



**UNIVERSIDAD DE CIENFUEGOS  
CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE**

**TESIS EN OPCIÓN AL GRADO ACADÉMICO DE MASTER EN  
EFICIENCIA ENERGÉTICA**

**TÍTULO: “POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN LA INDUSTRIA  
PETROQUÍMICA DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA  
DE VENEZUELA”**

Autor: Ing. Yolanda Mantilla Díaz

Tutor: Dr. Félix González Pérez

**Caracas, Mayo de 2012**

## **AGRADECIMIENTOS**

A los ingenieros Cesare Biferi, Miguel Ángel Chirinos, Alimar Alvarado, Rubén Caballero, Rubén Ramírez, Jorge Acevedo, Vanesa Pulido, Natalia Dambrosio y Agustín Bravo, por sus valiosas colaboraciones para la realización del trabajo.

## **SINTESIS**

El presente trabajo de grado se inició con una revisión del estado del arte sobre la situación de la cogeneración en Venezuela y el mundo, encontrándose un significativo desarrollo en muchos países, especialmente de Europa. No obstante, en Venezuela, como en la mayoría de los países de América Latina y el Caribe, este desarrollo ha sido exiguo. A pesar que se reconocen los beneficios de la cogeneración, existen innumerables barreras que frenan su desarrollo, siendo las más comunes las asociadas a los aspectos regulatorios. También se investigó varias metodologías aplicadas en diferentes países y se seleccionó para el trabajo, aquella donde estaba explícita las expresiones matemáticas de potencial de cogeneración y consumo de combustible y que fuera adaptable a la información disponible. Se elaboró un formulario como instrumento de recolección de datos relacionados con la energía térmica y eléctrica. Los resultados muestran un importante potencial teórico de cogeneración de al menos 170,5 MWe con ahorros de energía primaria en el Sector Petroquímico del orden de 2.120 mil BEP/año, que corresponde a ahorros de combustible que van de 24% a 41%. Los ahorros económicos se ubican en 192,7 millones de BsF/año. Sólo aquellas alternativas con posibilidades de venta de diesel liberado a precio internacional son las que resultan financieramente atractivas, con períodos de recuperación menor a cuatro años y relación beneficio/costo mayor a 1,4. Como aporte, el trabajo es una herramienta de decisión muy importante para el desarrollo de políticas que favorezcan la introducción de la cogeneración en el sector industrial y en particular en el sector energético.

## INDICE

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	1
Antecedentes .....	4
Justificación del Estudio .....	5
Problema de Investigación .....	6
Hipótesis de la Investigación.....	6
Objetivo General .....	6
Objetivos Específicos.....	7
Beneficios Esperados .....	7
Alcance de la Investigación.....	7
1. MARCO TEÓRICO .....	9
1.1. La cogeneración.....	10
1.1.1. Tecnologías .....	11
1.1.2. Ventajas de la cogeneración .....	19
1.2. La cogeneración en el contexto internacional .....	20
1.3. La cogeneración en el contexto nacional .....	22
1.4. Métodos de evaluación de potencial de cogeneración.....	23
1.5. Marcos regulatorios.....	26
1.5.1. Europa.....	26
1.5.2. Estados Unidos .....	28
1.5.3. América Latina.....	30

1.5.4. Venezuela .....	32
1.6. Barreras al desarrollo de la cogeneración.....	33
Conclusiones parciales .....	35
2. METODOLOGÍA .....	37
2.1. Metodología adoptada.....	38
2.1.1. Fundamentos generales.....	38
2.1.2. Recopilación de información .....	39
2.1.3. Metodología para el cálculo del potencial de cogeneración .....	41
2.1.4. Metodología para el cálculo de la eficiencia de cogeneración y ahorros de energía primaria .....	44
Conclusiones parciales .....	51
3. LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN Y AHORROS DE ENERGÍA .....	53
3.1. Uso de la energía en la Industria Petroquímica .....	56
3.2. Potencial de cogeneración en la Industria Petroquímica .....	58
3.2.1. Complejo A.....	58
3.2.2. Complejo B.....	65
3.2.3. Complejo C.....	71
3.3. Índices de rendimiento, ahorros de energía primaria, ahorros económicos y relación beneficio/costo .....	77
3.3.1. Complejo A.....	77
3.3.2. Complejo B.....	80
3.3.3. Complejo C.....	82
3.4. Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	85

Conclusiones parciales .....	86
CONCLUSIONES .....	88
RECOMENDACIONES .....	89
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFIAS .....	91
ANEXO I. HOJA DE RECOPIACIÓN DE DATOS	
ANEXO II. RELACIÓN BENEFICIO/COSTO A VALOR PRESENTE NETO	

## **INTRODUCCIÓN**

Referirse a la historia de la cogeneración implica conocer los inicios de la generación distribuida y su posición actual. Ésta es conocida como la generación de electricidad a pequeña escala, donde la cogeneración, con sus particularidades tecnológicas, forma un segmento importante de ella.

La generación distribuida es un concepto relativamente nuevo en la literatura económica relacionada con los mercados de electricidad, sin embargo la idea detrás de esto no es nueva en absoluto. En los primeros días de la generación de electricidad, la generación distribuida era la regla y no la excepción. Las primeras plantas de potencia sólo suministraban electricidad a usuarios cerca de la planta de generación[37].

Más tarde, la aparición de redes de corriente alterna favoreció que la electricidad se transportara a largas distancias, y las economías de escala en la generación de electricidad condujeron a un aumento en la potencia de salida de las unidades de generación, por tanto, se construyeron grandes sistemas de generación eléctrica [37].

En los últimos años, la innovación tecnológica y un ambiente económico y regulatorio cambiante han dado lugar a un renovado interés por la generación distribuida. Así lo ha confirmado la Agencia Internacional de Energía (2002), que enumera los cinco factores principales que contribuyen a esta evolución: el desarrollo de las tecnologías de generación distribuida, las limitaciones en la construcción de nuevas líneas de transmisión, el aumento de la demanda de electricidad de alta fiabilidad, la liberalización del mercado eléctrico y preocupaciones sobre el cambio climático [37]. A nivel mundial existe un movimiento fuerte que intenta demostrar las ineficiencias de los sistemas de generación de energía eléctrica centralizados y propone que un esquema descentralizado puede representar ventajas técnicas y económicas interesantes [14].

Las preocupaciones y políticas ambientales son probablemente las principales razones que han impulsado la demanda de generación distribuida en Europa; las regulaciones ambientales han obligado a buscar soluciones energéticas más limpias y rentables. En este sentido, desde el punto de vista del uso del combustible, las plantas pequeñas de generación distribuida son generalmente menos eficientes que las grandes centrales eléctricas del mismo tipo. Sólo cuando operan bajo la modalidad de calor y potencia combinada, es que pueden obtenerse ahorros de energía primaria en comparación con los sistemas separados de producción de calor y electricidad [37]. Por tanto, la cogeneración, definida como la generación de energía eléctrica y el aprovechamiento de energía térmica en un mismo sistema y a partir de la misma fuente de energía primaria, entran a competir, ya que permite optimizar el consumo energético de las empresas que tienen una gran demanda de calor y electricidad.

La ventaja de la cogeneración radica esencialmente en su eficiencia energética. Generalmente convierte en energía útil un 75-80% del combustible utilizado, inclusive puede alcanzar hasta eficiencias de 90% o más[24], a diferencia de los sistemas convencionales que apenas pueden alcanzar un 35-45%, y en el caso de ciclo combinado pueden llegar a 55% [7]. Esto hace que debido a su mayor eficiencia y ahorro de combustible, la cogeneración hoy día sea unas de las alternativas más tomadas en cuenta en las políticas y estrategias para la reducción de gases de efecto invernadero.

En Venezuela, sin embargo, el desarrollo de la cogeneración ha sido incipiente. El contar con una energía eléctrica barata, proveniente de las grandes centrales hidroeléctricas y térmicas, aunado a una regulación que no contempla la cogeneración como una posibilidad de suministro de energía, no ha estimulado la utilización de la misma como una alternativa energética.

Los beneficios que ofrece la cogeneración favorecen y convienen tanto al país como a la industria, como son el ahorro en energía primaria, disminución de las pérdidas en las redes eléctricas, mayor confiabilidad por su carácter de

generación distribuida, diversificación de las fuentes energéticas y disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero [17].

Por tales beneficios, la cogeneración coadyuva al logro de uno de los objetivos enmarcados en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, en cuanto a “asegurar que la producción y el consumo de energía contribuyan a la preservación del ambiente”; así como a su estrategia y política de “introducir la tecnología que permita la mayor producción de electricidad por unidad de energía primaria utilizada”[38].

Adicionalmente, Venezuela es signataria de acuerdos internacionales en materia ambiental, tales como el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio, los cuales refieren al fomento de la eficiencia energética en los sectores de la economía nacional y a garantizar la sostenibilidad del medio ambiente [40][9]. La firma de estos acuerdos internacionales manifiesta la conformidad del Estado Venezolano de fomentar, entre otros, acciones tendientes a reducir la intensidad energética de la nación, y muestra de ello es el impulso de la Misión Revolución Energética.

El estudio está orientado a determinar el potencial de cogeneración en el sector petroquímico venezolano, tomando en consideración que estas industrias son unas de las principales consumidoras de energía eléctrica y térmica del país; por tanto, se estima que existen importantes posibilidades de desarrollo de la cogeneración.

Se revisaron diferentes metodologías utilizadas en algunas bibliografías y se consideraron tanto los aspectos comunes como las diferencias entre ellas, lo que permitió seleccionar una metodología de cálculo asequible, que cumpla con los parámetros de la maestría y que permita, dada la complejidad de las industrias involucradas, obtener resultados globales confiables con base en los requerimientos de energía térmica y eléctrica.

## **Antecedentes**

En Venezuela, como se ha mencionado, el desarrollo de la cogeneración ha sido exiguo, por lo que no existen estadísticas oficiales que den cuenta del nivel de avance de este tipo de producción de energía, inclusive no se cuenta con información sobre la autogeneración, a excepción de la reportada por el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG, 2008) de 40 MW de capacidad instalada térmico a gas en el Sector Petrolero Oriental [4].

El sector petroquímico venezolano es uno de los principales consumidores de gas natural y energía eléctrica del país. De acuerdo con el último balance energético publicado (2000) [26], el sector petroquímico concentraba para 1999 el 33,6% del consumo final de gas natural, como uso energético, y el 3,7 % del consumo final de energía eléctrica.

En materia jurídica, la actual Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico [42] no contempla el desarrollo de la cogeneración con posibilidades de venta de energía a la red eléctrica, por el contrario, inhibe tal desarrollo al condicionar la compra de energía eléctrica a estados de excepción, cuando el Ejecutivo Nacional podrá disponer de la capacidad de las instalaciones de autogeneración igual o superior a dos megavatios (2 MW), la cual será remunerada de acuerdo a esta ley.

Sin embargo, la Resolución No. 77 del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (Junio 2011), en el marco de fomentar el uso racional y eficiente de la energía eléctrica por parte de todos los órganos y entes del Estado venezolano, insta a las instituciones públicas que poseen sistemas de autogeneración eléctrica a usarlos en el horario de mayor demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); además, todas las instituciones públicas, cuyas instalaciones de carga concentrada sean superior a 100 kVA, deberán instalar, antes que culmine el año 2011, capacidad de autogeneración [30].

La recién aprobada Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía [41], que tiene por objeto promover el uso eficiencia de la energía desde la producción

hasta su uso final, a fin de preservar los recursos naturales y minimizar el impacto ambiental, abre las posibilidades al desarrollo de la cogeneración. La ley considera el desarrollo tecnológico y la aplicación de incentivos, particularmente, en aquellos sectores productivos o de consumo declarados prioritarios, donde se hará énfasis, entre otros, en sistemas asociados al uso racional y eficiente de la energía.

### **Justificación del Estudio**

La cogeneración es un sistema conocido y constituye una tecnología probada, confiable y en muchos casos rentable, aunque su viabilidad económica depende de la estructura de los precios y la oferta energética disponible.

Las plantas de cogeneración en general convierten en energía útil un 75-80% del combustible utilizado, incluso las instalaciones de cogeneración más modernas pueden llegar a tener eficiencias de 90% o más (IPCC 2007). [24]

La importancia de la alta eficiencia energética de la cogeneración, por el hecho que el promedio de la eficiencia de la generación tradicional térmica se ubica en 35-45%, la convierte en una de las mejores alternativas para el aprovechamiento de los combustibles primarios y la conservación de energía orientada a lograr un desarrollo sustentable. Además, debido a su mayor eficiencia, la cogeneración forma parte importante de las políticas y estrategias para la reducción de gases de efecto invernadero. [24]

El Parlamento Europeo, por ejemplo, reconoce los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la reducción de pérdidas en la red y de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, considera que el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración puede también contribuir positivamente a la seguridad del abastecimiento energético y a la situación competitiva de la Unión Europea y de sus Estados miembros. Por lo que exhorta a tomar medidas para garantizar una mejor explotación del potencial en el marco del mercado interior de la energía [11].

Como se ha observado en la revisión bibliográfica, a nivel mundial se dispone de experiencias exitosas, donde la cogeneración está pasando por un periodo de auge, y son muchos los países que mantienen estudios para evaluar sus potenciales de cogeneración[11]. En mercados desarrollados - como el europeo, por ejemplo - se incentiva a los proyectos de cogeneración mediante la posibilidad de vender el excedente de energía eléctrica.

Con una industria petroquímica de gran desarrollo en Venezuela, y por sus características de gran consumidor de energía eléctrica y térmica, propiamente es candidata para desarrollar la cogeneración como alternativa más eficiente desde el punto de vista energético. En este caso, se considera que existen grandes potenciales hasta ahora no explorados ni explotados, por lo que el trabajo tiene el propósito de evaluar tales potenciales, y los pro y contra de su desarrollo, lo que servirá, a su vez, de elementos para los tomadores de decisión a fin de considerar la cogeneración dentro de las políticas y estrategias energética del país.

### **Problema de Investigación**

Dada la necesidad cada vez mayor de generar energía en el país con menor cantidad de combustible y de menor impacto ambiental, surge la cogeneración como una forma de diversificar la matriz energética y de lograr tales propósitos en el país.

### **Hipótesis de la Investigación**

Se estima que en la industria petroquímica venezolana predomina importantes potenciales de cogeneración que proporcionarían significativos ahorros de combustibles con la consecuente reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente.

### **Objetivo General**

Determinar el potencial de cogeneración en la industria petroquímica de la República Bolivariana de Venezuela.

### **Objetivos Específicos**

- Caracterizar el estado actual de la generación térmica y eléctrica en los complejos petroquímicos del país.
- Identificar la metodología para determinar el potencial de cogeneración.
- Calcular la eficiencia y los ahorros de combustible asociados al desarrollo del potencial de cogeneración.
- Evaluar los beneficios/costos asociados al desarrollo del potencial de cogeneración.

### **Beneficios Esperados**

La aplicación de medidas de eficiencia energética parten de un diagnóstico sobre los potenciales de ahorro de energía, los cuales al ser materializados se traducen en beneficios de carácter energético, económico, ambientales y sociales.

Con el presente trabajo se espera proporcionar información de referencia para el sector petrolero y petroquímico sobre las oportunidades de incrementar la eficiencia energética de la generación propia a través de la aplicación de sistemas de cogeneración, las ventajas que ofrece y el nivel de factibilidad para su desarrollo dentro de la industria, con la consecuente reducción de impacto ambiental.

Asimismo, servirá de orientación a los tomadores de decisión, sobre la incorporación de la cogeneración como parte de la matriz energética nacional y de la política energética del país.

