,423
TOTAL VAPOR				38,227,940
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	13,346,824
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	11,237,696
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	13,643,420
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	1024.09
Ingeniería, Procura y Construcción IGCC	Años	5
Vida útil	Años	30

COSTOS DE OPERACIÓN. REFINERÍA DE MINATITLÁN

MATERIA PRIMA					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
Coque	ton	0.0	0	5.00	0
Fluxante	ton	191.4	62,863	10.00	628,626
Disposición de escoria	ton	195.3	64,148	10.00	641,478
Gas Natural para producción H2	MMBTU	0.0	0	2.90	0
Agua Desmineralizada de rep.	ton	25,000.3	8,212,601	2.47	0
Agua Cruda de rep. p/torres de enf.	m3	0.0	0	1.04	0
Piedra Caliza	ton	0.0	0	15.00	0
Condensado	ton	0.0	0	0.96	0
TOTAL					1,270,103.53

SERVICIOS AUXILIARES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA GASIFICACIÓN					
Agua de Enfriamiento	m3	548,533.3	180,193,200	0.0430	7,748,308
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	6,932.3	2,277,259	1.0360	2,359,241
Agua para tratamiento	m3	0.0	0	2.4680	0
PLANTA OXÍGENO					
Agua enfriamiento	m3	125,976.0	41,383,116	0.0430	1,779,474
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	2,528.7	830,678	1.0360	860,582
PLANTA HIDRÓGENO					
Agua enfriamiento	m3	0.0	0	0.0430	0
Agua de rep. a de torre enfr.+ VMP	m3	0.0	0	1.0360	0
PLANTA DE AZUFRE					
Agua enfriamiento	m3	1,336.1	438,894	0.0430	18,872
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	39.7	13,035	1.0360	13,504
Gas natural	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Gas natural a turbinas de gas	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
Gas natural a HRSG	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
H2O desmineralizada	ton	8,807.8	2,893,377	2.4680	7,140,854
H2O cruda de reposición para torre enfnto.	ton	0.0	0	1.0360	0
TOTAL					19,920,836

CONSUMO DE SUSTANCIAS QUÍMICAS Y CATALIZADORES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA DE HIDROGENO					
Fosfato trisódico	kg	0.00	0	0.948	0
Hidrasina	kg	0.00	0	1.47	0
PLANTA DE AZUFRE					
MDEA	m ³	0.056	1.23	3,926.90	4,827
GASIFICACIÓN					
Químicos y Catalizadores	USD				2,000,000
PLANTA DE HIDROGENO					
Catalizador de hidrogenación	m ³		0.00	6,976.74	0
Absorvedor de azufre	m ³		0.00	2,538.00	0
Convertidor HTS	m ³		0.00	8,027.95	0
PLANTA DE AZUFRE					
Catalizador de KF-124	m ³		5.23	4,549.50	23,773
Norton D-57	m ³		1.03	3,023.90	3,117
Alúmina activada	m ³		8.90	2,066.40	18,390
Bolas inertes	m ³		1.35	3,023.90	4,074
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Secuestrante de O2	kg		26,717.84	5.88	157,101
Cloro	kg		180,193.20	0.52	93,700
H2SO4	kg		11,892,751.20	0.29	3,448,898
Ablandador Nalco y BW-107	kg		34,890.36	0.25	8,723
TOTAL					5,762,603

INVERSIÓN REQUERIDA. REFINERÍA DE MINATITLÁN

INVERSIÓN VÍA GASIFICACIÓN					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Gasificación	2	ton/d	4253	8,505	248,123,131
Oxígeno	1	ton/d	4402	4,402	152,024,403
Hidrógeno	0	MMPCSD	0	0	0
Azufre	1	ton/d	204	204	33,262,065
Ciclo Combinado, incluye Tratamiento	1	MW	738	738	
Turbina de Gas	6	MW	99	594	210,416,640
Caldera de Recuperación de Calor	6	ton/d	3805	22,829	25,672,666
Sobrecalentador de vapor	6	ton/d	682	4,092	17,854,621
Turbina de Vapor	2	MW	79.21411482	158	20,467,630
Torre de Enfriamiento	11	GPM	10000	110,000	16,995,000
Unidad de Tratamientos de Agua	1	ton/h	656	656	10,545,126
Subestación y Transformadores	1	MW	737.8858787	738	7,157,176
Fletes	---	---	---	---	8,421,273
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	30,219,431
Partes de Repuesto	---	---	---	---	10,942,077
Instalación	---	---	---	---	157,782,516
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	5,280,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	11,804,465
Integración	---	---	---	---	0
Almacenamiento	9	BBL	15000	135000	2,913,209
				Subtotal	969,881,430
Terreno					43,340,960
Integración					10,871,700
				TOTAL	1,024,094,091

INVERSIÓN VÍA GAS NATURAL					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Hidrógeno	0	MMPCSD	55	0	0
Sistema de Cogeneración	1	MW	738	738	
Turbina de Gas	6	MW	99	594	210,416,640
Caldera de Recuperación de Calor	6	ton/d	3899	19495	25,559,028
Turbina de Vapor	1	MW	144	144	16,510,013
Torre de Enfriamiento	11	GPM	10000	110000	16,995,000
Unidad de Tratamientos de Agua	0	ton/d	200	0	0
Subestación y Transformadores	1	MW	738	738	7,157,176
Fletes	---	---	---	---	8,299,136
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	30,204,886
Partes de Repuesto	---	---	---	---	10,779,227
Instalación	---	---	---	---	155,278,694
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	4,000,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	2,555,903
				TOTAL	487,755,703

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE MINATITLÁN**

AÑO	DESEMBOLSC	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-102.41					-102.41						-102.41	-30.72
-4	25%	-256.02					-256.02						-256.02	-76.81
-3	30%	-307.23					-307.23						-307.23	-92.17
-2	20%	-204.82					-204.82						-204.82	-61.45
-1	15%	-153.61					-153.61						-153.61	-46.08
0														
1			716.87	54.48	42.17	-148.19	-244.84	309.63	64.79	102.41	0.00	0.00	64.79	64.79
2			674.70	51.28	42.17	-148.19	-241.63	309.63	67.99	102.41	0.00	0.00	67.99	67.99
3			632.53	48.07	42.17	-148.19	-238.43	309.63	71.20	102.41	0.00	0.00	71.20	71.20
4			590.36	44.87	42.17	-148.19	-235.22	309.63	74.40	102.41	0.00	0.00	74.40	74.40
5			548.19	41.66	42.17	-148.19	-232.02	309.63	77.61	102.41	0.00	0.00	77.61	77.61
6			506.02	38.46	42.17	-148.19	-228.81	309.63	80.81	102.41	0.00	0.00	80.81	80.81
7			463.85	35.25	42.17	-148.19	-225.61	309.63	84.02	102.41	0.00	0.00	84.02	84.02
8			421.69	32.05	42.17	-148.19	-222.40	309.63	87.22	102.41	0.00	0.00	87.22	87.22
9			379.52	28.84	42.17	-148.19	-219.20	309.63	90.43	102.41	0.00	0.00	90.43	90.43
10			337.35	25.64	42.17	-148.19	-215.99	309.63	93.63	102.41	0.00	0.00	93.63	93.63
11			295.18	22.43	42.17	-148.19	-212.79	309.63	96.84		96.84	-33.89	62.94	62.94
12			253.01	19.23	42.17	-148.19	-209.59	309.63	100.04		100.04	-35.01	65.03	65.03
13			210.84	16.02	42.17	-148.19	-206.38	309.63	103.24		103.24	-36.14	67.11	67.11
14			168.67	12.82	42.17	-148.19	-203.18	309.63	106.45		106.45	-37.26	69.19	69.19
15			126.51	9.61	42.17	-148.19	-199.97	309.63	109.65		109.65	-38.38	71.28	71.28
16			84.34	6.41	42.17	-148.19	-196.77	309.63	112.86		112.86	-39.50	73.36	73.36
17			42.17	3.20	42.17	-148.19	-193.56	309.63	116.06		116.06	-40.62	75.44	75.44
18			0.00			-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
19						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
20						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
21						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
22						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
23						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
24						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
25						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
26						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
27						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
28						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
29						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93
30						-148.19	-148.19	309.63	161.44		161.44	-56.50	104.93	104.93