### **Alcance de la Investigación**

El trabajo está limitado a los complejos petroquímicos del país:

- a) Unidad Socialista de Producción Complejo Ana María Campos, Ubicada en la costa oriental del Lago de Maracaibo del estado Zulia.
- b) Unidad Socialista de Producción Complejo Morón, ubicada en las costas del estado Carabobo.
- c) Unidad Socialista de Producción Complejo José Antonio Anzoátegui, ubicada en el estado Anzoátegui.

**CAPITULO 1**  
**MARCO TEÓRICO**

### 1. MARCO TEÓRICO

El término “cogeneración” surge a finales de la década de los ‘70, sin embargo la producción combinada de calor y potencia es utilizada desde hace siglos. La forma más primitiva de combinación de producción de calor y potencia es conocida como la chimenea de Jack o la chimenea voladora, hacia el s. XIV, desarrollada para generar energía mecánica. Básicamente era un pequeño molino de viento instalado dentro de una chimenea y movido por la ascendencia de los gases calientes del fuego [33].

La primera patente conocida de cogeneración data de 1784, cuando un cervecero de Oxford, Sutton Thomas Wood, obtuvo una patente para el uso del desperdicio de vapor de un proceso industrial para accionar un motor de vapor y también para usar el vapor expulsado o agua caliente de un motor de vapor, para el calentamiento o manufactura [33].

Hacia finales de siglo XIX, se desarrolló la chimenea de Jack en su forma moderna de turbinas de aire caliente. Las actuales turbinas de gas son tecnológicamente descendientes de las turbinas de aire caliente y el turbocompresor es un ejemplo de la aplicación moderna de la turbina de aire caliente. Otra aplicación interesante de la cogeneración involucra el uso de aire comprimido para distribuir potencia hacia las áreas urbanas (varias ciudades al final de la primera mitad del siglo XIX tenían sistemas de aire comprimido, como en el caso de la ciudad de París); simples motores a base de aire podían ser instalados para accionar una gran variedad de equipo. La década de 1870 marca el arribo de las nuevas tecnologías al mercado de la energía en Europa y América. La propagación del uso del vapor en la Guerra Civil Americana propició un enorme crecimiento en la generación de potencia con vapor en las últimas décadas del siglo XIX, incluyendo el nacimiento de la industria eléctrica y la invención de la turbina de vapor en Inglaterra, los cuales favorecieron la expansión del mercado de la generación combinada de potencia y calor [33].

Más recientemente, los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles han hecho de la cogeneración un factor representativo en las estrategias globales ambientales.

De esta manera, la cogeneración es una tecnología probada, suficientemente madura y confiable, con una historia de más de cien años [10].

### **1.1. La Cogeneración**

Se entiende por cogeneración a la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica útil en procesos industriales o de servicios a partir de una misma fuente de energía primaria [7]. Se diferencia de la generación de energía convencional, en que la cogeneración comprende la producción de dos formas de energía útil, usando la energía de salida del primer sistema de producción como entrada del segundo [47].

La cogeneración abarca una gama de tecnologías, pero siempre se basará en un sistema integrado que combina la producción de electricidad y un sistema de recuperación de calor. Este aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad, y/o energía mecánica, conlleva a un rendimiento global más elevado debido a una mayor utilización de la energía térmica (generación de energía eléctrica o térmica a partir del calor residual) y disminución de las pérdidas en la transformación, produciendo ahorros de combustible, en particular fósiles; sumado a la disminución de las pérdidas por transmisión y distribución eléctrica, por el hecho de que la planta de cogeneración se instala cerca del punto de consumo.

Hay que tomar en cuenta que la selección adecuada de un sistema de cogeneración depende de varios parámetros, tales como, la relación de carga térmica y eléctrica, los factores de carga, los requerimientos eléctricos que se desean satisfacer, de la disponibilidad de combustible, las condiciones operacionales y del aspecto económico, entre otros. [7]

### **1.1.1 Tecnologías**

En la cogeneración, a través de la combustión, se produce vapor o gases calientes de escape, que mueven una turbina/generador para producir electricidad. Luego, se capta el calor residual de escape de la turbina, o del motor, para proporcionar calor al proceso. En otros casos, puede utilizarse calor de proceso excedente para producir electricidad. Así, según el orden de producción de electricidad y energía térmica, los sistemas de cogeneración pueden clasificarse en:

- a) Sistemas superiores
- b) Sistemas inferiores

En el caso de los sistemas superiores, la generación de energía eléctrica y/o mecánica es el producto primario de la combustión del combustible. El calor residual contenido en los gases de escape es aprovechado en el proceso productivo. Estos sistemas son utilizados en procesos industriales, tales como de la celulosa y papel, química, petrolera, textil, cervecera, azucarera, agroindustria, alimentos, donde los requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 °C a 600 °C [7][17].

Al contrario, los sistemas inferiores generan la electricidad a partir de la energía térmica no utilizada en los procesos industriales o calor residual, como por ejemplo los gases calientes de escape de hornos o los gases combustibles. Estos sistemas tienen su principal aplicación en la industria del cemento, del acero, del vidrio y en algunas industrias petroquímicas y químicas [7][17]. En tales procesos se utilizan calores residuales del orden de 300 °C a 900 °C, los que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

La eficiencia de la transformación de la energía primaria a energía útil es siempre mayor con la cogeneración que con los sistemas convencionales.

Por otra parte, los sistemas de cogeneración se clasifican de acuerdo con el elemento primotor utilizado para la generación de electricidad. Bajo este criterio, las tecnologías más empleadas en sistemas de cogeneración son:

- Turbina de gas
- Turbina de vapor
- Ciclo combinado
- Motor alternativo

#### **1.1.1.1 Cogeneración con turbina de gas**

Las turbinas de gas se han desarrollado gracias a su aplicación a la industria aeronáutica. En este sistema, el combustible es quemado en una cámara, introduciéndose en una turbina los gases resultantes, los cuales se transformarán en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Ofrece la ventaja de recuperar el calor contenido en los gases de escapes, que al estar a elevadas temperaturas (sobre los 500 °C) pueden ser aprovechados para producir vapor en una caldera de recuperación y así satisfacer, total o parcialmente, las necesidades térmicas de proceso. [13]

Los gases de escape pueden ser utilizados directamente o en calderas de recuperación para la generación del vapor requerido por los procesos, y existe, además, la posibilidad de incrementar el contenido energético de los gases mediante quemadores de postcombustión.

La turbina de gas presenta las siguientes ventajas [6]: Amplia gama de capacidades (desde 500 kW hasta 265 MW), altas eficiencias de conversión de energía térmica, eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%, alcanza eficiencias globales arriba del 80%, alta seguridad de operación, bajo costo relativo de inversión, tiempo corto de arranque y requiere de poco espacio.

Entre las desventajas se encuentra: Baja eficiencia en carga parcial, vida útil relativamente baja y limitaciones en cuanto al combustible usado.

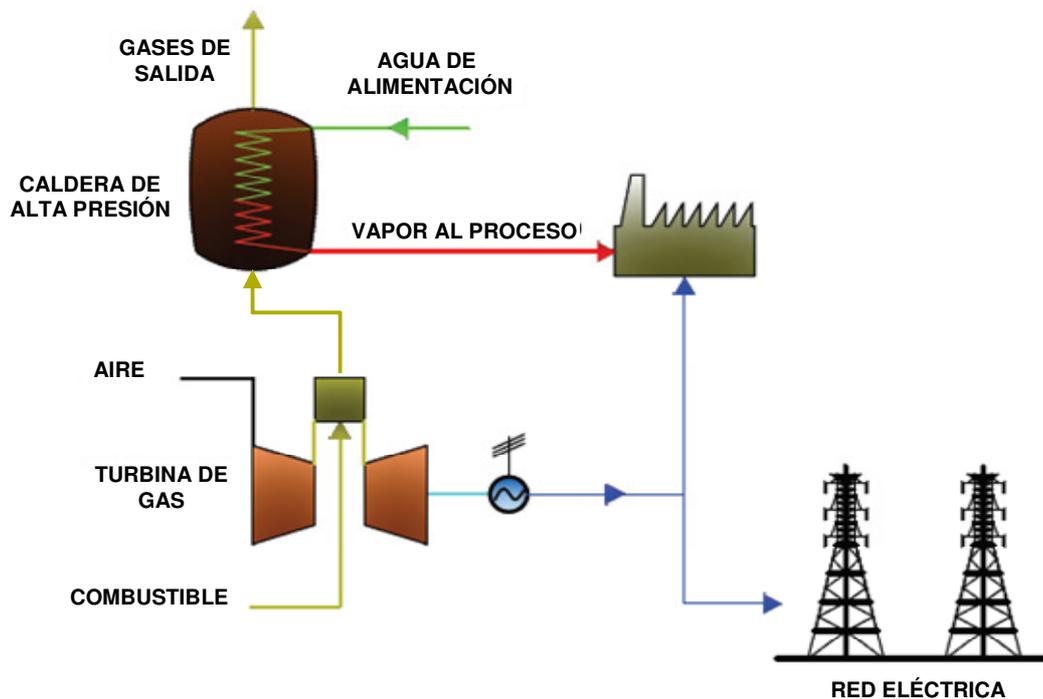


Figura 1.1: Sistema de cogeneración con turbina de gas.

### 1.1.1.2 Cogeneración con turbina de vapor

En estas turbinas, la energía mecánica se produce por expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera. [13]

La eficiencia global del sistema es más alta que la de turbina de gas por una mayor producción de energía térmica, a pesar de generar menos electricidad por unidad de combustible. Por tanto, se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es a una proporción igual o mayor de 4 a 1[6].

Estos sistemas están disponibles en capacidades de 500 kW hasta de 100 000 kW o más, la eficiencia global es alta (90%), poseen alta seguridad de operación y vida útil larga (25 años). Tienen los inconvenientes de altos costos de inversión, tiempo de arranque muy lento y baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15%)[6].

La variedad de turbinas de vapor es amplia. Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se puede clasificar en [6]:

Turbina a contrapresión: La presión de escape está por encima de la atmosférica y no necesita contar con un condensador, por lo que el vapor va directamente al proceso. En este sistema, la generación de electricidad va a depender de la demanda de vapor.

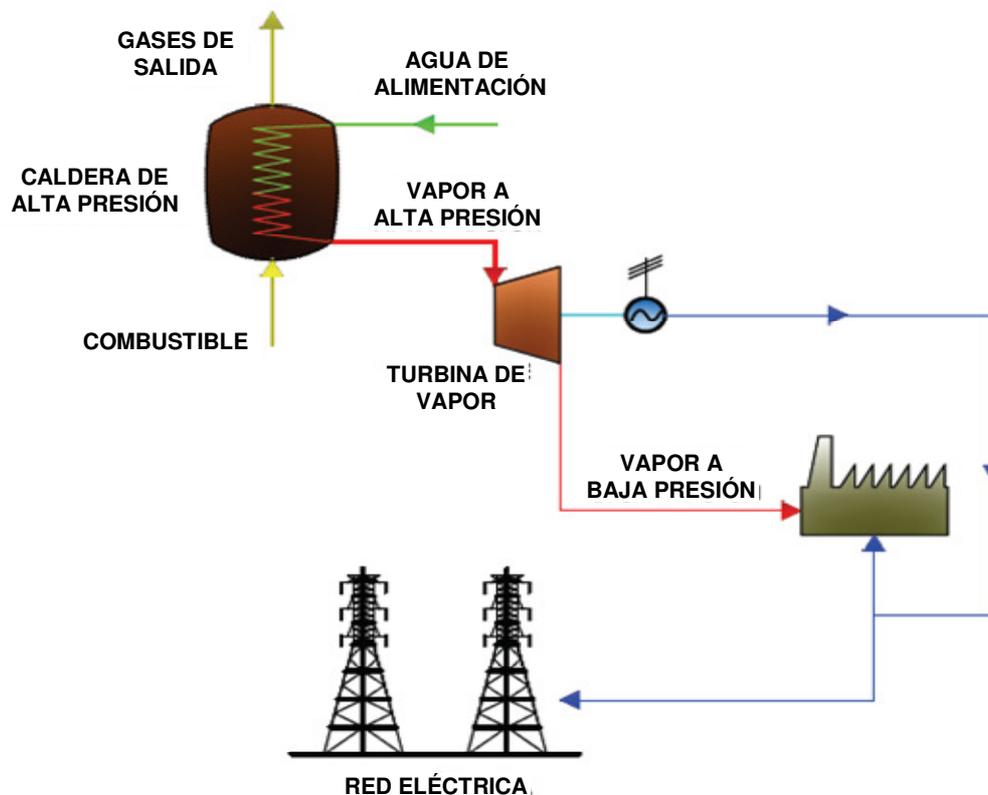


Figura 1.2: Sistema de cogeneración con turbina de vapor a contrapresión.

Turbina de extracción-condensación: La presión de escape está por debajo de la atmosférica y debe estar provista de un condensador. La generación de electricidad y vapor se controla de manera independiente. Ofrece la ventaja que puede extraerse vapor a proceso a diferentes niveles de presión.

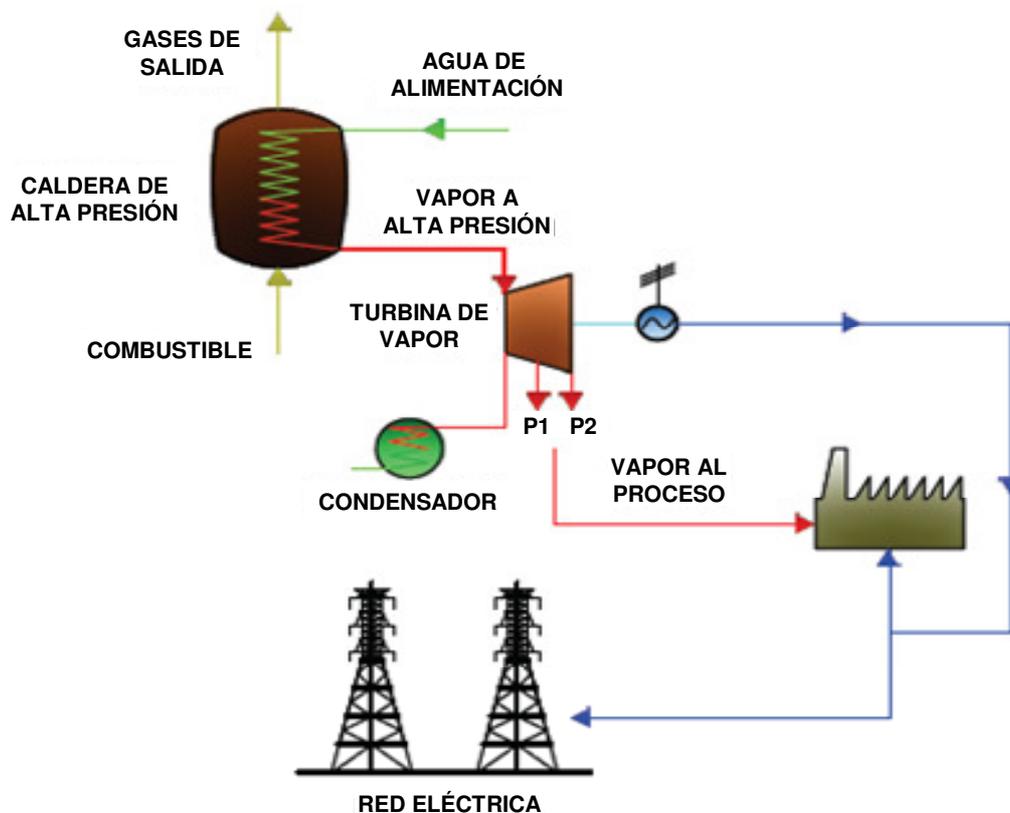


Figura 1.3: Sistema de cogeneración con turbina de vapor de extracción – condensación.

Una variante es la turbina de vapor de extracción – contrapresión, similar a la turbina de contrapresión pero con extracciones de vapor a distintas presiones, según sean los requerimientos. Estos sistemas tienen como principal característica su capacidad para satisfacer una relación energía térmica/eléctrica muy variante. Cuando la demanda del vapor de proceso es elevada puede extraerse una gran cantidad de vapor por la extracción, pasando por la turbina de baja presión sólo la cantidad mínima necesaria para que no se dañe el equipo. Cuando la demanda del vapor disminuye se aumenta el flujo por la turbina de baja presión la que aumentará su generación. Si no existiera el condensador, el exceso de vapor que se tiene cuando baja la demanda del proceso tendría que ser ventado o se tendría que bajar la carga del generador

de vapor disminuyendo su eficiencia. Tiene como desventaja que son más costosas y requieren volúmenes considerables de agua de enfriamiento [1].

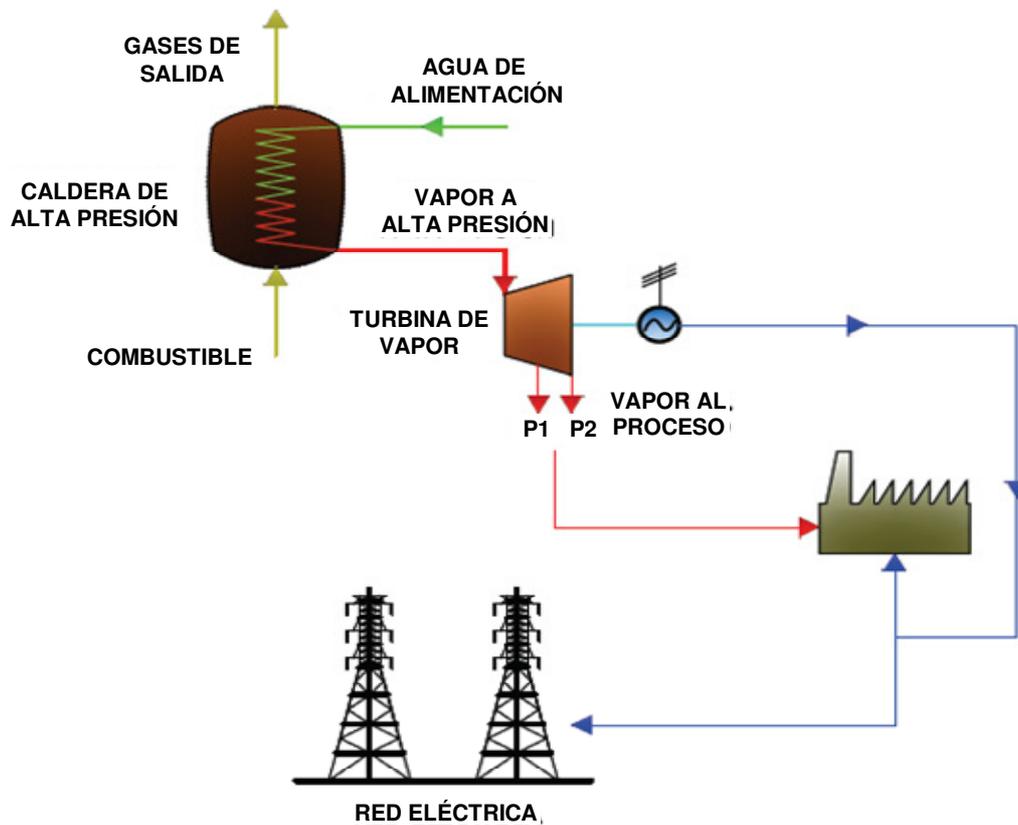


Figura 1.4: Sistema de cogeneración con turbina de vapor de extracción – contrapresión.

### 1.1.1.3 Cogeneración en ciclo combinado

Se caracteriza en la aplicación conjunta de una turbina de gas y una de vapor. Los gases provenientes de la combustión en la turbina de gas se utilizan para generar vapor en una caldera de recuperación, que a su vez alimenta una turbina de vapor para producir electricidad en una segunda etapa, para luego alimentar el proceso con el vapor a la salida de la turbina. De esta manera el rendimiento global de la producción de energía eléctrica es mayor que los sistemas anteriores.

El sistema de ciclo combinado es adecuado para procesos donde la relación potencia/calor es alta, por su alta producción de electricidad. Tiene alta eficiencia térmica y operación flexible. Su costo de inversión es elevado [6] y presenta limitaciones en cuanto al tipo de combustible a utilizar.

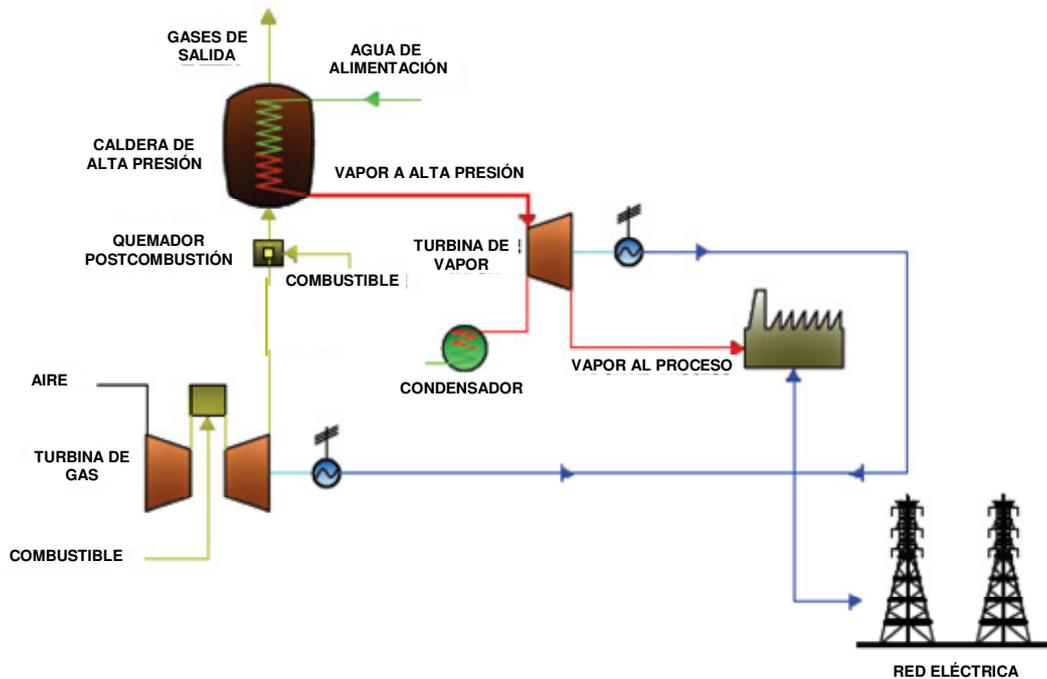


Figura 1.5: Sistema de cogeneración con ciclo combinado.

#### 1.1.1.4 Cogeneración con motor alternativo

Conceptualmente el sistema es similar al basado en turbina de gas, sin embargo, existen algunas diferencias.

Con los motores alternativos se obtienen rendimientos eléctricos más elevados (entre 34-40%) pero con mayor limitación en lo referente a aprovechamiento de la energía térmica, ya que posee un nivel térmico inferior y se encuentra repartida entre diferentes subsistemas (gases de escape y circuitos de refrigeración de aceite, camisas y aire comburente del motor). La eficiencia global del sistema puede ser del orden del 70% [6].

Los sistemas con motor alternativo responden de manera casi inmediata a las variaciones de potencia, resultando más flexible en el funcionamiento sin que el consumo específico del motor se incremente de manera importante [13].

Estos sistemas son de bajo costo de inversión, vida útil larga (25 años), capacidades desde 15 kW a mayores de 20 MW, alta eficiencia a baja carga y requiere de poco espacio para su instalación. Entre sus desventajas se encuentra el alto costo de mantenimiento, dispersidad de la energía, además de la baja temperatura de la energía térmica producida[6].

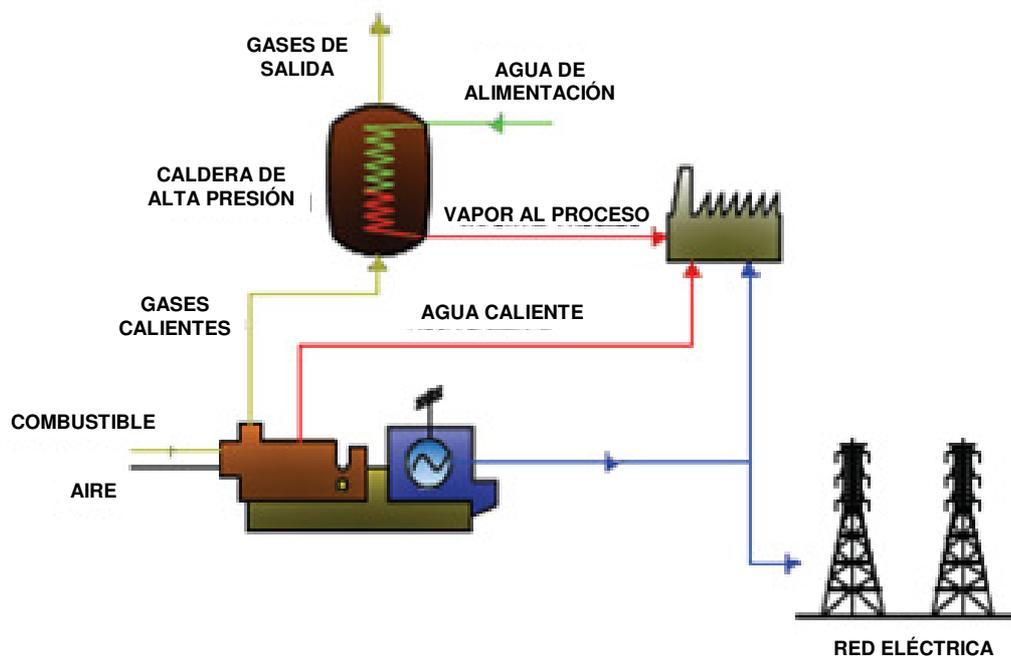


Figura 1.6: Sistema de cogeneración con motor de combustión interna.

Adicional a lo anterior, desde el punto de vista de la eficiencia, más recientemente se habla de la cogeneración de alta eficiencia, la cual se define como aquella que aporta un ahorro de energía primaria por encima del 10%, comparado con la producción separada de energía térmica y eléctrica. Con respecto a los niveles de capacidad, también existen las unidades a pequeña escala (potencia eléctrica inferior a 1 MWe) y microgeneraciones (potencia eléctrica inferior a 50 kWe).[20]

### 1.1.2 Ventajas de la Cogeneración

La cogeneración se presenta como una seria alternativa que permite complementar el suministro eléctrico nacional. Su rol ha aumentado en los últimos años debido a la necesidad de maximizar el uso de los combustibles. Esta eficiencia para producir electricidad y calor supone que hasta un 90 por ciento<sup>1</sup> de la energía proveniente del combustible quemado se convierta en energía útil [24]. Es un porcentaje muy elevado si se tiene en cuenta que en las plantas convencionales este porcentaje es del 34-45% aproximadamente, y en el caso venezolano de 32% en promedio [4]. En este sentido, los sistemas de cogeneración ofrecen ventajas técnicas, económicas y medio ambientales, entre las que se encuentran [7][24]:

- a) Autoabastecimiento energético total en la instalación industrial con la consecuente reducción de la demanda de energía y potencia al sistema eléctrico nacional.
- b) Aumento de la confiabilidad de la planta al disponer de capacidad autónoma, sin depender de unidades externas como líneas de distribución, subestaciones, etc. Además, se reducen las pérdidas por transmisión y distribución al tenerse los sistemas de generación cerca de los centros de consumo.
- c) Mejora energética de la planta con eficiencias energéticas globales muy superiores a las eficiencias energéticas convencionales, por tanto, ahorros en el consumo de combustible que se utiliza en las plantas típicas de generación de potencia.
- d) Reducción de emisiones de gases al incrementarse la eficiencia energética global, por tanto, se reduce el impacto medioambiental.
- e) Moderada inversión para disponer de una planta de cogeneración, respecto a la obligada planta de emergencia.

---

<sup>1</sup> En las plantas más modernas de cogeneración.

## 1.2. La Cogeneración en el Contexto Internacional

Algunos países han invertido en cogeneración como una herramienta para cumplir con sus objetivos energéticos y ambientales.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA) [24], la cogeneración apenas representa el 10% de la generación global de electricidad (unos 330 GW de potencia instalada). Pocos países han alcanzado con éxito la expansión de la cogeneración por encima del 30-50 % de su capacidad de generación eléctrica. Y este éxito ha estado asociado a las políticas que en materia de energía han implementado sus gobiernos.

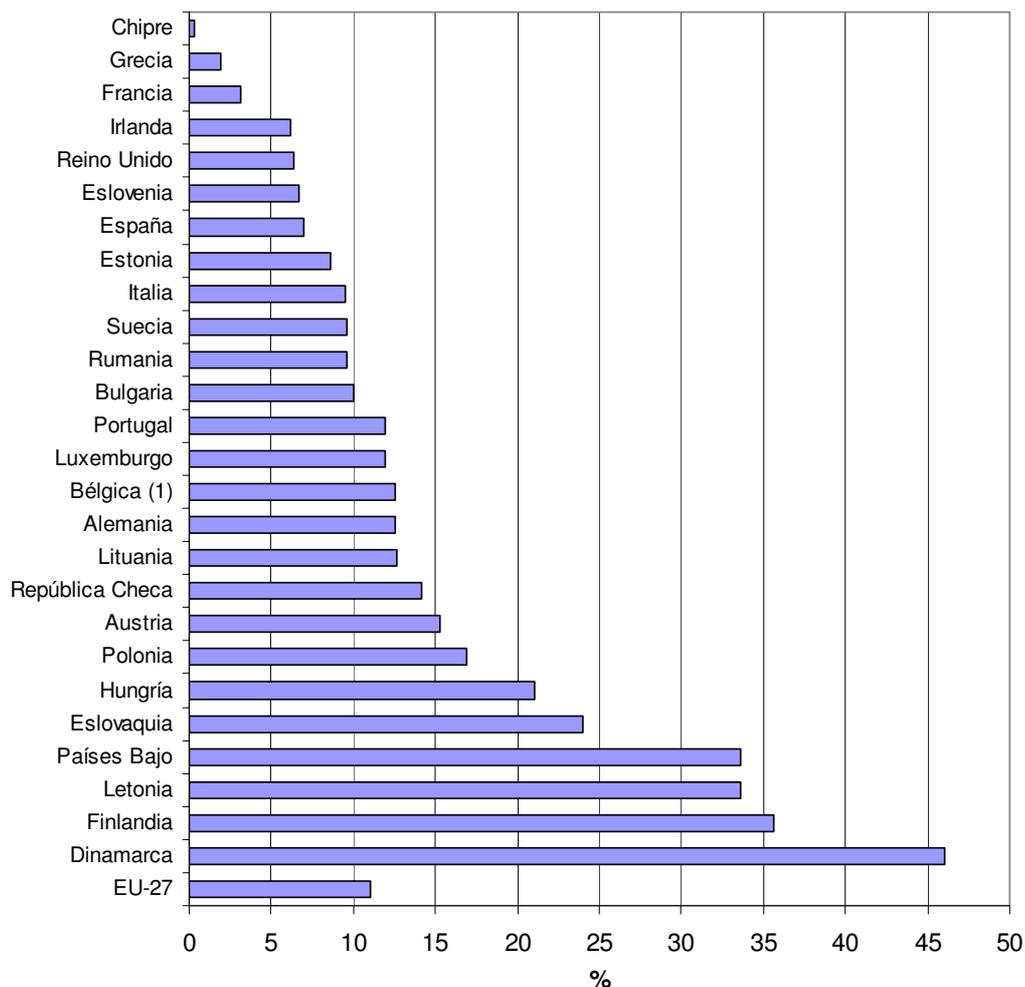
En Europa, la cogeneración tiene una larga tradición que abarca tanto la de tipo industrial como la denominada district heating, dirigida principalmente a la venta de calor para uso doméstico y comercial, cuya penetración en la Comunidad Europea es significativa.