TIR 24.07%
 VPB (TREMA) \$322.21
 B/C 3.34

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE MINATITLÁN**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-184,179,639
INSUMOS			USD / año	-169,546,967
Coque	USD / t		USD / año	
Agua cruda	USD / t	0.272	USD / año	-1,176,301
Fluxante	USD / t		USD / año	
Disposición de escoria	USD / t		USD / año	
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-3,994,749
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	-164,364,053
Químicos y catalizadores	USD / t	1.1	USD / año	-11,865
COSTOS FIJOS			USD / año	-14,632,671
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-14,632,671

VENTAS

				268,798,377
Azufre	USD / t		USD / año	
TOTAL ENERGÍA				268,798,377
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				230,570,437
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	59,130,000
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	171,440,437
TOTAL VAPOR				38,227,940
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	13,346,824
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	11,237,696
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	13,643,420
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	487.76
Ingeniería, Procura y Construcción G.N.	Años	5
Vida útil	Años	30

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE MINATITLÁN**

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-48.78					-48.78						-48.78	-14.63
-4	25%	-121.94					-121.94						-121.94	-36.58
-3	30%	-146.33					-146.33						-146.33	-43.90
-2	20%	-97.55					-97.55						-97.55	-29.27
-1	15%	-73.16					-73.16						-73.16	-21.95
0														
1			341.43	25.95	20.08	-184.18	-230.21	268.80	38.59	48.78	0.00	0.00	38.59	38.59
2			321.34	24.42	20.08	-184.18	-228.69	268.80	40.11	48.78	0.00	0.00	40.11	40.11
3			301.26	22.90	20.08	-184.18	-227.16	268.80	41.64	48.78	0.00	0.00	41.64	41.64
4			281.18	21.37	20.08	-184.18	-225.63	268.80	43.17	48.78	0.00	0.00	43.17	43.17
5			261.09	19.84	20.08	-184.18	-224.11	268.80	44.69	48.78	0.00	0.00	44.69	44.69
6			241.01	18.32	20.08	-184.18	-222.58	268.80	46.22	48.78	0.00	0.00	46.22	46.22
7			220.92	16.79	20.08	-184.18	-221.05	268.80	47.74	48.78	0.00	0.00	47.74	47.74
8			200.84	15.26	20.08	-184.18	-219.53	268.80	49.27	48.78	0.50	-0.17	49.10	49.10
9			180.76	13.74	20.08	-184.18	-218.00	268.80	50.80	48.78	2.02	-0.71	50.09	50.09
10			160.67	12.21	20.08	-184.18	-216.47	268.80	52.32	48.78	3.55	-1.24	51.08	51.08
11			140.59	10.68	20.08	-184.18	-214.95	268.80	53.85		53.85	-18.85	35.00	35.00
12			120.50	9.16	20.08	-184.18	-213.42	268.80	55.38		55.38	-19.38	35.99	35.99
13			100.42	7.63	20.08	-184.18	-211.90	268.80	56.90		56.90	-19.92	36.99	36.99
14			80.34	6.11	20.08	-184.18	-210.37	268.80	58.43		58.43	-20.45	37.98	37.98
15			60.25	4.58	20.08	-184.18	-208.84	268.80	59.96		59.96	-20.98	38.97	38.97
16			40.17	3.05	20.08	-184.18	-207.32	268.80	61.48		61.48	-21.52	39.96	39.96
17			20.08	1.53	20.08	-184.18	-205.79	268.80	63.01		63.01	-22.05	40.96	40.96
18			0.00			-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
19						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
20						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
21						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
22						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
23						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
24						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
25						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
26						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
27						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
28						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
29						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00
30						-184.18	-184.18	268.80	84.62		84.62	-29.62	55.00	55.00

TIR 28.89%
 VPN (TREMA) \$208.49
 B/C 3.60

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN
DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE SALAMANCA**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-137,866,996
INSUMOS			USD / año	-112,468,840
Residuo de Vacío	USD / t	3	USD / año	-77,515,488
Agua cruda de repuesto	USD / t	0.7	USD / año	-493,942
Fluxante	USD / t	10	USD / año	-11,627,323
Disposición de escoria	USD / t	10	USD / año	-11,865,037
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,927,185
Gas natural	USD / MM BTU	4.3409	USD / año	0
Químicos y catalizadores	USD / t	7.78	USD / año	-6,039,865
COSTOS FIJOS			USD / año	-25,398,156
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-25,398,156

VENTAS

			USD / año	268,430,448
Azufre	USD / t	36	USD / año	44,648,921
TOTAL ENERGÍA				223,781,527
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				165,151,073
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	50,437,890
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	114,713,183
TOTAL VAPOR				58,630,454
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	7,227,058
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	51,403,396
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	0
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	846.6
Ingeniería, Procura y Construcción IGCC	Años	5
Vida útil	Años	30

COSTOS DE OPERACIÓN. REFINERÍA DE SALAMANCA

MATERIA PRIMA					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
Coque	ton	0.0	0	5.00	0
Fluxante	ton	165.9	54,503	10.00	545,031
Disposición de escoria	ton	169.3	55,617	10.00	556,174
Gas Natural para producción H2	MMBTU	0.0	0	2.90	0
Agua Desmineralizada de rep.	ton	21,675.8	7,120,485	2.47	0
Agua Cruda de rep. p/torres de enf.	m3	0.0	0	1.04	0
Piedra Caliza	ton	0.0	0	15.00	0
Condensado	ton	0.0	0	0.96	0
				TOTAL	1,101,204.40

SERVICIOS AUXILIARES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA GASIFICACIÓN					
Agua de Enfriamiento	m3	582,816.7	191,455,275	0.0430	8,232,577
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	6,010.4	1,974,428	1.0360	2,045,508
Agua para tratamiento	m3	0.0	0	2.4680	0
PLANTA OXÍGENO					
Agua enfriamiento	m3	125,976.0	41,383,116	0.0430	1,779,474
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	2,528.7	830,678	1.0360	860,582
PLANTA HIDRÓGENO					
Agua enfriamiento	m3	0.0	0	0.0430	0
Agua de rep. a de torre enfr.+ VMP	m3	0.0	0	1.0360	0
PLANTA DE AZUFRE					
Agua enfriamiento	m3	1,336.1	438,894	0.0430	18,872
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	39.7	13,035	1.0360	13,504
Gas natural	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Gas natural a turbinas de gas	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
Gas natural a HRSG	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
H2O desmineralizada	ton	2,416.5	793,835	2.4680	1,959,185
H2O cruda de reposición para torre enfro.	ton	0.0	0	1.0360	0
				TOTAL	14,909,703