Basado en datos de 2008 de la IEA, Dinamarca es el país con mayor desarrollo de la cogeneración en el mundo, representando más del 50% del total de la producción nacional de energía eléctrica. Ello se debe al alto desarrollo de la energía de distrito con cogeneración. Le sigue Finlandia, Rusia y Letonia, cuya participación de la cogeneración supera el 30% (muy cerca de ellos se encuentra Holanda).

En España, existe un parque de cogeneración amplio en aplicaciones, aunque concentrado fundamentalmente en el sector industrial y de refinería de petróleo. La potencia instalada de cogeneración en las refinerías de petróleo se ubicaba para el año 2004 en 577 MWe (10% de la potencia instalada de cogeneración en el sector secundario).

La Figura 1.1 muestra, para los distintos países de la Unión Europea, la participación de la cogeneración respecto a la generación bruta de electricidad, tomado de los datos estadísticos de Eurostat [15]. Estas estadísticas son similares a las proporcionadas por la IEA, donde la cogeneración representa el

11% de la generación bruta de electricidad. El potencial de cogeneración en Europa se estima en 150 GW.



Fuente: EUROSTAT 2010

(1) Dato 2007

Figura 1.7: Europa: Participación de la cogeneración con relación a la generación bruta de electricidad por país, 2008.

Con respecto a los países que conforman el Grupo de los Trece (G13), la participación de la cogeneración podría crecer de 10% a 24%, si se introducen

políticas adecuadas. Para un rápido crecimiento de China y la India, la participación de la cogeneración en la generación de electricidad podría crecer a 28% y 26 % respectivamente al 2030. Actualmente la cogeneración representa cerca del 13% en China y 5% en la India.

La cogeneración en Latinoamérica no es muy predominante y su aparición depende en gran medida de la situación de mercado en el sector eléctrico de cada país, del precio y la disponibilidad de los combustibles para que se den las condiciones necesarias, de manera que estos proyectos sean viables. En la región sobresalen países como México y Brasil, con una participación de la cogeneración menor al 5% sobre el total de la generación eléctrica.

En Centro América, existe capacidad de cogeneración con base en la biomasa en la industria azucarera. Guatemala tiene la capacidad instalada y la cogeneración más elevada de la región, seguida de Nicaragua, El Salvador y Honduras, mientras que Costa Rica no reporta cogeneración de energía.

Dentro de las estimaciones de los potenciales de cogeneración, destaca la industria petrolera. Por ejemplo, en México, la cogeneración ha ido tomando más relevancia en los últimos años. Según datos de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) [7], en 2009 en el país había 3.300 MW de potencia instalada de cogeneración. El potencial nacional máximo de cogeneración estimado para 2009 se ubica en 10.164 MW, del cual Petróleos de México (PEMEX) tiene un potencial máximo de cogeneración de 3.100 MW (30% del total nacional). Para 2006 [7], PEMEX Refinación y PEMEX Petroquímica contaban con 689 MW y 556 MW instalados de cogeneración respectivamente.

En Argentina, estudios estiman potenciales de cogeneración en la industria química y petroquímica de 300 MWe de un total país de 1.800 MWe [39].

### **1.3. La Cogeneración en el Contexto Nacional**

El desarrollo de la cogeneración en Venezuela ha sido exiguo. El contar con una energía eléctrica económica, proveniente de las grandes centrales

hidroeléctricas y térmicas, aunado a una regulación que no contempla la cogeneración como una posibilidad de suministro de energía, no ha estimulado el desarrollo de la misma como una alternativa energética.

Dado el pobre desarrollo de la cogeneración, no existen estadísticas nacionales sobre la capacidad instalada en el país. La información manejada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica se centra en la cogeneración existente en la industria azucarera [44], y lleva a cabo un estudio para establecer un balance entre su consumo energético y la capacidad de producir excedentes de energía que puedan ser dirigidos a las redes eléctricas ubicadas en su entorno. Actualmente existe una capacidad total instalada de 130 MW, en 16 centrales azucareros, lo que representa el 0,7% de la capacidad total de generación del país<sup>2</sup>. De los adelantos del estudio, se estima un potencial de cogeneración que permitirá exportar al Sistema Eléctrico Nacional cerca de 266 MW, durante la zafra y molienda.

#### **1.4. Métodos de Evaluación de Potencial de Cogeneración**

Se ha encontrado algunas metodologías aplicadas en estudios de potenciales de cogeneración en otros países. La diferencia entre las metodologías viene dada por el nivel de información de la cual se dispone, donde se observa desde estimaciones generales a partir de los balances energéticos del país, hasta cálculos específicos utilizando muestras representativas de sectores a los cuales se desea determinar su potencial de cogeneración.

Así, por ejemplo, en el estudio sobre el Potencial Nacional de Cogeneración en México (1995), se identifican tres procedimientos:

- a) A partir del consumo global de combustible, obtenido del balance energético nacional, se sustraen los volúmenes de combustible utilizados para la autogeneración de energía eléctrica y el resto del consumo se considera como el volumen de combustible

---

<sup>2</sup> Capacidad Instalada de Generación en Venezuela: 17.922 MW.

requerido por cada sector o subsector para transformarlo en energía térmica. El volumen así obtenido alimenta a un sistema de cogeneración y se determina la potencia térmica y eléctrica.

- b) Se determina el potencial de cogeneración a partir del consumo de combustible de los mayores consumidores industriales. Igualmente se deducen los volúmenes de combustible utilizados para la autogeneración de energía eléctrica y el volumen restante se considera como el combustible requerido por cada subsector para transformarlo en energía térmica. Se determina la potencia eléctrica y térmica, y se calcula de esa manera el potencial de cogeneración.
- c) A través de una muestra representativa de las empresas industriales y con base en los datos específicos de consumo, demanda eléctrica y térmica de cada una de las empresas, se realiza un análisis de cogeneración para cada una de ellas. Los resultados obtenidos en estos estudios se utilizarán como base para llevar a cabo una inferencia estadística en cada subsector, apoyándose en el volumen requerido de combustible y el número de empresas totales. El potencial de cogeneración será igual a la potencia eléctrica así determinada.

Con relación al sector petrolero, resulta interesante resaltar que Petróleos Mexicanos (PEMEX) evaluó en primer lugar, satisfacer sus requerimientos de energía eléctrica, a raíz de la publicación de la “Reforma de Cogeneración” en enero de 2006. [7]

En el caso de Chile, se han realizado varios estudios de potencial de cogeneración. Uno de estos estudios determina el potencial de cogeneración mediante el procedimiento que se resume a continuación [45]:

- a) Se recolectan datos del consumo de combustible a capacidad nominal de las calderas. A partir del consumo de combustible, se

determina la salida térmica asignando un rendimiento a las calderas de 83% (recomendado como una media para hacer la evaluación).

- b) Se realiza el cálculo de factor de carga térmico para cada caldera a partir del tiempo de operación. Haciendo una ponderación de acuerdo con la producción de cada caldera, se calcula el factor de carga térmico de cada industria.
- c) Con los datos eléctricos de consumo mensual y demanda máxima promedio de la planta se determina el factor de carga eléctrico.
- d) Con los datos de potencia térmica y eléctrica requerida por el proceso se puede obtener la relación calor/electricidad típica de cada una de las industrias. Este parámetro es el usado finalmente para determinar el potencial de cogeneración de las plantas o procesos industriales.

Para los países miembros de la Unión Europea, la Directiva 2004/8/CE determina que el potencial de cogeneración debe estar basado en el calor útil que demande un proceso, definiendo el calor útil como “el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración”<sup>3</sup>. El objetivo de dicha Directiva es el establecimiento de un método armonizado para el cálculo de electricidad de cogeneración y las orientaciones necesarias para su aplicación.

En respuesta a lo establecido en la Directiva 2004/8/CE, España realizó sus estimaciones de potencial de cogeneración utilizando la siguiente metodología [20]:

- a) Se calcula el calor de proceso demandado por cada sector y actividad a partir del consumo de combustible, determinando

---

<sup>3</sup> Demanda económicamente justificable: la demanda que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración.

cantidad y características de energía térmica demandada y el régimen de trabajo para definir la curva de demanda de energía térmica a lo largo de un año.

- b) Determinado el calor de proceso, se estima el calor cogenerable, teniendo en cuenta que no toda la demanda de calor puede ser abastecida por un sistema de cogeneración<sup>4</sup>. En el caso de la industria, este calor está ligado al proceso productivo, y en los casos del sector edificio (doméstico y comercial) y cogeneraciones para procesos de tratamiento de residuos, todo el calor es cogenerable.
- c) El calor cogenerable constituye el potencial de calor útil.

## **1.5. Marcos Regulatorios**

### **1.5.1 Europa**

En materia de regulación, destaca la experiencia europea por promover los sistemas de cogeneración, esencialmente de alta eficiencia, como una prioridad Comunitaria. Reconocen a la cogeneración como una de las herramientas principales para lograr los objetivos de mejorar la eficiencia energética y reducción de emisiones, además de contribuir con la seguridad de suministro y la competitividad de los Estados Miembros de la Unión Europea. Esto derivó en la promulgación de La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo [11], la cual crea un marco común para el fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales, especialmente las condiciones climáticas y económicas.

---

<sup>4</sup> Los procesos de cocción a alta temperatura, procesos térmicos que exigen una regulación y control de temperatura muy precisos, procesos térmicos con demanda de calor por encima de los 450 °C o por debajo de los 7 °C, por lo general no pueden ser satisfechos por sistemas de cogeneración

La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo da un plazo a los Estados miembros para presentar sus potenciales de cogeneración de alta eficiencia y las barreras que pudieran impedir la realización de dicho potencial. Establece una metodología armonizada para el cálculo de la electricidad producida mediante cogeneración, determinación de la eficiencia del proceso de cogeneración y ahorro de energía primaria.

En España, uno de los países con mayor tradición de cogeneración, la primera regulación normativa de los sistemas de cogeneración se aprobó en 1980, que permitió transferir los excedentes de energía eléctrica provenientes de la cogeneración a la red pública. En la actualidad, la cogeneración está regulada por el vigente Real Decreto 661/2007 que define un marco retributivo para venta de energía eléctrica a la red y el Real Decreto Ley 7/2006 que modifica parcialmente el marco normativo de la Ley del Sector Eléctrico para cogeneraciones, donde se permite comercializar libremente la energía eléctrica y se elimina la obligatoriedad de autoconsumo térmico y eléctrico, entre otras medidas, favoreciendo así la posibilidad de incremento de la capacidad instalada en cogeneración [20].

El Plan Integral de Calor y Electricidad de Dinamarca, lo convierte en el país líder mundial de cogeneración. El éxito está basado en un paquete de estrategias que se desarrolló después de la Primera Ley de Suministro de Calor, en 1979, que llevó a los municipios a realizar estudios sobre el potencial de calor distrital y el diseño de redes a nivel nacional. Seguido esto, se implementaron incentivos financieros para crear condiciones de mercado para la cogeneración y el calor distrital, que incluye la obligación de conectarse al calor distrital y la prohibición de calefacción eléctrica. Otras medidas fueron la obligación de las empresas eléctricas a comprar la electricidad de cogeneración y la aplicación de un sistema de tarifas, con una prima para la cogeneración con biomasa o biogás.

Otro ejemplo de desarrollo reglamentario de los estados miembros es Bélgica que utiliza certificados verdes y cuotas de cogeneración.

Un estudio realizado por el Consejo Mundial de la Energía [52], sobre la regulación de la calefacción distrital y cogeneración en Europa Central y Oriental, revela que los reglamentos de cogeneración están integrados en un proceso largo y difícil, lo que implica un grado de incertidumbre para los operadores, por lo que resulta un proceso complejo.

Este estudio revela siete objetivos comunes con enfoques nacionales diferentes:

- a) Asegurar políticas energéticas orientadas al mercado.
- b) Desarrollar sistemas de energía a largo plazo y locales.
- c) Promover la calefacción distrital, la cogeneración y el uso de las energías renovables.
- d) Mejorar los regímenes regulatorios.
- e) Fomentar la competencia, accesos a las redes.
- f) Asegurar cubrir los costos, los precios de mercado, las tarifas.
- g) Mejorar la competencia y la interacción de las administraciones, servicios públicos y clientes.

La experiencia con respecto a las reglamentaciones de cogeneración, indica la necesidad de una constante retroalimentación de los reguladores, de los sectores regulados y los usuarios a los hacedores de las políticas de energía.

### **1.5.2 Estados Unidos**

Estados Unidos tiene una larga historia de desarrollo y cantidad de instalaciones de cogeneración, con una capacidad instalada de 85 GWe que provee el 8% de la generación eléctrica del país [22].

La capacidad instalada de cogeneración es el resultado de las políticas gubernamentales aplicadas en la década de los 70s y 80s que incluye la Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA), promulgada particularmente como respuesta a la crisis energética de 1978 para promover la eficiencia energética,

permitiendo la conexión a las redes de fuentes de energía calificadas, con requisitos mínimos de eficiencia, determinando la remuneración para los excedentes de energía, al valor denominado “costo evitado”, equivalente al costo en que incurriría la compañía eléctrica en generar dicha energía a partir de otra fuente. Además otorgó exenciones liberando el uso de gas natural para cogeneración, simplificando los aspectos administrativos para la conexión al sistema [22].

La Energy Policy Act (2005) insta a todos los estados aplicar las normas de interconexión para la cogeneración. Muchos estados y empresas de servicios públicos no regulados han desarrollado normas, o las están desarrollando, que toma en cuenta los requisitos técnicos para la conexión. Las normas establecen un marco estándar para la conexión a red y la exportación de electricidad [24].

Muchos gobiernos estatales están desarrollando políticas y programas dirigidos a una mayor inversión en eficiencia energética, energía renovable y cogeneración, tales como: La promulgación de reglamentos basados en los resultados de contaminación del aire, el establecimiento de estándares de interconexión, eliminación de las barreras arancelarias que crean obstáculos a la cogeneración (tasas adicionales, las tasas de reserva y las tasas de recompra) y liderar con el ejemplo [22].

Sobresale como caso exitoso la política integral de promoción denominada National CHP Roadmap (hoja de ruta nacional para cogeneración). Este sistema ha significado la unificación de esfuerzos para la promoción de la cogeneración en los Estados Unidos, con la colaboración lograda entre varios actores públicos y privados. Se enfocó en tres objetivos específicos: elevar el nivel de conciencia sobre los beneficios de la cogeneración, eliminar barreras regulatorias e institucionales y desarrollar el mercado y las tecnologías de la cogeneración. Comenzó en 2008 y constituía un plan de acción diseñado para duplicar la capacidad de cogeneración en USA, de los 46 GWe del 2000 a unos 92 GWe para el año 2010. Ya en 2007 contaba con 85 GWe instalado [7].

### **1.5.3 América Latina**

El trabajo Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la Política Energética [35], realizado en 1997 por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y Deutsche Gesellschaft Für Technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ), da cuenta de producción de energía eléctrica con cogeneración, para ese momento, donde los nuevos marcos regulatorios definían con claridad términos de entrega de energía a la red y la remuneración. En términos prácticos, la cogeneración, como la eficiencia energética, no presentaba mayores impactos en países como Chile y Argentina que ejecutaban una profunda reforma del sector eléctrico, mientras que tuvo mayor acogida en algunos países que adoptaron el enfoque de apertura limitada como México, Costa Rica y Guatemala.