CONSUMO DE SUSTANCIAS QUÍMICAS Y CATALIZADORES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA DE HIDROGENO					
Fosfato trisódico	kg	0.00	0	0.948	0
Hidrasina	kg	0.00	0	1.47	0
PLANTA DE AZUFRE					
MDEA	m ³	0.003	1.07	3,926.90	4,185
GASIFICACIÓN					
Químicos y Catalizadores	USD				2,000,000
PLANTA DE HIDROGENO					
Catalizador de hidrogenación	m ³		0.00	6,976.74	0
Absorvedor de azufre	m ³		0.00	2,538.00	0
Convertidor HTS	m ³		0.00	8,027.95	0
PLANTA DE AZUFRE					
Catalizador de KF-124	m ³		4.53	4,549.50	20,612
Norton D-57	m ³		0.89	3,023.90	2,703
Alúmina activada	m ³		7.72	2,066.40	15,945
Bolas inertes	m ³		1.17	3,023.90	3,532
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Secuestrante de O2	kg		36,877.20	5.88	216,838
Cloro	kg		191,455.28	0.52	99,557
H2SO4	kg		12,636,048.15	0.29	3,664,454
Ablandador Nalco y BW-107	kg		48,157.28	0.25	12,039
				TOTAL	6,039,865

INVERSIÓN REQUERIDA. REFINERÍA DE SALAMANCA

INVERSIÓN VÍA GASIFICACIÓN					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Gasificación	2	ton/d	3687	7,374	219,781,810
Oxígeno	1	ton/d	3816	3,816	137,573,086
Hidrógeno	0	MMPCSD	0	0	0
Azufre	1	ton/d	177	177	30,100,200
Ciclo Combinado, incluye Tratamiento	1	MW	546	546	
Turbina de Gas	4	MW	99	396	140,277,760
Caldera de Recuperación de Calor	4	ton/d	7093	28,371	28,814,344
Sobrecalentador de vapor	4	ton/d	1050	4,200	16,810,604
Turbina de Vapor	2	MW	82.53722382	165	21,151,705
Torre de Enfriamiento	11	GPM	10000	110,000	16,995,000
Unidad de Tratamientos de Agua	1	ton/h	351	351	10,545,126
Subestación y Transformadores	1	MW	545.9744899	546	6,344,757
Fletes	---	---	---	---	6,407,507
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	21,643,789
Partes de Repuesto	---	---	---	---	8,289,552
Instalación	---	---	---	---	116,999,943
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	4,320,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	8,454,605
Integración	---	---	---	---	0
Almacenamiento	8	BBL	15000	120000	2,589,519
				Subtotal	797,099,307
Terreno					38,745,510
Integración					10,760,400
				TOTAL	846,605,216

INVERSIÓN VÍA GAS NATURAL					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Hidrógeno	0	MMPCSD	55	0	0
Sistema de Cogeneración	1	MW	546	546	
Turbina de Gas	4	MW	99	396	140,277,760
Caldera de Recuperación de Calor	4	ton/d	8504	25511	31,795,997
Turbina de Vapor	1	MW	150	150	17,061,815
Torre de Enfriamiento	11	GPM	10000	110000	16,995,000
Unidad de Tratamientos de Agua	0	ton/d	200	0	0
Subestación y Transformadores	1	MW	546	546	6,344,757
Fletes	---	---	---	---	6,374,260
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	22,025,441
Partes de Repuesto	---	---	---	---	8,245,223
Instalación	---	---	---	---	116,318,377
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	3,360,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	3,179,600
				TOTAL	371,978,229

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE SALAMANCA**

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-84.66					-84.66						-84.66	-25.40
-4	25%	-211.65					-211.65						-211.65	-63.50
-3	30%	-253.98					-253.98						-253.98	-76.19
-2	20%	-169.32					-169.32						-169.32	-50.80
-1	15%	-126.99					-126.99						-126.99	-38.10
0														
1			592.62	45.04	34.86	-137.87	-217.77	268.43	50.66	84.66	0.00	0.00	50.66	50.66
2			557.76	42.39	34.86	-137.87	-215.12	268.43	53.31	84.66	0.00	0.00	53.31	53.31
3			522.90	39.74	34.86	-137.87	-212.47	268.43	55.96	84.66	0.00	0.00	55.96	55.96
4			488.04	37.09	34.86	-137.87	-209.82	268.43	58.61	84.66	0.00	0.00	58.61	58.61
5			453.18	34.44	34.86	-137.87	-207.17	268.43	61.26	84.66	0.00	0.00	61.26	61.26
6			418.32	31.79	34.86	-137.87	-204.52	268.43	63.91	84.66	0.00	0.00	63.91	63.91
7			383.46	29.14	34.86	-137.87	-201.87	268.43	66.56	84.66	0.00	0.00	66.56	66.56
8			348.60	26.49	34.86	-137.87	-199.22	268.43	69.21	84.66	0.00	0.00	69.21	69.21
9			313.74	23.84	34.86	-137.87	-196.57	268.43	71.86	84.66	0.00	0.00	71.86	71.86
10			278.88	21.20	34.86	-137.87	-193.92	268.43	74.51	84.66	0.00	0.00	74.51	74.51
11			244.02	18.55	34.86	-137.87	-191.27	268.43	77.16		77.16	-27.01	50.15	50.15
12			209.16	15.90	34.86	-137.87	-188.62	268.43	79.81		79.81	-27.93	51.87	51.87
13			174.30	13.25	34.86	-137.87	-185.97	268.43	82.46		82.46	-28.86	53.60	53.60
14			139.44	10.60	34.86	-137.87	-183.32	268.43	85.11		85.11	-29.79	55.32	55.32
15			104.58	7.95	34.86	-137.87	-180.68	268.43	87.76		87.76	-30.71	57.04	57.04
16			69.72	5.30	34.86	-137.87	-178.03	268.43	90.40		90.40	-31.64	58.76	58.76
17			34.86	2.65	34.86	-137.87	-175.38	268.43	93.05		93.05	-32.57	60.49	60.49
18			0.00			-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
19						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
20						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
21						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
22						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
23						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
24						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
25						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
26						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
27						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
28						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
29						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87
30						-137.87	-137.87	268.43	130.56		130.56	-45.70	84.87	84.87

TIR 23.05%
 VPN (TREMA) \$245.49
 B/C 3.32

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE SALAMANCA**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Periodo de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-168,167,532
INSUMOS			USD / año	-157,008,185
Coque	USD / t		USD / año	
Agua cruda	USD / t	0.272	USD / año	-1,249,820
Fluxante	USD / t		USD / año	
Disposición de escoria	USD / t		USD / año	
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-5,714,530
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	-150,031,209
Químicos y catalizadores	USD / t	1.1	USD / año	-12,626
COSTOS FIJOS			USD / año	-11,159,347
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-11,159,347