Como se cita, el éxito relativamente mayor de la energía renovable y la cogeneración en países con reformas limitadas se debe a programas o disposiciones legales especiales. Guatemala promovió la producción de electricidad con base en la biomasa en la industria azucarera mediante un programa específico. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México inició una cooperación con la industria para desarrollar la cogeneración y con varios promotores para desarrollar la generación con base en energías renovables. Costa Rica realizó una apertura para pequeñas centrales privadas hasta 20 MW que canalizó la inversión privada en esa dirección. [35]

En Guatemala, Jamaica, Brasil y otros países de la región se dieron pasos importantes en la industria azucarera, pero el potencial para la cogeneración en ingenios azucareros tardó en materializarse por la depreciación relativa de la electricidad suministrada a la red pública [35].

En Argentina, el cogenerador es un agente que viene definido desde un primer momento en la Ley sobre el Mercado Eléctrico Mayorista (24065/1992). Tiene como objeto la generación conjunta de energía eléctrica y térmica para fines

industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento y debe contar con una potencia instalada mayor o igual a 1 MW. Además, recibe el mismo tratamiento que el resto de generadores a la hora de vender su energía [39].

Chile contaba para 2008 con una potencia instalada 456 MW. Al igual que en Argentina, la tecnología de cogeneración es considerada en la normativa como un sistema de generación eléctrica más, lo cual no fomenta su desarrollo [39].

El marco legislativo mexicano es una muestra de los cambios que se están produciendo en el sector de las energías renovable y eficiencia energética en el país. A efectos legales y como medida de fomento, se consideran las tecnologías de cogeneración como energías renovables. Con esta medida, las instalaciones de cogeneración se benefician de condiciones más favorables que establece la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética [39]. Más recientemente, a fin de verificar el cumplimiento de porcentaje mínimo de eficiencia en los sistemas de cogeneración, el Estado publicó la Resolución Núm RES/003/2011 por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente.

Perú dispone de un Reglamento de Cogeneración (publicado en 2005 y modificado por última vez en 2009) que establece las condiciones que deben cumplir las instalaciones de cogeneración. Entre algunas disposiciones se encuentra: Determina los pasos a seguir para obtener la calificación como cogenerador, establece los valores mínimos de rendimiento eléctrico efectivo (REE) y relación entre energía eléctrica y calor para poder acceder al gas a precio de generación, las centrales de cogeneración calificadas tendrán prioridad en el despacho cuando operen en modo de cogeneración, los cogeneradores pagarán el derecho de conexión de acuerdo sólo a la energía excedentaria [39].

A pesar que la cogeneración es una tecnología que se conoce desde hace décadas, con un alto grado de madurez y una elevada eficiencia, apenas se ha aprovechado su gran potencial en la región de América Latina [39].

Son pocas las publicaciones encontradas con relación al desarrollo de la cogeneración en América Latina y el Caribe y el marco jurídico que lo soporta, inclusive, de OLADE. Esto da muestra del marginal desarrollo y la poca promoción en la región de dicha tecnología, salvo aquellos proyectos en ingenios azucareros o proyecto como TECH4CDM, financiado por la Unión Europea, que busca fomentar la cogeneración en cuatro países de la región (Argentina, Chile, México y Perú).

#### **1.5.4 Venezuela**

En el país se cuenta con cogeneración en la industria azucarera. Actualmente existe una capacidad total instalada de 130 MW, en 16 centrales azucareros, lo que representa el 0,7% de la capacidad total de generación del país.

En materia de regulación, la cogeneración no está considerada en la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico ni en la Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía, por lo que no existen normas y reglamentaciones para la venta de excedente de energía, interconexiones a la red nacional, remuneración, incentivo y promoción referidas a la cogeneración.

Sin embargo, cabe resaltar que la Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (2011) considera el desarrollo tecnológico, en especial aquel que aproveche las energías renovables, y la aplicación de incentivos, haciendo énfasis, entre otros, en sistemas asociados al uso racional y eficiente de la energía. Así con esta Ley, y los últimos avances en materia legislativa de eficiencia energética, se aumentan las posibilidades de desarrollo a futuro de proyectos de cogeneración.

## 1.6. Barreras al Desarrollo de la Cogeneración

Existe un amplio rango de barreras potenciales que en muchos países impiden a la cogeneración alcanzar su pleno potencial, siendo preciso aplicar políticas específicas para eliminar tales obstáculos.

En general las barreras más comunes identificadas se resumen en [7][24][17]:

### a) Barreras económicas y de mercado:

Dificultad de obtener un valor de precio justo de la electricidad de cogeneración exportada a la red.

Existen dos tipos de irregularidades que afectan a la instalación de una planta de cogeneración: Disminución del precio de la electricidad por parte de distribuidor para desfavorecer los proyectos de cogeneración y abuso de poder monopólico.

Por ejemplo, una barrera en países como Europa Central y Oriental está dada por el suministro de electricidad excedentaria de la cogeneración a las redes eléctricas, que si bien está favorecido por la política, se ve obstaculizado por los intereses en conflicto de operadores de la redes de transmisión y distribución de las empresas, que requieren altos cargos por conexiones y luchan con el exceso de capacidad.

Además, un precio bajo de la electricidad o un precio alto del combustible puede desalentar el desarrollo de la cogeneración. De allí la importancia de la relación de precios entre la electricidad y el combustible.

Siendo la cogeneración un proceso no medular y la actividad principal de las industrias, éstos pueden no tener disposición a invertir en sistemas cogeneración. Por otra parte, las industrias que deseen desarrollar proyectos de cogeneración pueden no

tener el respaldo financiero suficiente para optar a los créditos que se requieren.

b) Barreras regulatorias:

En la mayoría de los casos se espera obtener una rentabilidad para invertir en capacidad de cogeneración y la falta de una legislación que garantice un retorno económico razonable a largo plazo, no estimula dicha inversión. Por otra parte, la legislación y normativa en materia de cogeneración es compleja, la cual puede crear confusión y falsa interpretación.

Otra barrera asociada con la regulación tiene que ver con la dificultad de vender a la red o a terceros a través de la red de distribución, o aquellas relacionadas con la no transparencia y procedimientos inconsistentes de interconexión.

c) Barreras sociales y políticas:

Particularmente referidas al desconocimiento de los beneficios y ahorros de la cogeneración.

Aún existen dudas con relación a los beneficios que aportan la cogeneración, a pesar de su madurez y los resultados alcanzados. Es posible que permanezcan prejuicios provenientes de la etapa inicial de esta tecnología y la poca difusión por estar centrado al sector industrial.

d) Barreras técnicas

En la cogeneración es necesaria una relación entre consumos eléctricos y térmicos que favorezca su desarrollo. La posibilidad de vender los excedentes eléctricos permitiría diseñar plantas con un alto uso térmico y eléctrico.

Además, los proyectos de cogeneración requieren de un contrato adicional de respaldo por falla y/o mantenimiento, lo cual encarece los costos operativos de este tipo de proyectos.

La falta de servicios de ingeniería, instalación y mantenimiento conduce a proyectos mal definidos. Un problema asociado a un proyecto mal definido es que no se prevé la preparación de las infraestructuras que permiten la conexión a la red eléctrica o al suministro de gas natural a la planta, ya que estas infraestructuras no siempre están adecuadas a los requerimientos de la nueva planta de cogeneración. Por otra parte, el equipamiento en la planta de cogeneración debe estar diseñado para un mayor nivel de fiabilidad.

Otras barreras técnicas vienen relacionadas con que las demandas de calor del proceso pueden variar ampliamente y causar inestabilidad en el trabajo de los motores primarios. Las calderas deben operar a mayor presión y requieren mayor disciplina tecnológica de operación y mejor tratamiento de agua y el condensado retornado de procesos frecuentemente se contamina.

- e) Barreras relacionadas con la dificultad de integrar las emisiones de gases de efecto invernadero al comercio de emisiones u otras regulaciones, debido a que no se reconocen los beneficios de la cogeneración. Existen dificultades por obtener los beneficios derivados de la reducción de emisiones de GEI por los altos costos de transacción en los mercados de certificados de emisiones.

### **Conclusiones Parciales**

1. Queda clara la importancia que significa la cogeneración para muchos países, especialmente para países de Europa, y el éxito que ha tenido en

algunos de ellos. El tema regulatorio es clave en el desarrollo de la cogeneración y puede tener resultados distintos cuando se trata de mercados liberados o mercados regulados.

2. El crecimiento de la cogeneración en países como Dinamarca y Finlandia va atado a la calefacción distrital, lo que hace más atractivo su desarrollo.
3. A pesar que se reconocen los beneficios de la cogeneración existen innumerables barreras que frenan su desarrollo, siendo las más comunes las asociadas a los aspectos regulatorios.
4. Los métodos para evaluar los potenciales de cogeneración obedecen al nivel de información de la cual se dispone y de esto dependerá que se tengan resultados más confiables o menos confiables. Así, se observa en la bibliografía revisada, desde estimaciones generales a partir de los balances energéticos de un país, hasta cálculos basados en datos específicos de consumo de energía térmica, eléctrica y de combustible, considerando las condiciones y requerimiento de los procesos y equipos o evaluando el balance energético de cada planta. Una forma común es evaluar los perfiles de demanda térmica y eléctrica y determinar el potencial de cogeneración a partir del calor útil y la relación calor/electricidad.

**CAPÍTULO 2**  
**METODOLOGÍA**

### 2. METODOLOGÍA

Como lo indica el estudio realizado por GAMMA Ingenieros S.A.[17], no existe un método específico para determinar potenciales de cogeneración y, de acuerdo a lo observado en la bibliografía, varía según la intención que persigue cada industria, país o región respecto al tipo de combustible a utilizar, tecnología, tipo de energía a satisfacer o eficiencia del sistema [20][11][12], aunque prevalece el calor útil como base de cálculo para el dimensionamiento del sistema de cogeneración.

En las metodologías analizadas, se observan aspectos en común que están relacionados con la recopilación de datos (ya sea estos específicos o globales) de consumos de combustibles, energía térmica y eléctrica, a fin de determinar básicamente la relación calor-electricidad [6][7][45][20][11][17][12], a partir del cual se selecciona la tecnología más adecuada. Mientras más se acerque el sistema de cogeneración al promedio de la relación calor-electricidad (Q/E) de una aplicación, el sistema será financieramente más atractivo[6].

Es una aplicación común utilizar cifras globales de consumo de energía para determinar el potencial de cogeneración de una región o sector, o estimar dicho potencial para una muestra de usuarios y extrapolar los resultados al resto del sector bajo estudio. Queda claro las limitaciones e imprecisiones que se derivan de la extrapolación, pero es un método que facilita el estudio cuando se trata de estimar los potenciales de cogeneración, por ejemplo, de un país.

De acuerdo con los objetivos de cada estudio, existen algunas variantes relacionadas con: El interés de satisfacer los requerimientos térmicos o eléctricos, considerar o no el combustible utilizado para la autogeneración e incorporar en las estimaciones las posibilidades de exportación de energía eléctrica a la red nacional. Esto ha derivado en estimaciones de diferentes tipos de potenciales, tales como: Potencial teórico máximo, potencial técnicamente factible y potencial económicamente factible.

Con relación a los índices de eficiencia para evaluación del sistema de cogeneración, éstos están en función del calor útil, de la energía eléctrica producida y del consumo de combustible. En general, los índices por excelencia son la Eficiencia Global, el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y el porcentaje de ahorro de energía primaria [17][12][21]. Sin embargo, existen otros índices, como por ejemplo, el Energía Eléctrica Libre de Combustible (equivalente a la energía eléctrica de carácter renovable) [12].

## **1.7. Metodología Adoptada**

### **1.7.1 Fundamentos Generales**

El trabajo se concentra en calcular el potencial de cogeneración de los complejos petroquímicos: Unidad Socialista de Producción Complejo Ana María Campos, Unidad Socialista de Producción Complejo Morón y Unidad Socialista de Producción Complejo José Antonio Anzoátegui.

El potencial será determinado a un nivel global, sin ahondar en los detalles tecnológicos de las plantas de cogeneración candidatas, y basado en los requerimientos de energía térmica y eléctrica.

En las estimaciones de potenciales de cogeneración de algunas de las metodologías examinadas, se sustrae los volúmenes de combustible utilizados para la autogeneración de energía eléctrica [7]. En este trabajo se considerará el total de los requerimientos de energía eléctrica, independientemente que provenga del Sistema Eléctrico Nacional o de autogeneración.

Se asume que existe disponibilidad de combustible, especialmente gas, y los precios de la energía se mantienen constantes en el tiempo, por lo que los resultados representan la situación actual. No obstante, para el análisis beneficio-costos se descuentan los ingresos y costos a una tasa de rentabilidad.

En principio, la metodología estará orientada a dimensionar la planta de cogeneración para satisfacer la demanda total de energía térmica, pudiendo o no existir excedente de energía eléctrica. Para el cálculo del potencial de cogeneración se toma como punto de arranque la metodología utilizada por

GAMMA Ingenieros S.A.[17], dado que es la metodología encontrada más detallada y hace la diferenciación entre sistemas superiores e inferiores para el dimensionamiento de la planta. Asimismo, se utilizó dicha metodología para determinar el consumo de combustible de cogeneración aplicado a sistemas nuevos en función del potencial de cogeneración y la eficiencia del motor primario seleccionado. Con relación a los índices de eficiencia, se determinarán los más empleados en la evaluación de los sistemas, los cuales se calculan de la misma manera en la mayoría de las publicaciones investigadas. A estos se han realizado adaptaciones para considerar la autogeneración.

Las tecnologías que se consideran son motores de combustión interna, turbinas de gas, turbinas de vapor a contrapresión, turbinas de vapor de extracción-condensación y ciclo combinado.

### **1.7.2 Recopilación de Información**

Para cumplir con los objetivos del presente trabajo, se requiere caracterizar el estado actual de la generación eléctrica de los complejos petroquímicos en estudio, valorar el tamaño y la tecnología de cogeneración apropiada y evaluar los beneficios económicos y ambientales. Esto implica conocer:

- a) El estado actual de la generación propia, tipo de máquina y capacidad, generación de energía eléctrica, cantidad y tipo de combustible utilizado.
- b) La potencia y energía eléctrica mensual entregada por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- c) Los consumos de combustible mensual para generación de energía térmica.
- d) La producción de energía térmica y la eficiencia energética de los generadores de vapor y agua caliente.

A fin de obtener lo anterior, para la recolección de datos, se adaptó al presente trabajo el formulario utilizado por la CONAE [6] (Anexo I) para solicitar información de las siguientes variables:

a) Información de la planta industrial

- Identificación general.
- Tiempo de operación.
- Producción anual.
- Restricciones ambientales y disponibilidad de agua.

b) Autogeneración:

- Tipo de equipo de generación instalado: Turbina de vapor (a contrapresión, a condensación), turbina de vapor con extracción-condensación, turbina de gas, motor alternativo, ciclo combinado.
- Datos de los generadores: Capacidad instalada, capacidad disponible, energía mensual generada.
- Año de instalación.
- Tipo de combustible utilizado.
- Consumo mensual de combustible para generación de electricidad.
- Costo del combustible.
- Existencia de conexión al SEN.

c) Demanda de Potencia y Consumo de Energía Eléctrica:

- Demanda promedio y máxima mensual de potencia.
- Demanda promedio y máxima mensual de potencia al SEN (Demanda Leída).
- Factor de potencia.

- Demanda Asignada Contratada al SEN.
  - Tipo de tarifa.
  - Precio de la demanda y energía eléctrica comprada al SEN.
  - Consumo total mensual de energía eléctrica.
  - Consumo mensual de energía eléctrica comprada al SEN.
- d) Demanda de Vapor/Agua Caliente para el Proceso.
- Tipo de combustible utilizado y poder calorífico.
  - Consumo mensual de combustible para generación de vapor/agua caliente.
  - Precio del combustible.
  - Datos nominales de los generadores de vapor: Capacidad, presión y temperatura del vapor, consumo de combustible por hora, eficiencia.
  - Producción mensual de vapor/agua caliente.
- e) Esquema del sistema actual de generación eléctrica (autogeneración).