VENTAS

			USD / año	232,799,676
Azúfre	USD / t		USD / año	
TOTAL ENERGÍA				232,799,676
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				174,169,221
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	50,437,890
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	123,731,331
TOTAL VAPOR				58,630,454
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	7,227,058
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	51,403,396
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	0
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	372.0
Ingeniería, Procura y Construcción G.N.	Años	4
Vida útil	Años	30

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE SALAMANCA**

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-37.20					-37.20						-37.20	-11.16
-4	25%	-92.99					-92.99						-92.99	-27.90
-3	30%	-111.59					-111.59						-111.59	-33.48
-2	20%	-74.40					-74.40						-74.40	-22.32
-1	15%	-55.80					-55.80						-55.80	-16.74
0														
1			260.38	19.79	15.32	-168.17	-203.27	232.80	29.53	37.20	0.00	0.00	29.53	29.53
2			245.07	18.63	15.32	-168.17	-202.11	232.80	30.69	37.20	0.00	0.00	30.69	30.69
3			229.75	17.46	15.32	-168.17	-200.95	232.80	31.85	37.20	0.00	0.00	31.85	31.85
4			214.43	16.30	15.32	-168.17	-199.78	232.80	33.02	37.20	0.00	0.00	33.02	33.02
5			199.12	15.13	15.32	-168.17	-198.62	232.80	34.18	37.20	0.00	0.00	34.18	34.18
6			183.80	13.97	15.32	-168.17	-197.45	232.80	35.35	37.20	0.00	0.00	35.35	35.35
7			168.48	12.80	15.32	-168.17	-196.29	232.80	36.51	37.20	0.00	0.00	36.51	36.51
8			153.17	11.64	15.32	-168.17	-195.13	232.80	37.67	37.20	0.48	-0.17	37.51	37.51
9			137.85	10.48	15.32	-168.17	-193.96	232.80	38.84	37.20	1.64	-0.57	38.26	38.26
10			122.53	9.31	15.32	-168.17	-192.80	232.80	40.00	37.20	2.80	-0.98	39.02	39.02
11			107.22	8.15	15.32	-168.17	-191.63	232.80	41.17		41.17	-14.41	26.76	26.76
12			91.90	6.98	15.32	-168.17	-190.47	232.80	42.33		42.33	-14.82	27.52	27.52
13			76.58	5.82	15.32	-168.17	-189.30	232.80	43.50		43.50	-15.22	28.27	28.27
14			61.27	4.66	15.32	-168.17	-188.14	232.80	44.66		44.66	-15.63	29.03	29.03
15			45.95	3.49	15.32	-168.17	-186.98	232.80	45.82		45.82	-16.04	29.79	29.79
16			30.63	2.33	15.32	-168.17	-185.81	232.80	46.99		46.99	-16.45	30.54	30.54
17			15.32	1.16	15.32	-168.17	-184.65	232.80	48.15		48.15	-16.85	31.30	31.30
18			0.00			-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
19						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
20						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
21						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
22						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
23						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
24						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
25						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
26						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
27						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
28						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
29						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01
30						-168.17	-168.17	232.80	64.63		64.63	-22.62	42.01	42.01

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
GASIFICACIÓN INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE SALINA CRUZ**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-223,407,600
INSUMOS			USD / año	-177,124,861
Residuo de Vacío	USD / t	3	USD / año	-140,860,800
Agua cruda de repuesto	USD / t	0.7	USD / año	-560,092
Fluxante	USD / t	10	USD / año	-21,129,120
Disposición de escoria	USD / t	10	USD / año	-21,561,093
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,927,185
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	0
Químicos y catalizadores	USD / t	7.78	USD / año	-11,913,603
COSTOS FIJOS			USD / año	-46,282,740
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-46,282,740

VENTAS

			USD / año	495,681,828
Azufre	USD / t	36	USD / año	81,135,821
TOTAL ENERGÍA				414,546,008
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				351,934,575
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	74,444,670
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	277,489,905
TOTAL VAPOR				62,611,433
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	17,449,736
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	45,161,696
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	0
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	1542.76
Ingeniería, Procura y Construcción IGCC	Años	5
Vida útil	Años	30

COSTOS DE OPERACIÓN. REFINERÍA DE SALINA CRUZ

MATERIA PRIMA					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
Coque	ton	0.0	0	5.00	0
Fluxante	ton	301.5	99,043	10.00	990,428
Disposición de escoria	ton	307.7	101,068	10.00	1,010,676
Gas Natural para producción H2	MMBTU	0.0	0	2.90	0
Agua Desmineralizada de rep.	ton	39,389.1	12,939,313	2.47	0
Agua Cruda de rep. p/torres de enf.	m3	0.0	0	1.04	0
Piedra Caliza	ton	0.0	0	15.00	0
Condensado	ton	0.0	0	0.96	0
				TOTAL	1,270,103.53

SERVICIOS AUXILIARES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA GASIFICACIÓN					
Agua de Enfriamiento	m3	1,460,470.0	479,764,395	0.0430	20,629,869
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	10,922.1	3,587,922	1.0360	3,717,087
Agua para tratamiento	m3	0.0	0	2.4680	0
PLANTA OXÍGENO					
Agua enfriamiento	m3	125,976.0	41,383,116	0.0430	1,779,474
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	2,528.7	830,678	1.0360	860,582
PLANTA HIDRÓGENO					
Agua enfriamiento	m3	0.0	0	0.0430	0
Agua de rep. a de torre enfr.+ VMP	m3	0.0	0	1.0360	0
PLANTA DE AZUFRE					
Agua enfriamiento	m3	1,336.1	438,894	0.0430	18,872
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	39.7	13,035	1.0360	13,504
Gas natural	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Gas natural a turbinas de gas	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
Gas natural a HRSG	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
H2O desmineralizada	ton	2,740.2	900,148	2.4680	2,221,566
H2O cruda de reposición para torre enfto.	ton	0.0	0	1.0360	0
				TOTAL	29,240,955

CONSUMO DE SUSTANCIAS QUÍMICAS Y CATALIZADORES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA DE HIDROGENO					
Fosfato trisódico	kg	0.00	0	0.948	0
Hidrasina	kg	0.00	0	1.47	0
PLANTA DE AZUFRE					
MDEA	m ³	0.006	1.94	3,926.90	7,606
GASIFICACIÓN					
Químicos y Catalizadores	USD				2,000,000
PLANTA DE HIDROGENO					
Catalizador de hidrogenación	m ³		0.00	6,976.74	0
Absorbedor de azufre	m ³		0.00	2,538.00	0
Convertidor HTS	m ³		0.00	8,027.95	0
PLANTA DE AZUFRE					
Catalizador de KF-124	m ³		8.23	4,549.50	37,456
Norton D-57	m ³		1.62	3,023.90	4,911
Alúmina activada	m ³		14.02	2,066.40	28,975
Bolas inertes	m ³		2.12	3,023.90	6,418
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Secuestrante de O2	kg		63,787.53	5.88	375,071
Cloro	kg		479,764.40	0.52	249,477
H2SO4	kg		31,664,450.07	0.29	9,182,691
Ablandador Nalco y BW-107	kg		83,299.01	0.25	20,825
				TOTAL	11,913,429