### **1.7.3 Metodología para el Cálculo del Potencial de Cogeneración**

- a) El parámetro fundamental a calcular es la razón calor/electricidad (Q/E), el cual se determina con los datos de energía o potencia eléctrica y térmica proporcionados por las plantas industriales.

La razón calor/electricidad es una forma útil de evaluar la idoneidad de un generador de cogeneración para un proceso determinado, debido a que existe un balance entre la potencia eléctrica que puede ser generada y el calor que puede ser recuperado para su uso. Se expresa como la cantidad de calor recuperado por unidad de electricidad generada.

Cabe destacar que en el presente trabajo no se tomará en cuenta la recuperación de calor de sistemas inferiores, como es el caso de los hornos.

- b) Existen dos vías para determinar el calor útil Q, ya sea a través de la cantidad de combustible utilizado en la generación de vapor y luego aplicar la eficiencia energética promedio de las calderas o tomar directamente los datos de producción de vapor proporcionados por la planta industrial.
- c) Se evalúa los perfiles de demanda térmica y eléctrica para un período de dos años y a partir de las curvas de demanda se grafica la razón calor electricidad Q/E, llevados a una misma unidad de energía equivalente, para observar el grado de uniformidad a lo largo de todo el período. Con el parámetro Q/E [ $\text{kW}_{\text{térmico}} / \text{kW}_{\text{eléctrico}}$ ] se selecciona la tecnología más apropiada, según la siguiente tabla:

**Tabla 2.1 Razón calor/electricidad (Q/E) por tipo de motor primario**

Motor Primario	Q/E[kW <sub>t</sub> /kW <sub>e</sub> ]	Producción Eléctrica (% de combustible)	Eficiencia General
Motor de Combustión Interna	1,1 – 2,5	33 - 53	75 - 85
Turbinas de Gas	1,3 – 2,0	24 - 35	70 - 85
Turbinas de Vapor con Contrapresión	4,0 – 14,3	14 - 28	84 - 92
Turbinas de Vapor a Condensación/Extracción	2,0 – 10,0	22 - 40	60 - 80
Ciclo Combinado	1,0 – 1,7	34 - 40	69 - 83

Fuente: Griba, Peter – Franklin, Neil. Generación de Electricidad en el Sitio, Guía Ambiental de ARPEL No. 35-2003, p-33.

- d) Cada tecnología se encuentra en un rango de Q/E, por lo que puede resultar una o más tecnologías candidatas y será necesario

evaluar otros factores como disponibilidad de agua, disponibilidad de combustibles residuales, restricciones ambientales, etc., para que la tecnología seleccionada sea la más apropiada técnicas y económicamente.

- e) Una vez especificada la tecnología se determina finalmente el potencial de cogeneración en megavatios eléctricos ( $MW_e$ ), es decir la capacidad del motor primario.

Según la metodología utilizada por Gamma Ingeniería[17], para sistemas superiores, el potencial de cogeneración se determina multiplicando el calor requerido con cogeneración por el inverso de la razón Q/E, quedando la expresión:

$$P_{cog} = Q_u \times \frac{E}{Q} \times \frac{1}{1000} \quad (2.1)$$

Donde:

$P_{cog}$ : Potencial de cogeneración en  $MW_e$

$E/Q$ : Razón electricidad-calor del motor primario según la tecnología que corresponda en  $kW_e/kW_t$

$Q_u$ : Calor útil reemplazable con cogeneración medido en  $kW_t$ . Se obtiene directamente en campo o se determina por las expresiones:

$$Q_u = m \times (h_o - h_i) \quad (2.2)$$

$$Q_u = Q_{max} \times \eta_{gc} \quad (2.3)$$

$$Q_{max} = C \times PCI \quad (2.4)$$

$m$ : Flujo de vapor en kg/h.

$h_o$ : Entalpía del vapor a la salida de la caldera en kJ/kg

$h_i$ : Entalpía del agua de alimentación de la caldera en kJ/kg

$Q_{max}$ : Calor máximo del generador de calor en kcal/h.

$\eta_{gc}$ : Eficiencia energética del generador de calor en %.

$C$ : Consumo de combustible del generador de calor en kg/h o m<sup>3</sup>/h.

$PCI$ : Poder calorífico inferior del combustible en kcal/kg o kcal/m<sup>3</sup>.

#### 1.7.4 Metodología para el Cálculo de la Eficiencia de Cogeneración y Ahorros de Energía Primaria

- a) La eficiencia energética de la cogeneración y los ahorros de energía primaria se calcularán considerando condiciones normales de operación. Como los sistemas de cogeneración no pueden operar el 100% del tiempo anual porque requieren un período de alrededor del 10% del tiempo para mantenimiento o salida forzada[6], el tiempo de operación anual efectivamente en servicio del sistema de cogeneración será en promedio de 90% (denominado factor de disponibilidad)
- b) El consumo de combustible de la cogeneración se calcula de la siguiente forma:

$$C_{cog} = \frac{P_{cog} \times H_{AO} \times 0,86}{10^3 \times \eta_{eléctrico}} \quad (2.5)$$

Donde:

$C_{cog}$ : Combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración en Tcal/año.

$H_{AO}$ : Horas anuales de operación en h/año.

$P_{cog}$ : Potencial de cogeneración en MW<sub>e</sub>.

$\eta_{eléctrico}$ : Eficiencia del motor primario.

- c) Con los consumos mensuales de combustible para la autogeneración y la energía mensual generada se calculará la eficiencia promedio actual de la generación propia. Esta información será tomada en cuenta para comparar la eficiencia entre los sistemas existentes y la alternativa de cogeneración y los ahorros de energía asociados al uso de los combustibles.
- d) Cálculo de los rendimientos

Los rendimientos a determinar serán:

Rendimiento Global del Sistema de Cogeneración (Eficiencia Energética):

$$\eta_{gcog} = \frac{E_{cog} + Q_{cog}}{C_{cog}} \quad (2.6)$$

Rendimiento en la Producción de Energía Eléctrica:

$$\eta_{Ncog} = \frac{E_{cog}}{C_{cog}} \quad (2.7)$$

Rendimiento Neto en la Producción de Energía Eléctrica o Rendimiento Eléctrico Equivalente:

$$REE = \frac{E_{cog}}{C_{cog} - \frac{Q_{cog}}{\eta_{gc}}} \quad (2.8)$$

Donde:

$E_{cog}$ : Energía eléctrica generada mediante cogeneración en kcal/h.

$Q_{cog}$ : Calor cogenerado en kcal/h

$C_{cog}$ : Combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración en kcal/h.

$\eta_{gcog}$ : Rendimiento Global del Sistema de Cogeneración en %.

$\eta_{Ngcog}$ : Rendimiento en la Producción de Energía Eléctrica en %.

$REE$ : Rendimiento Neto en la Producción de Energía Eléctrica o Rendimiento Eléctrico Equivalente en %.

e) Cálculo del Ahorro de Energía Primaria

El ahorro de energía primaria será la diferencia entre el consumo de combustible sin cogeneración y el consumo de combustible con cogeneración, a partir de la siguiente expresión:

$$A_{EP} = \frac{Q_{cog}}{\eta_{gcconvencional}} + \frac{E_{cog}}{\eta_{eléctricoconvencional}} - C_{cog} \quad (2.10)$$

$$\%A_{EP} = 1 - \frac{1}{\frac{Q_{cog} / C_{cog}}{\eta_{gcconvencional}} + \frac{E_{cog} / C_{cog}}{\eta_{eléctricoconvencional}}} \quad (2.11)$$

Donde:

$A_{EP}$ : Ahorro de energía primaria en kcal/año o TJ/año

$\eta_{gc\ convencional}$ : Eficiencia de la producción separada de calor en %.

$\eta_{eléctrico\ convencional}$ : Eficiencia de la producción separada de electricidad, ya sea del sistema de autogeneración y/o del SEN. Cuando los requerimientos de electricidad se abastecen con autogeneración y energía proveniente del SEN, se tomará en cuenta la fracción que corresponda a cada una de las fuentes de abastecimiento.

f) Cálculo del Ahorro Económico

El ahorro económico total será en función de los costos del sistema convencional y los costos del sistema de cogeneración.

El costo del sistema convencional estará expresado como:

$$COSTO_{scog} = E_{SEN} \times P_e \times 1000 + Q_u P_Q + COSTO_{autogen} \quad (2.11)$$

Donde:

$COSTO_{scog}$ : Costo de sistema convencional en BsF/año

$E_{SEN}$ : Demanda de energía eléctrica al SEN en MWh/año

$P_e$ : Precio de la electricidad en BsF/kWh

$Q_u$ : Calor útil en kWh/año

$P_Q$ : Costo o precio del calor útil en BsF/kWh

$COSTO_{autogen}$ : Costo del combustible para autogeneración de electricidad en BsF/año

En la expresión anterior, sustituyendo el costo del calor útil por el costo del combustible para la generación de calor, se tiene la siguiente expresión del costo del sistema convencional:

$$COSTO_{scog} = E_{SEN} \times P_e \times 1000 + C \times P_{comb} + COSTO_{autogen} \quad (2.12)$$

Donde:

$C$ : Consumo de combustible o energía primaria del generador de calor en kg/año o m<sup>3</sup>/año.

$P_{comb}$ : Precio del combustible o energía primaria en BsF/kg o BsF/m<sup>3</sup>.

El costo del sistema de cogeneración se determinará conforme a la siguiente expresión:

$$COSTO_{cog} = C_{cog} \times P_{comb} + COSTO_{OM} \quad (2.13)$$

Donde:

$COSTO_{cog}$ : Costo de sistema de cogeneración en BsF/año

$C_{cog}$ : Combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración en m<sup>3</sup>/año, l/año.

$P_{comb}$ : Precio de la energía primaria o combustible BsF/m<sup>3</sup>, BsF/l

$COSTO_{OM}$ : Costo adicional de operación y mantenimiento en BsF/año

El ahorro económico total anual será igual a:

$$A_{eco} = COSTO_{scog} - COSTO_{cog} \quad (2.14)$$

$A_{eco}$ : Ahorro económico anual en BsF/año

g) Cálculo de la relación beneficio/costo

La relación beneficio/costo vendrá dada por la siguiente expresión:

$$RELACIONB/C = \frac{VPN_{Beneficios}}{VPN_{Costos}} \quad 2.15 \quad [6]$$

$$VPN_{Beneficios} = \sum_{j=0}^n \frac{A_{energía} + I_{ventaexcedente} + I_{ventamercado internacional}}{(1+i)^j} \quad 2.16$$

$$VPN_{Costos} = \sum_{j=0}^n \frac{INV_j + (O + M)_j}{(1+i)^j} \quad 2.17$$

$VPN_{Beneficios}$ : Valor Presente Neto de los beneficios.

$VPN_{Costos}$ : Valor Presente Neto de los costos.

$A_{energía}$ : Ahorro en el costo de energía.

$I_{ventaexcedente}$ : Ingreso por venta de excedente.

$I_{ventamercado internacional}$ : Ingreso por venta en el mercado internacional del diesel liberado.

$INV_j$ : Costo de inversión en el año j.

$O+M_j$ : Costo de operación y mantenimiento en el año j.

$i$ : tasa de rentabilidad.

h) Cálculo de Reducción de Emisiones de CO<sub>2</sub>

Las emisiones de CO<sub>2</sub> se calcularán con base al diesel oil como combustible ahorrado por la mejora de la eficiencia energética, si se aplica la alternativa de sistemas de cogeneración.

$$A_{CO_2} = \frac{Q_{cog}}{\eta_{gconvencional}} \times \frac{FE_{gv}}{PCI_{Comb}} + \frac{E_{cog}}{\eta_{eléctricoconvencional}} \times \frac{FE_e}{PCI_{Comb}} - C_{cog} \times \frac{FE_{ecog}}{PCI} \quad (2.15)$$

Donde:

$A_{CO_2}$ : Reducción de emisiones anuales en TCO<sub>2</sub>/año

$PCI_{Comb}$ : Poder calorífico inferior del diesel oil en kcal/kg, kcal/TM, kcal/m<sup>3</sup> o kcal/l.

$FE_{gv}$ ,  $FE_e$  y  $FE_{ecog}$ : Factores de emisiones de los combustibles para la generación de vapor, generación eléctrica de sistemas convencionales y generación eléctrica de sistemas de cogeneración.

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) propone una metodología utilizando valores por defecto, en el caso que no se disponga de los contenidos reales de contenido de carbono de los combustibles, transformándose la anterior expresión como sigue:

$$A_{CO_2} = \frac{Q_{cog} [TJ / año]}{\eta_{gconvencional}} \times FE_{comb} [ton.C / TJ] \times FrC_{oxidado} + \frac{E_{cog} [TJ / año]}{\eta_{eléctricoconvencional}} \times FE_{comb} [ton.C / TJ] \times FrC_{oxidado} - C_{cog} [TJ / año] \times FE_{comb} [ton.C / TJ] \times FrC_{oxidado} \quad (2.16)$$

Donde:

$FrC_{oxidado}$ : Fracción de carbón oxidado del combustible.

En la aplicación de la metodología se han tomado en consideración los siguientes aspectos:

- El criterio de selección del sistema de cogeneración es aquel que abastezca la totalidad de los requerimientos de energía térmica sin que exista excedente de la misma, ya que no es posible la venta de fluidos térmicos como subproducto.
- La expresión 2.5 es una primera aproximación del consumo de combustible para cogeneración, el cual deberá validarse realizando un balance energético en el sistema de cogeneración, a fin de comprobar si es suficiente para satisfacer los requerimientos de energía térmica y el máximo de energía eléctrica, asumiéndose en este último caso pérdidas de 3% en el generador eléctrico.
- La eficiencia de la producción separada de electricidad  $\eta_{\text{eléctrico convencional}}$ , cuando se trate del SEN, toma en cuenta un factor de pérdida de energía eléctrica de acuerdo al nivel de tensión al que se interconexión el sistema [12]. En el presente trabajo se considera la interconexión en alta tensión (AT) y las pérdidas en AT de 3%, de acuerdo a la última publicación de la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica [2].
- En las expresiones 2.11 y 2.12, para el precio de la electricidad se toma en cuenta el Factor de Ajuste de Precio (FAP) y el Cargo por Ajuste de Combustible y Energía (CACE) vigentes, aplicados según la Gaceta Oficial 37.415

del 03 de abril de 2002, asimismo el impuesto al valor agregado.

- En el cálculo del costo con cogeneración  $COSTO_{cog}$  (expresión 2.13) y la relación beneficio/costo, se considerará los ingresos por venta de excedente de energía eléctrica a la red nacional y los ingresos por venta en el mercado internacional del diesel liberado. En Venezuela, la venta a la red eléctrica está condicionada sólo a estados de excepción[42], sin embargo, en el análisis económico se asume la posibilidad de venta de excedentes, tomando como referencia el valor utilizado en el trabajo de la CONEE [7] que fija un precio para la electricidad vendida de 85% de la tarifa aplicable, sin pago de capacidad.

### **Conclusiones Parciales**

1. De los estudios, guías y reglamentaciones analizadas para el cálculo de dimensionamientos de sistemas de cogeneración y sus consumos de combustible, se concluye que no existe un método específico, sino que varía según el propósito, del nivel de información disponible, del alcance para el cual se desea determinar el potencial, tecnología, tipo de combustible, criterios para satisfacer los requerimientos térmicos o eléctricos, etc. Sin embargo, prevalece el calor útil como base de cálculo para el dimensionamiento del sistema de cogeneración y, en general, se busca satisfacer primero los requerimientos térmicos antes que los eléctricos.
2. Si bien el presente trabajo está orientado a determinar el potencial de cogeneración para un sector industrial, como el Petroquímico, el mismo lo conforma tres instalaciones industriales, de gran magnitud, pero donde es posible recabar información más específica que la contenida en los balances energéticos del país y, en este sentido, estimar un potencial más

confiable. Por tanto, queda descartado estimar el potencial de cogeneración a través del balance energético nacional o a partir de una muestra, dada las limitaciones e imprecisiones que se derivan de dichas metodologías.

3. Para el cálculo del potencial de cogeneración, partiendo de los datos disponibles, se seleccionó la metodología utilizada por GAMMA Ingenieros S.A., de donde es posible extraer la expresión matemática y de aplicación sencilla. Asimismo, se utilizó esta metodología para determinar el consumo de combustible de cogeneración, el cual se formula en función del potencial de cogeneración y la eficiencia del motor primario seleccionado.
4. Acerca de los índices de rendimiento energético, ahorros de energía primaria y ahorros económicos; como las metodologías son similares en las diferentes publicaciones encontradas, se partió en principio del texto de estudio de la Maestría de Eficiencia Energética y se realizaron adaptaciones de acuerdo a la realidad de las instalaciones objeto del presente trabajo y algunas consideraciones contenidas en el manual y el trabajo elaborado por la CONUEE.
5. Se incorpora en el análisis económico la venta de excedente al SEN a un precio de 85% del precio actual. Dicho precio se considera bastante conservador si se toma en cuenta que en países que aplican políticas de incentivo para el desarrollo de la cogeneración, el kWh se remunera por encima de los precios de la red nacional dando una bonificación de 5%, partiendo del principio que es una energía obtenida con mayor eficiencia.
6. Igualmente, en el proceso del análisis económico se incorpora los ingresos por venta al mercado internacional del gasoil liberado, como un costo de oportunidad que existe. De lo contrario los períodos de recuperación de la inversión resultarán por encima de la vida útil de la planta, dado los bajos precios de la electricidad y los combustibles en el mercado interno, como se verá en el capítulo 3.

## **CAPÍTULO 3**

### **LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA, ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN Y AHORROS DE ENERGÍA**

### 3. LA INDUSTRIA PETROQUÌMICA, ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE COGENERACIÓN Y AHORROS DE ENERGÍA

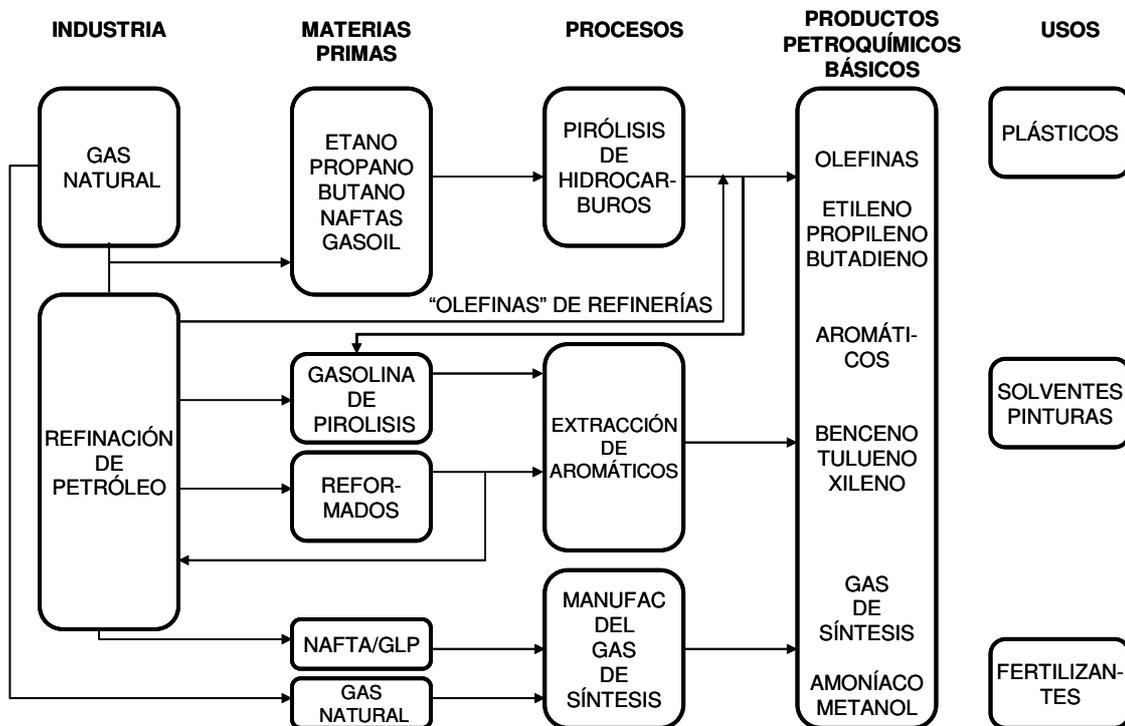
La industria petroquímica es la rama de la industria química que emplea como materia prima los productos y subproductos del petróleo y del gas natural[3].

El desarrollo de la industria petroquímica en Venezuela comienza en 1953 cuando se forma en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos una dependencia denominada Petroquímica Nacional, que posteriormente pasó a ser el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP), con el propósito de impulsar el desarrollo económico del país a través de la industrialización del gas natural y de algunos derivados del petróleo. Luego, en 1977, el IVP se transformó en la empresa Petroquímica de Venezuela S.A. (PEQUIVEN) [3][27].

La petroquímica obtiene sus materias primas del fraccionamiento del gas natural en metano, etano, propano y butanos o directamente de ciertos insumos que se generan en las refinerías (comúnmente llamados corrientes de refinación), como naftas, ciertos componentes de gases de refinería, azufre y otros productos.

Estas materias primas, en una primera fase, son procesadas en diversos tipos de instalaciones químicas: Para el caso del metano en plantas de reformación, mientras que los líquidos del gas y los gases de refinería en plantas de desintegración térmica o craqueo, también conocidas como plantas de olefinas. Por último, en el caso de las naftas, éstas son procesadas en plantas de reformación catalítica y también en plantas de craqueo o desintegración térmica.

Como resultado de las operaciones de craqueo de las naftas y/o de los componentes del gas natural, se obtienen los primeros insumos de naturaleza petroquímica, como son las olefinas (etileno, propileno, butilenos y otros derivados del butano); mediante la reformación catalítica de las naftas se obtienen principalmente los compuestos aromáticos (benceno, tolueno y xileno), y productos de la reformación del metano se obtiene especialmente el metanol y el amoníaco. La figura 3.1 muestra de manera gráfica la cadena productiva petroquímica básica y tres eslabones aguas abajo.



Fuente: Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus filiales - CEPET (1989). La Industria Venezolana de los Hidrocarburos. Tomo II.

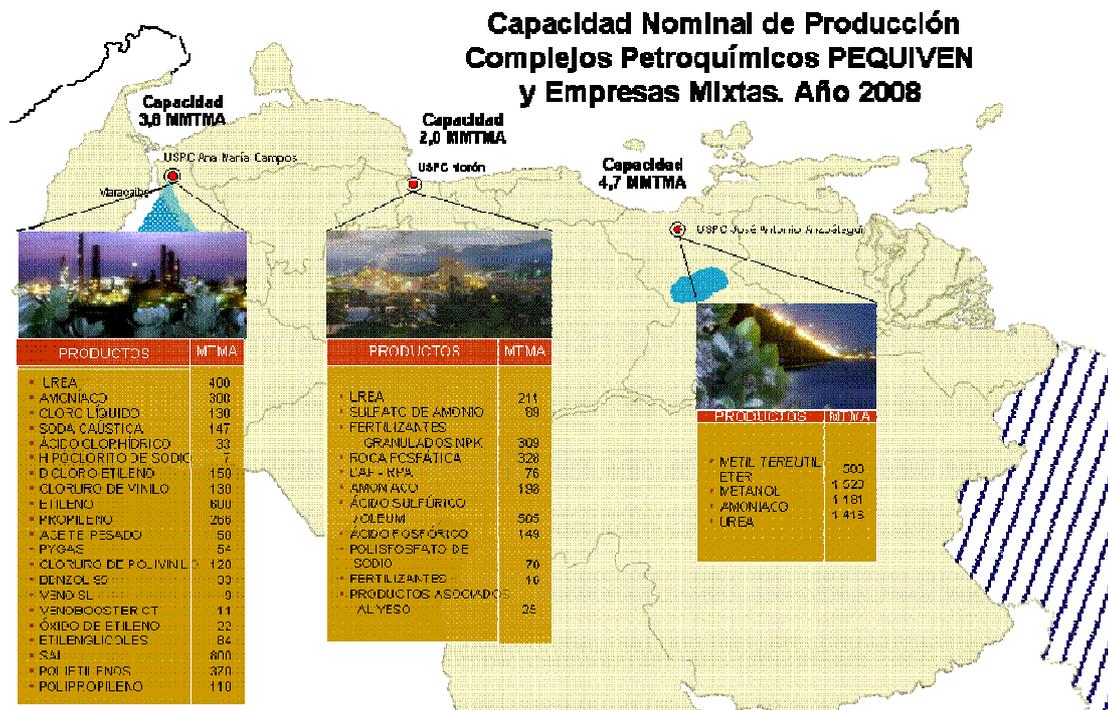
Figura 3.1: Cadena productiva petroquímica básica.

PEQUIVEN cuenta para el desarrollo de sus actividades con:

- Tres Complejos Petroquímicos.
- Una planta de BTX en la refinería El Palito.
- Una mina de roca fosfática en el estado Falcón.
- Tres terminales marítimas y un terminal para almacenaje de productos petroquímicos.

El presente trabajo se centra en los tres Complejos Petroquímicos, los cuales se detallan a continuación [27][49]:

- d) Unidad Socialista de Producción Complejo Morón, ubicada en las costas del estado Carabobo. Inició sus operaciones en 1956, con capacidad para producir 150 mil toneladas métricas anuales (MTMA) de fertilizantes nitrogenados y fosfatados. Para el 2008 tenía una capacidad nominal anual de producción de 1.976 miles de toneladas [31], destinada principalmente a la manufactura de urea, sulfato de amonio, ácido sulfúrico y fertilizantes granulados NPK/NP.
- e) Unidad Socialista de Producción Complejo Ana María Campos, ubicada en la costa nor-oriental del Lago de Maracaibo, municipio Altagracia del estado Zulia. Su construcción se inició en 1968 y la mayor parte del complejo fue concluida en 1973. Este Complejo tiene una capacidad nominal anual de producción de 3.826 miles de toneladas (2008) [31].
- f) Unidad Socialista de Producción Complejo José Antonio Anzoátegui, ubicado en la costa centro norte del estado Anzoátegui. Se inauguró el 14 de agosto de 1990, con el fin de impulsar el desarrollo de la petroquímica en el Oriente del país y actuar como condominio industrial, suministrando los servicios básicos necesarios, a las empresas mixtas que operan en el área [27]: Superoctanos (metil terbutil eter), Metor (metanol), Supermetanol (metanol) y Fertinitro (amoníaco y urea). La capacidad nominal para el 2008 se ubicaba en 4.705 miles de toneladas anuales de producción.



**Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE) 2007/2008**

Fuente: Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

Figura 3.2: Capacidad nominal de producción PEQUIVEN y Empresas Mixtas, 2008.

### 3.1. Uso de la Energía en la Industria Petroquímica

Esta industria es una de las principales consumidoras de energía del país, tanto como insumo como con fines energéticos, principalmente de gas natural y electricidad. Según el Balance Energético, concentraba para 1999 el 33,6% del consumo final de gas natural, con fines energéticos, y el 3,7 % del consumo final de energía eléctrica[26].

Unas de las características más importantes de esta industria es el uso de la energía en forma de calor o energía térmica que se obtiene en generadores de vapor u hornos. Este calor es predominantemente producido a partir de la combustión del gas natural y del diesel, aunque también se utiliza, en menos proporción, combustibles residuales originados en las plantas químicas. La energía térmica, por medio del vapor, es usada para generación de electricidad,

calentamiento del material de proceso e inyección directa al material de proceso.

El uso más intensivo de energía térmica lo representa la desintegración térmica o craqueo de hidrocarburos, en plantas de olefinas, para producir etileno, propileno y otros subproductos, donde las materias primas (etano o propano) se descomponen en hornos de pirólisis a temperaturas por encima de los 850 °C, mezclados con vapor de agua.

En segundo lugar, se encuentra la industria de los fertilizantes nitrogenados; específicamente la producción de amoníaco, cuyo proceso es la que requiere más energía en la manufactura de estos fertilizantes. En esta industria se utiliza vapor de agua que al mezclarse con el gas natural produce hidrógeno y monóxido de carbono, principalmente. Luego el monóxido de carbono se hace reaccionar con vapor de agua para convertirlo a dióxido de carbono, subproducto del proceso utilizado como materia prima en las plantas de urea.[3]

En tercer lugar, el proceso que más requiere energía en la industria petroquímica, en este caso de electricidad, es la producción de cloro, la cual es utilizada en celdas electrolíticas.

Si bien las plantas de olefinas, amoníaco y cloro-soda son las de mayor consumo de energía; el uso de la energía térmica y eléctrica es fundamental en todos los procesos de la industria petroquímica. Esta característica, con un patrón alto de consumo de energía, que utiliza vapor en sus procesos, la convierte en una industria con significativo potencial de cogeneración y ahorro de energía primaria.

## **2.1. Potencial de Cogeneración en la Industria Petroquímica**

La Industria Petroquímica es uno de los principales consumidores de energía eléctrica y térmica del país. Tiene una capacidad instalada de generación eléctrica de 157 MW, prevaleciendo las plantas con turbinas de gas. En promedio el consumo de electricidad se sitúa en 1.430 GWh/año y el consumo de combustible en 5,4 millones BEP/año para generación de vapor y energía eléctrica.

En esta sección se estimarán los potenciales de cogeneración y su consumo de combustible siguiendo la metodología descrita en el capítulo 2. Por las características del proceso, las estimaciones están orientadas a sistemas superiores, que es la configuración predominante. Aunque cabe destacar, que en los tres complejos existen hornos que operan a temperaturas entre 840°C y 985°C cuyo calor de los gases calientes de escape pudieran recuperarse para sistemas de cogeneración inferior, no considerado en este trabajo debido a que se requiere un estudio más profundo de la composición de dichos gases para conocer la viabilidad de cogeneración.

En adelante los complejos se denominarán como Complejo A, B y C y sus características y resultados se presentan a continuación:

### **2.1.1 Complejo A**

El potencial de cogeneración del Complejo A se estimó para la planta de mayor consumo de energía térmica y eléctrica.

La planta cuenta con dos (2) generadores de vapor de 100 ton/h de capacidad cada uno. Los datos nominales son los siguientes:

- Presión: 45 kg/cm<sup>2</sup>
- Temperatura de vapor: 390 °C

Actualmente se encuentra en proceso de instalación una tercera caldera de 120 ton/h de capacidad, presión nominal de 45 kg/cm<sup>2</sup> y temperatura de vapor de 390 °C.

Los parámetros de operación son:

- Caldera 1: Producción de vapor: 88 ton/h. Presión: 44 kg/cm<sup>2</sup>. Temperatura del vapor: 384.9 °C. Temperatura del agua de alimentación: 176 °C.
- Caldera 2: Producción de vapor: 93 ton/h. Presión: 44 kg/cm<sup>2</sup>. Temperatura del vapor: 384.7 °C. Temperatura del agua de alimentación: 179 °C.
- Para la tercera caldera se asume una eficiencia energética de 90% y los siguientes datos de operación: Producción de vapor: 108 ton/h. Presión: 44 kg/cm<sup>2</sup>. Temperatura del vapor: 384.7 °C. Temperatura del agua de alimentación: 179 °C. Combustible: gas natural.
- El consumo de combustible es en promedio 56% gas natural y 44% off gas. El off gas es un gas proveniente del procesamiento del amoníaco.

La Planta no autogenera electricidad.