INVERSIÓN REQUERIDA. REFINERÍA DE SALINA CRUZ

INVERSIÓN VÍA GASIFICACIÓN					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Gasificación	2	ton/d	6700	13,400	365,159,969
Oxígeno	1	ton/d	6935	6,935	208,984,773
Hidrógeno	0	MMPCSD	0	0	0
Azufre	1	ton/d	322	322	45,724,666
Ciclo Combinado, incluye Tratamiento	1	MW	1219	1,219	
Turbina de Gas	9	MW	99	891	315,624,960
Caldera de Recuperación de Calor	9	ton/d	5642	50,777	52,311,421
Sobrecalentador de vapor	9	ton/d	467	4,200	19,770,598
Turbina de Vapor	2	MW	180.5607767	361	39,566,190
Torre de Enfriamiento	27	GPM	10000	270,000	41,715,000
Unidad de Tratamientos de Agua	1	ton/h	569	569	10,545,126
Subestación y Transformadores	1	MW	1219.082644	1,219	8,749,018
Fletes	---	---	---	---	13,738,998
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	47,095,857
Partes de Repuesto	---	---	---	---	17,968,703
Instalación	---	---	---	---	250,614,081
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	9,280,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	18,396,819
Integración	---	---	---	---	0
Almacenamiento	13	BBL	15000	195000	4,207,968
				Subtotal	1,469,454,146
Terreno					61,986,941
Integración					11,316,900
				TOTAL	1,542,757,987

INVERSIÓN VÍA GAS NATURAL					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Hidrógeno	0	MMPCSD	55	0	0
Sistema de Cogeneración	1	MW	1219	1219	
Turbina de Gas	9	MW	99	891	315,624,960
Caldera de Recuperación de Calor	9	ton/d	5154	41235	47,930,669
Turbina de Vapor	1	MW	328	328	31,915,679
Torre de Enfriamiento	27	GPM	10000	270000	41,715,000
Unidad de Tratamientos de Agua	0	ton/d	200	0	0
Subestación y Transformadores	1	MW	1219	1219	8,749,018
Fletes	---	---	---	---	13,378,060
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	46,535,121
Partes de Repuesto	---	---	---	---	17,487,452
Instalación	---	---	---	---	243,214,854
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	7,520,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	4,793,067
				TOTAL	778,863,879

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE SALINA CRUZ.**

AÑO	DESEMBOLSC	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-154.28					-154.28						-154.28	-46.28
-4	25%	-385.69					-385.69						-385.69	-115.71
-3	30%	-462.83					-462.83						-462.83	-138.85
-2	20%	-308.55					-308.55						-308.55	-92.57
-1	15%	-231.41					-231.41						-231.41	-69.42
0														
1			1079.93	82.07	63.53	-223.41	-369.01	495.68	126.67	154.28	0.00	0.00	126.67	126.67
2			1016.41	77.25	63.53	-223.41	-364.18	495.68	131.50	154.28	0.00	0.00	131.50	131.50
3			952.88	72.42	63.53	-223.41	-359.35	495.68	136.33	154.28	0.00	0.00	136.33	136.33
4			889.35	67.59	63.53	-223.41	-354.52	495.68	141.16	154.28	0.00	0.00	141.16	141.16
5			825.83	62.76	63.53	-223.41	-349.70	495.68	145.99	154.28	0.00	0.00	145.99	145.99
6			762.30	57.94	63.53	-223.41	-344.87	495.68	150.81	154.28	0.00	0.00	150.81	150.81
7			698.78	53.11	63.53	-223.41	-340.04	495.68	155.64	154.28	1.37	-0.48	155.16	155.16
8			635.25	48.28	63.53	-223.41	-335.21	495.68	160.47	154.28	6.19	-2.17	158.30	158.30
9			571.73	43.45	63.53	-223.41	-330.38	495.68	165.30	154.28	11.02	-3.86	161.44	161.44
10			508.20	38.62	63.53	-223.41	-325.56	495.68	170.13	154.28	15.85	-5.55	164.58	164.58
11			444.68	33.80	63.53	-223.41	-320.73	495.68	174.95		174.95	-61.23	113.72	113.72
12			381.15	28.97	63.53	-223.41	-315.90	495.68	179.78		179.78	-62.92	116.86	116.86
13			317.63	24.14	63.53	-223.41	-311.07	495.68	184.61		184.61	-64.61	120.00	120.00
14			254.10	19.31	63.53	-223.41	-306.24	495.68	189.44		189.44	-66.30	123.13	123.13
15			190.58	14.48	63.53	-223.41	-301.42	495.68	194.27		194.27	-67.99	126.27	126.27
16			127.05	9.66	63.53	-223.41	-296.59	495.68	199.09		199.09	-69.68	129.41	129.41
17			63.53	4.83	63.53	-223.41	-291.76	495.68	203.92		203.92	-71.37	132.55	132.55
18			0.00			-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
19						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
20						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
21						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
22						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
23						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
24						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
25						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
26						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
27						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
28						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
29						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98
30						-223.41	-223.41	495.68	272.27		272.27	-95.30	176.98	176.98

TIR 29.80%
 VPN (TREMA) \$690.86
 B/C 3.55

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE SALINA CRUZ**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-304,826,669
INSUMOS			USD / año	-281,460,752
Coque	USD / t		USD / año	
Agua cruda	USD / t	0.272	USD / año	-3,131,902
Fluxante	USD / t		USD / año	
Disposición de escoria	USD / t		USD / año	
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-5,846,149
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	-272,451,128
Químicos y catalizadores	USD / t	1.1	USD / año	-31,573
COSTOS FIJOS			USD / año	-23,365,916
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-23,365,916

VENTAS

			USD / año	431,145,819
Azufre	USD / t		USD / año	
TOTAL ENERGÍA				431,145,819
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				368,534,386
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	74,444,670
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	294,089,716
TOTAL VAPOR				62,611,433
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	17,449,736
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	45,161,696
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	0
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	778.86
Ingeniería, Procura y Construcción G.N.	Años	5
Vida útil	Años	30

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE SALINA CRUZ**

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-77.89					-77.89						-77.89	-23.37
-4	25%	-194.72					-194.72						-194.72	-58.41
-3	30%	-233.66					-233.66						-233.66	-70.10
-2	20%	-155.77					-155.77						-155.77	-46.73
-1	15%	-116.83					-116.83						-116.83	-35.05
0														
1			545.20	41.44	32.07	-304.83	-378.33	431.15	52.81	77.89	0.00	0.00	52.81	52.81
2			513.13	39.00	32.07	-304.83	-375.90	431.15	55.25	77.89	0.00	0.00	55.25	55.25
3			481.06	36.56	32.07	-304.83	-373.46	431.15	57.69	77.89	0.00	0.00	57.69	57.69
4			448.99	34.12	32.07	-304.83	-371.02	431.15	60.12	77.89	0.00	0.00	60.12	60.12
5			416.92	31.69	32.07	-304.83	-368.58	431.15	62.56	77.89	0.00	0.00	62.56	62.56
6			384.85	29.25	32.07	-304.83	-366.15	431.15	65.00	77.89	0.00	0.00	65.00	65.00
7			352.78	26.81	32.07	-304.83	-363.71	431.15	67.44	77.89	0.00	0.00	67.44	67.44
8			320.71	24.37	32.07	-304.83	-361.27	431.15	69.87	77.89	0.00	0.00	69.87	69.87
9			288.64	21.94	32.07	-304.83	-358.83	431.15	72.31	77.89	0.00	0.00	72.31	72.31
10			256.57	19.50	32.07	-304.83	-356.40	431.15	74.75	77.89	0.00	0.00	74.75	74.75
11			224.50	17.06	32.07	-304.83	-353.96	431.15	77.19		77.19	-27.02	50.17	50.17
12			192.43	14.62	32.07	-304.83	-351.52	431.15	79.62		79.62	-27.87	51.76	51.76
13			160.35	12.19	32.07	-304.83	-349.08	431.15	82.06		82.06	-28.72	53.34	53.34
14			128.28	9.75	32.07	-304.83	-346.65	431.15	84.50		84.50	-29.57	54.92	54.92
15			96.21	7.31	32.07	-304.83	-344.21	431.15	86.94		86.94	-30.43	56.51	56.51
16			64.14	4.87	32.07	-304.83	-341.77	431.15	89.37		89.37	-31.28	58.09	58.09
17			32.07	2.44	32.07	-304.83	-339.33	431.15	91.81		91.81	-32.13	59.68	59.68
18			0.00			-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
19						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
20						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
21						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
22						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
23						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
24						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
25						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
26						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
27						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
28						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
29						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11
30						-304.83	-304.83	431.15	126.32		126.32	-44.21	82.11	82.11

TIR 25.45%
 VPN (TREMA) \$270.59
 B/C 3.53

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
GASIFICACIÓN INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE TULA**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-237,081,912
INSUMOS			USD / año	-193,883,067
Residuo de Vacío	USD / t	3	USD / año	-137,076,480
Agua cruda de repuesto	USD / t	0.7	USD / año	-535,384
Fluxante	USD / t	10	USD / año	-20,561,472
Disposición de escoria	USD / t	10	USD / año	-20,981,840
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,927,185
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	0
Químicos y catalizadores	USD / t	7.78	USD / año	-9,800,707
COSTOS FIJOS			USD / año	-43,198,846
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-43,198,846

VENTAS

			USD / año	468,739,307
Azufre	USD / t	36	USD / año	78,956,052
TOTAL ENERGÍA				389,783,255
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				303,124,471
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	61,613,460
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	241,511,011
TOTAL VAPOR				86,658,784
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	27,563,662
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	59,095,121
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	0
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	1439.96
Ingeniería, Procura y Construcción IGCC	Años	5
Vida útil	Años	30

COSTOS DE OPERACIÓN. REFINERÍA DE TULA

MATERIA PRIMA					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
Coque	ton	0.0	0	5.00	0
Fluxante	ton	293.4	96,382	10.00	963,819
Disposición de escoria	ton	299.4	98,352	10.00	983,524
Gas Natural para producción H2	MMBTU	0.0	0	2.90	0
Agua Desmineralizada de rep.	ton	38,330.9	12,591,690	2.47	0
Agua Cruda de rep. p/torres de enf.	m3	0.0	0	1.04	0
Piedra Caliza	ton	0.0	0	15.00	0
Condensado	ton	0.0	0	0.96	0
				TOTAL	1,947,342.74

SERVICIOS AUXILIARES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA GASIFICACIÓN					
Agua de Enfriamiento	m3	1,131,350.0	371,648,475	0.0430	15,980,884
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	10,628.7	3,491,530	1.0360	3,617,225
Agua para tratamiento	m3	0.0	0	2.4680	0
PLANTA OXÍGENO					
Agua enfriamiento	m3	125,976.0	41,383,116	0.0430	1,779,474
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	2,528.7	830,678	1.0360	860,582
PLANTA HIDRÓGENO					
Agua enfriamiento	m3	0.0	0	0.0430	0
Agua de rep. a de torre enfr.+ VMP	m3	0.0	0	1.0360	0
PLANTA DE AZUFRE					
Agua enfriamiento	m3	1,336.1	438,894	0.0430	18,872
Agua de rep. Purgas y torre enfr.	m3	39.7	13,035	1.0360	13,504
Gas natural	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Gas natural a turbinas de gas	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
Gas natural a HRSG	MMBTU	0.0	0	2.9000	0
H2O desmineralizada	ton	2,619.3	860,438	2.4680	2,123,561
H2O cruda de reposición para torre enfto.	ton	0.0	0	1.0360	0
				TOTAL	24,394,103

CONSUMO DE SUSTANCIAS QUÍMICAS Y CATALIZADORES					
Concepto	Unidad	Unidades/DÍA	Unidades/AÑO	USD/Unidad	USD/AÑO
PLANTA DE HIDROGENO					
Fosfato trisódico	kg	0.00	0	0.948	0
Hidrasina	kg	0.00	0	1.47	0
PLANTA DE AZUFRE					
MDEA	m ³	0.006	1.88	3,926.90	7,401
GASIFICACIÓN					
Químicos y Catalizadores	USD				2,000,000
PLANTA DE HIDROGENO					
Catalizador de hidrogenación	m ³		0.00	6,976.74	0
Absorvedor de azufre	m ³		0.00	2,538.00	0
Convertidor HTS	m ³		0.00	8,027.95	0
PLANTA DE AZUFRE					
Catalizador de KF-124	m ³		8.01	4,549.50	36,450
Norton D-57	m ³		1.58	3,023.90	4,779
Alúmina activada	m ³		13.65	2,066.40	28,196
Bolas inertes	m ³		2.07	3,023.90	6,246
PLANTA DE CICLO COMBINADO					
Secuestrante de O2	kg		66,225.29	5.88	389,405
Cloro	kg		371,648.48	0.52	193,257
H2SO4	kg		24,528,799.35	0.29	7,113,352
Ablandador Nalco y BW-107	kg		86,482.43	0.25	21,621
				TOTAL	9,800,707

INVERSIÓN REQUERIDA. REFINERÍA DE TULA

INVERSIÓN VÍA GASIFICACIÓN					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Gasificación	2	ton/d	6520	13,040	356,804,264
Oxígeno	1	ton/d	6749	6,749	205,038,586
Hidrógeno	0	MMPCSD	0	0	0
Azufre	1	ton/d	313	313	44,861,263
Ciclo Combinado, incluye Tratamiento	1	MW	1062	1,062	
Turbina de Gas	8	MW	99	792	280,555,520
Caldera de Recuperación de Calor	8	ton/d	6426	51,410	51,755,508
Sobrecalentador de vapor	8	ton/d	525	4,200	19,310,313
Turbina de Vapor	2	MW	148.5341458	297	33,844,378
Torre de Enfriamiento	21	GPM	10000	210,000	32,445,000
Unidad de Tratamientos de Agua	1	ton/h	552	552	10,545,126
Subestación y Transformadores	1	MW	1061.875704	1,062	8,278,955
Fletes	---	---	---	---	12,206,381
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	42,535,812
Partes de Repuesto	---	---	---	---	15,944,016
Instalación	---	---	---	---	225,185,575
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	7,840,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	16,615,551
Integración	---	---	---	---	0
Almacenamiento	13	BBL	15000	195000	4,207,968
				Subtotal	1,367,974,216
Terreno					60,670,411
Integración					11,316,900
				TOTAL	1,439,961,528

INVERSIÓN VÍA GAS NATURAL					
Concepto	Cantidad	Unidades	Capacidad Unitaria	Capacidad Total	USD
Hidrógeno	0	MMPCSD	55	0	0
Sistema de Cogeneración	1	MW	1062	1062	
Turbina de Gas	8	MW	99	792	280,555,520
Caldera de Recuperación de Calor	8	ton/d	6094	42657	48,711,555
Turbina de Vapor	1	MW	270	270	27,300,236
Torre de Enfriamiento	21	GPM	10000	210000	32,445,000
Unidad de Tratamientos de Agua	0	ton/d	200	0	0
Subestación y Transformadores	1	MW	1062	1062	8,278,955
Fletes	---	---	---	---	11,918,738
Materiales e Instrumentación	---	---	---	---	42,146,186
Partes de Repuesto	---	---	---	---	15,560,492
Instalación	---	---	---	---	219,288,896
Otros	---	---	---	---	0
Ingeniería, Capacitación y Permisos	---	---	---	---	6,240,000
Pruebas y Arranque	---	---	---	---	4,871,155
				TOTAL	697,316,732

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN DE RESIDUO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE TULA**

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-144.00					-144.00						-144.00	-43.20
-4	25%	-359.99					-359.99						-359.99	-108.00
-3	30%	-431.99					-431.99						-431.99	-129.60
-2	20%	-287.99					-287.99						-287.99	-86.40
-1	15%	-215.99					-215.99						-215.99	-64.80
0														
1			1007.97	- 76.61	- 59.29	-237.08	-372.98	468.74	95.76	144.00	0.00	0.00	95.76	95.76
2			948.68	- 72.10	- 59.29	-237.08	-368.47	468.74	100.27	144.00	0.00	0.00	100.27	100.27
3			889.39	- 67.59	- 59.29	-237.08	-363.97	468.74	104.77	144.00	0.00	0.00	104.77	104.77
4			830.10	- 63.09	- 59.29	-237.08	-359.46	468.74	109.28	144.00	0.00	0.00	109.28	109.28
5			770.80	- 58.58	- 59.29	-237.08	-354.96	468.74	113.78	144.00	0.00	0.00	113.78	113.78
6			711.51	- 54.07	- 59.29	-237.08	-350.45	468.74	118.29	144.00	0.00	0.00	118.29	118.29
7			652.22	- 49.57	- 59.29	-237.08	-345.94	468.74	122.80	144.00	0.00	0.00	122.80	122.80
8			592.93	- 45.06	- 59.29	-237.08	-341.44	468.74	127.30	144.00	0.00	0.00	127.30	127.30
9			533.63	- 40.56	- 59.29	-237.08	-336.93	468.74	131.81	144.00	0.00	0.00	131.81	131.81
10			474.34	- 36.05	- 59.29	-237.08	-332.42	468.74	136.32	144.00	0.00	0.00	136.32	136.32
11			415.05	- 31.54	- 59.29	-237.08	-327.92	468.74	140.82		140.82	-49.29	91.53	91.53
12			355.76	- 27.04	- 59.29	-237.08	-323.41	468.74	145.33		145.33	-50.86	94.46	94.46
13			296.46	- 22.53	- 59.29	-237.08	-318.91	468.74	149.83		149.83	-52.44	97.39	97.39
14			237.17	- 18.02	- 59.29	-237.08	-314.40	468.74	154.34		154.34	-54.02	100.32	100.32
15			177.88	- 13.52	- 59.29	-237.08	-309.89	468.74	158.85		158.85	-55.60	103.25	103.25
16			118.59	- 9.01	- 59.29	-237.08	-305.39	468.74	163.35		163.35	-57.17	106.18	106.18
17			59.29	- 4.51	- 59.29	-237.08	-300.88	468.74	167.86		167.86	-58.75	109.11	109.11
18			0.00			-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
19						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
20						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
21						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
22						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
23						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
24						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
25						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
26						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
27						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
28						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
29						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58
30						-237.08	-237.08	468.74	231.66		231.66	-81.08	150.58	150.58

TIR 25.05%
 VPN (TREMA) \$486.70
 B/C 3.39

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE TULA**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Periodo de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-296,222,491
INSUMOS			USD / año	-275,302,989
Coque	USD / t		USD / año	
Agua cruda	USD / t	0.272	USD / año	-2,426,121
Fluxante	USD / t		USD / año	
Disposición de escoria	USD / t		USD / año	
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-7,700,096
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	-265,152,276
Químicos y catalizadores	USD / t	1.1	USD / año	-24,496
COSTOS FIJOS			USD / año	-20,919,502
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-20,919,502

VENTAS

				405,945,476
Azufre	USD / t		USD / año	
TOTAL ENERGÍA				405,945,476
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				319,286,692
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	61,613,460
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	35	USD / año	257,673,232
TOTAL VAPOR				86,658,784
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	27,563,662
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	0
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	59,095,121
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	0
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	0

PROGRAMA DE PROYECTO

Inversión	MMUSD	697.32
Ingeniería, Procura y Construcción G.N.	Años	5
Vida útil	Años	30

EVALUACION ECONOMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACION A BASE DE CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS (GN)
REFINERÍA DE TULA

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-69.73					-69.73						-69.73	-20.92
-4	25%	-174.33					-174.33						-174.33	-52.30
-3	30%	-209.20					-209.20						-209.20	-62.76
-2	20%	-139.46					-139.46						-139.46	-41.84
-1	15%	-104.60					-104.60						-104.60	-31.38
0														
1			488.12	- 37.10	- 28.71	-296.22	-362.03	405.95	43.91	69.73	0.00	0.00	43.91	43.91
2			459.41	- 34.92	- 28.71	-296.22	-359.85	405.95	46.09	69.73	0.00	0.00	46.09	46.09
3			430.70	- 32.73	- 28.71	-296.22	-357.67	405.95	48.28	69.73	0.00	0.00	48.28	48.28
4			401.98	- 30.55	- 28.71	-296.22	-355.49	405.95	50.46	69.73	0.00	0.00	50.46	50.46
5			373.27	- 28.37	- 28.71	-296.22	-353.30	405.95	52.64	69.73	0.00	0.00	52.64	52.64
6			344.56	- 26.19	- 28.71	-296.22	-351.12	405.95	54.82	69.73	0.00	0.00	54.82	54.82
7			315.84	- 24.00	- 28.71	-296.22	-348.94	405.95	57.01	69.73	0.00	0.00	57.01	57.01
8			287.13	- 21.82	- 28.71	-296.22	-346.76	405.95	59.19	69.73	0.00	0.00	59.19	59.19
9			258.42	- 19.64	- 28.71	-296.22	-344.58	405.95	61.37	69.73	0.00	0.00	61.37	61.37
10			229.70	- 17.46	- 28.71	-296.22	-342.39	405.95	63.55	69.73	0.00	0.00	63.55	63.55
11			200.99	- 15.28	- 28.71	-296.22	-340.21	405.95	65.73		65.73	-23.01	42.73	42.73
12			172.28	- 13.09	- 28.71	-296.22	-338.03	405.95	67.92		67.92	-23.77	44.15	44.15
13			143.57	- 10.91	- 28.71	-296.22	-335.85	405.95	70.10		70.10	-24.53	45.56	45.56
14			114.85	- 8.73	- 28.71	-296.22	-333.66	405.95	72.28		72.28	-25.30	46.98	46.98
15			86.14	- 6.55	- 28.71	-296.22	-331.48	405.95	74.46		74.46	-26.06	48.40	48.40
16			57.43	- 4.36	- 28.71	-296.22	-329.30	405.95	76.65		76.65	-26.83	49.82	49.82
17			28.71	- 2.18	- 28.71	-296.22	-327.12	405.95	78.83		78.83	-27.59	51.24	51.24
18			0.00			-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
19						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
20						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
21						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
22						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
23						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
24						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
25						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
26						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
27						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
28						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
29						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32
30						-296.22	-296.22	405.95	109.72		109.72	-38.40	71.32	71.32

TIR 23.99%
 VPN (TREMA) \$217.95
 B/C 3.51

**CÁLCULO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS PARA EL
SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE
GASIFICACIÓN DE COQUE DE PETRÓLEO
INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE MINATITLÁN**

PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa de descuento	%	12%
Valor de rescate	%	10%
Depreciación	Años	10
Factor de servicio	%	90%
Impuestos	%	35%
Capital propio	%	30%
Financiamiento	%	70%
Tasa de interés	%	8%
Período de amortización	Años	17

COSTOS DE PRODUCCIÓN

			USD / año	-52,975,083
INSUMOS			USD / año	-33,347,695
Coque	USD / t	9	USD / año	-8,719,704
Agua cruda de repuesto	USD / t	0.7	USD / año	-2,349,782
Fluxante	USD / t	10	USD / año	-434,496
Disposición de escoria	USD / t	10	USD / año	-490,560
Condensado	USD / t	0.84	USD / año	-4,927,185
Gas natural	USD / MMBTU	4.3409	USD / año	-8,882,636
Químicos y catalizadores	USD / t	7.78	USD / año	-7,543,332
COSTOS FIJOS			USD / año	-19,627,389
Costo de op. & mantenimiento	%	3	USD / año	-19,627,389

VENTAS

			USD / año	167,999,437
Azufre	USD / t	36	USD / año	2,093,990
TOTAL ENERGÍA				165,905,447
TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA				126,222,209
Energía eléctrica a refinería	USD / MW-h	75	USD / año	56,764,800
Energía eléctrica a CFE	USD / MW-h	34.96	USD / año	69,457,409
TOTAL VAPOR				39,683,237
Vapor de alta presión	USD / t	12.54	USD / año	2,867,095
Vapor de intermedia presión	USD / t	10.45	USD / año	14,005,926
Vapor de media presión	USD / t	8.36	USD / año	13,050,228
Vapor de baja presión	USD / t	6.27	USD / año	8,304,690
BWF	USD / t	0.4807	USD / año	1,455,298

PROGRAMA DE PROYECTO

Ingeniería, Procura y Construcción IGCC	Años	5
Vida útil	Años	30

EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SISTEMA DE COGENERACIÓN A BASE DE GASIFICACIÓN DE COQUE DE PETRÓLEO INTEGRADA A CICLO COMBINADO (IGCC)
REFINERÍA DE MINATITLÁN

AÑO	DESEMBOLSO	INVERSIÓN MMUSD/año	SALDO MMUSD/año	INTERESES MMUSD/año	AMORTIZACIÓN MMUSD/año	COSTOS MMUSD/año	EGRESOS MMUSD/año	VENTAS MMUSD/año	UTILIDAD MMUSD/año	DEPRECIACIÓN MMUSD/año	UTILIDAD GRAV. MMUSD/año	IMPUESTOS MMUSD/año	F. EFECTIVO TOTAL MMUSD/año	F. EFECTIVO CAP. PROPIO MMUSD/año
-5	10%	-65.42					-65.42						-65.42	-19.63
-4	25%	-163.56					-163.56						-163.56	-49.07
-3	30%	-196.27					-196.27						-196.27	-58.88
-2	20%	-130.85					-130.85						-130.85	-39.25
-1	15%	-98.14					-98.14						-98.14	-29.44
0		0												
1			457.97	- 34.81	- 26.94	-52.98	-114.72	168.00	53.28	65.42	0.00	0.00	53.28	53.28
2			431.03	- 32.76	- 26.94	-52.98	-112.67	168.00	55.33	65.42	0.00	0.00	55.33	55.33
3			404.09	- 30.71	- 26.94	-52.98	-110.63	168.00	57.37	65.42	0.00	0.00	57.37	57.37
4			377.15	- 28.66	- 26.94	-52.98	-108.58	168.00	59.42	65.42	0.00	0.00	59.42	59.42
5			350.21	- 26.62	- 26.94	-52.98	-106.53	168.00	61.47	65.42	0.00	0.00	61.47	61.47
6			323.27	- 24.57	- 26.94	-52.98	-104.48	168.00	63.52	65.42	0.00	0.00	63.52	63.52
7			296.34	- 22.52	- 26.94	-52.98	-102.44	168.00	65.56	65.42	0.14	-0.05	65.51	65.51
8			269.40	- 20.47	- 26.94	-52.98	-100.39	168.00	67.61	65.42	2.19	-0.77	66.85	66.85
9			242.46	- 18.43	- 26.94	-52.98	-98.34	168.00	69.66	65.42	4.23	-1.48	68.18	68.18
10			215.52	- 16.38	- 26.94	-52.98	-96.29	168.00	71.71	65.42	6.28	-2.20	69.51	69.51
11			188.58	- 14.33	- 26.94	-52.98	-94.25	168.00	73.75		73.75	-25.81	47.94	47.94
12			161.64	- 12.28	- 26.94	-52.98	-92.20	168.00	75.80		75.80	-26.53	49.27	49.27
13			134.70	- 10.24	- 26.94	-52.98	-90.15	168.00	77.85		77.85	-27.25	50.60	50.60
14			107.76	- 8.19	- 26.94	-52.98	-88.10	168.00	79.90		79.90	-27.96	51.93	51.93
15			80.82	- 6.14	- 26.94	-52.98	-86.06	168.00	81.94		81.94	-28.68	53.26	53.26
16			53.88	- 4.09	- 26.94	-52.98	-84.01	168.00	83.99		83.99	-29.40	54.59	54.59
17			26.94	- 2.05	- 26.94	-52.98	-81.96	168.00	86.04		86.04	-30.11	55.92	55.92
18			0.00			-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
19						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
20						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
21						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
22						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
23						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
24						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
25						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
26						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
27						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
28						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
29						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77
30						-52.98	-52.98	168.00	115.02		115.02	-40.26	74.77	74.77

TIR 29.60%
 VPN (TREMA) \$290.04
 B/C 3.50