En la tabla 3.1 se presentan los valores promedios de los consumos de vapor, electricidad y combustible obtenidos a partir de los datos proporcionados para un período de 24 meses.

**Tabla 3.1 Datos promedio de consumo de vapor, electricidad y combustible del Complejo A**

<b>Producción Vapor (ton/mes)</b>	190.296
<b>Calor Útil Vapor (kJ/mes)<sup>a</sup></b>	4,58498E+11
<b>Calor Útil Vapor (MW)</b>	191,04
<b>Consumo de Gas Natural (Nm<sup>3</sup>/mes)</b>	15.081.991
<b>Poder Calorífico Inferior del Gas Natural (kcal/m<sup>3</sup>)</b>	8.475
<b>Consumo de Off Gas (kg/mes)</b>	5.471.766
<b>Poder Calorífico Inferior del Off Gas (kcal/kg)</b>	2.273,5
<b>Consumo Total de Combustible (kcal/h)</b>	210.389.899
<b>Eficiencia <math>\eta_{gc}</math> (%)</b>	78
<b>Energía Eléctrica del SEN (MWh/mes)</b>	31.145
<b>Demanda Máxima SEN(MW)</b>	51,92
<b>Demanda Promedio (MW)</b>	42,67
<b>Tiempo de operación (h/año)</b>	8.000

<sup>a</sup> Para el cálculo de calor útil, las entalpías se trabajaron con vapor a 44 kg/cm<sup>2</sup> y 385 °C y agua de alimentación a 179 °C.

En las figuras 3.3, 3.4, 3.5 se presentan, para un período de dos años, los consumos de energía eléctrica y térmica, demanda de potencia eléctrica máxima y promedio y la relación Q/E.

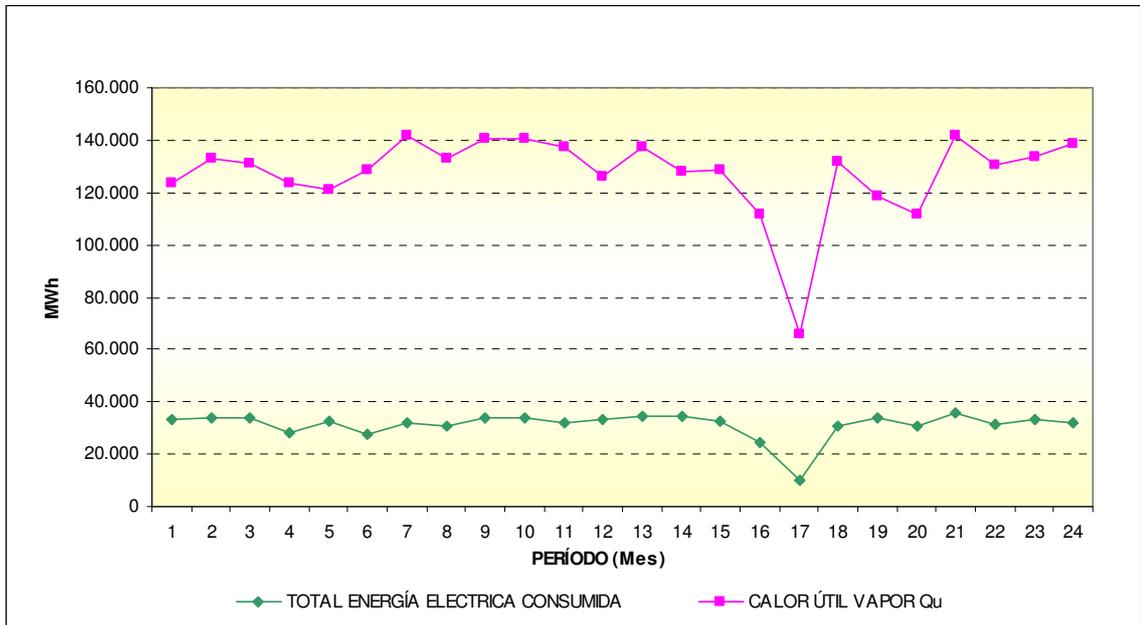


Figura 3.3: Complejo A: Comportamiento en el tiempo de la demanda de energía térmica y energía eléctrica

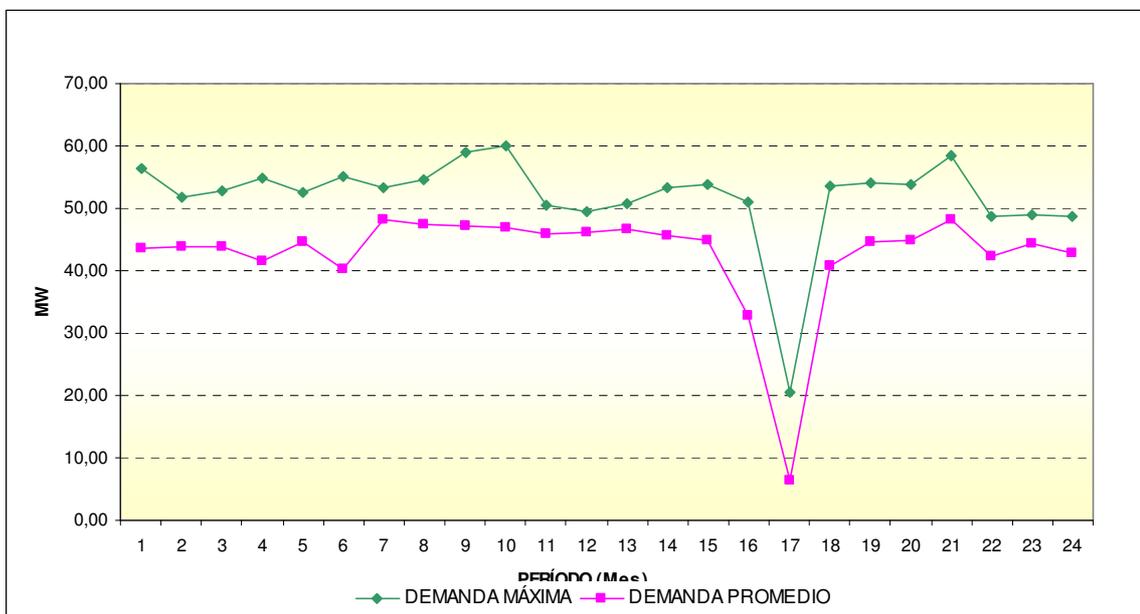


Figura 3.4: Complejo A: Comportamiento en el tiempo de la demanda de potencia eléctrica máxima y promedio

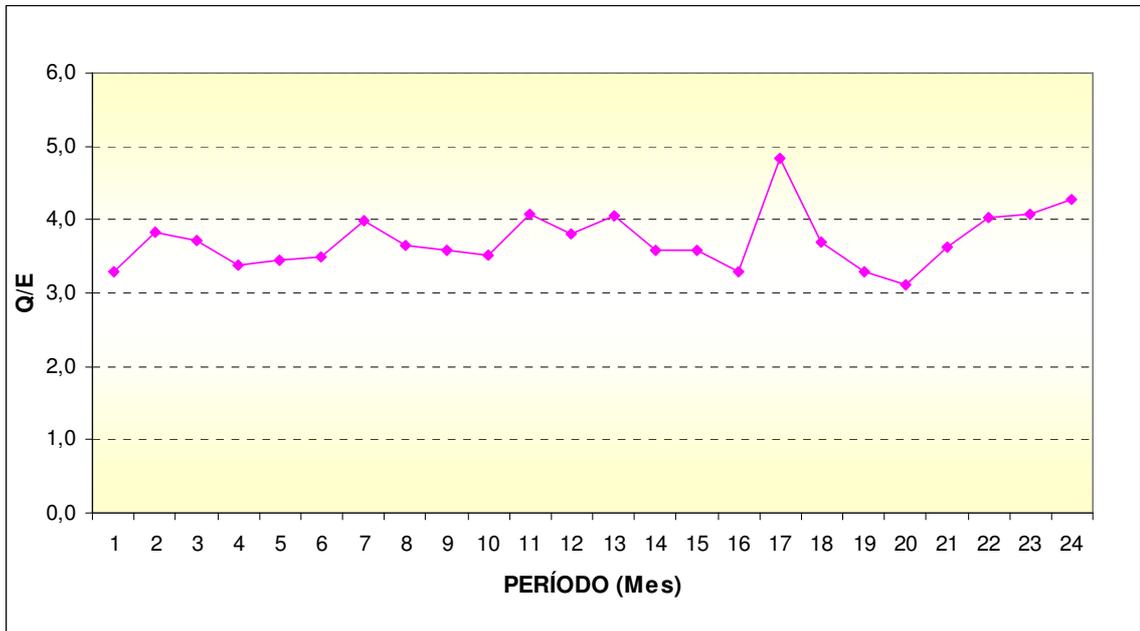


Figura 3.5: Complejo A: Relación Q/E (MWt/MWe)

La relación Q/E varía entre 3,1 y 4,8 MWt/MWe siendo el valor promedio de 3.7. Esto indica una relación Q/E alta, es decir, cargas de calor grandes en relación con los requerimientos de potencia.

Según la tabla 2.1, para el rango de 3,1 - 4,8 de Q/E, se puede seleccionar tanto turbinas de vapor con contrapresión como turbinas de vapor a extracción-condensación. En este caso, obviando el punto del mes 17 por resultar atípico, no se observa grandes variaciones en el consumo de energía térmica que justifique la selección de la turbina de vapor a extracción-condensación, dejando ésta para procesos con grandes variaciones de generación de vapor, por la flexibilidad que ofrece, pero cuyo costo es mayor y requiere volúmenes considerables de agua de enfriamiento. Además, existe la posibilidad de comprar energía eléctrica al SEN de ser necesario. En conclusión, se selecciona la turbina de vapor con contrapresión.

De la expresión 2.1, dado el calor útil y la relación Q/E, se estima un potencial de cogeneración para el Complejo A de 51,38 MWe (44.291.029,33 kcal/h) y

capacidad de generación eléctrica: 411.021 MWh/año (considerando 3% de pérdida en el generador eléctrico, el sistema entregaría 398.690 MWh/año).

Según los datos suministrados, la demanda máxima registrada en el período es de 59,88 MW y la demanda máxima promedio de 51,92 MW. En este caso, el sistema de cogeneración cubre la cantidad promedio de energía requerida (373.746 MWh/año) y su capacidad está cerca de la demanda máxima promedio, aunque en algunos momentos requerirá recurrir al SEN para cubrir los picos de demanda.

Para el cálculo del consumo de combustible de la cogeneración,  $C_{\text{cog}}$ , se ha considerado una eficiencia del motor primario seleccionado de 20% (de acuerdo a la tabla 2.1, la eficiencia eléctrica varía entre 14 y 28%) y un tiempo de operación del sistema de 8000 horas/año. La formulación de la expresión 2.5, da cuenta del consumo de combustible para generar electricidad y será preciso comprobar si es suficiente para la generación de la energía térmica requerida de 164.690.231 kcal/h (191,04 MW) o es necesario combustible adicional.

El combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración resultante es de 1.767,39 Tcal/año (220.923.654,31 kcal/h).

En la figura 3.6 se observa el balance energético del sistema de cogeneración, calculado a partir de los resultados preliminares de combustible, donde se requiere una eficiencia de generación de vapor de 95% para poder cubrir los requerimientos de energía térmica. Este valor resulta bastante elevado si se toma en cuenta que la eficiencia de la generación actual está por el orden del 78%. Por lo que es necesario incrementa el consumo de combustible.

Calculando nuevamente el consumo de combustible desde el balance energético y para una eficiencia de 78% en la generación de vapor, se deducen los resultados presentados en la figura 3.7. Con el potencial y consumo calculado se satisface los requerimientos de vapor y electricidad, quedando un excedente de 24.944 MWh/año que puede ser exportado al SEN.

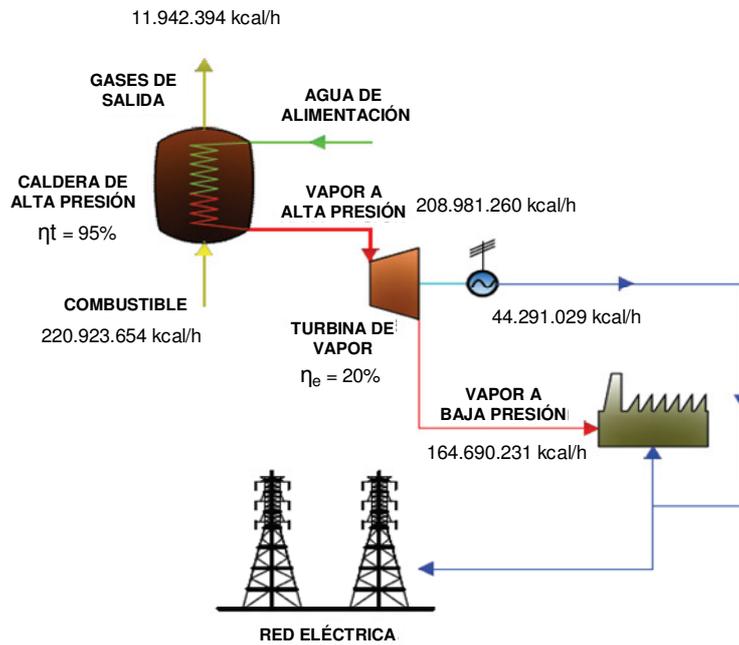


Figura 3.6: Complejo A: Sistema resultante con consumos de combustible preliminares

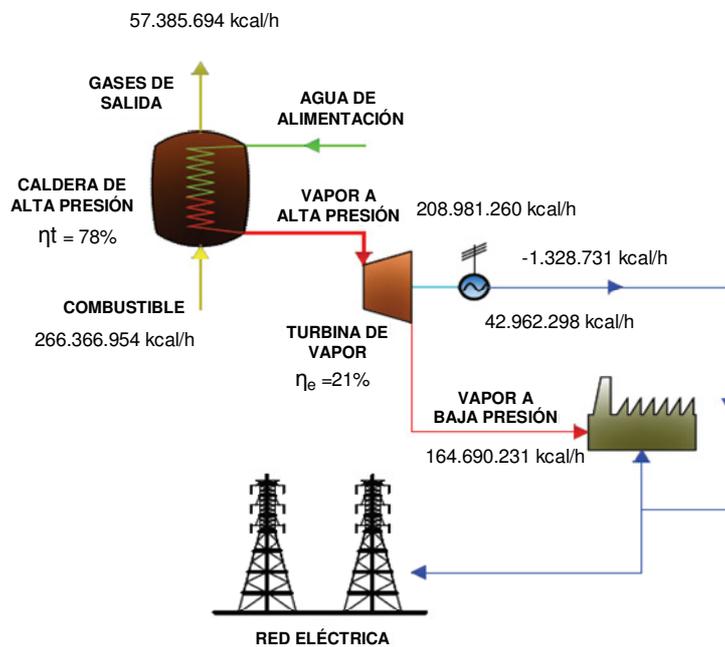


Figura 3.7: Complejo A: Sistema resultante para una  $\eta_{gc}$  igual a 78%<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Se considera pérdidas en el generador eléctrico de 3% y se desprecia las pérdidas en las líneas de vapor y en la distribución eléctrica.

### 2.1.2 Complejo B

El Complejo B está provisto de instalaciones capaces de autoabastecer los servicios industriales que requieren sus operaciones.

Posee dos turbinas de gas de 22 MW de capacidad nominal para suplir la totalidad de la demanda eléctrica. El combustible utilizado es gas natural, tanto para la generación de electricidad como de vapor.

La planta cuenta con cuatro generadores de vapor de 40 ton/h de capacidad cada uno. Los datos nominales son los siguientes:

- Presión: 30 - 33 kg/cm<sup>2</sup>
- Temperatura de vapor: 375 - 410 °C
- Consumo: 5.070 - 5.371 Nm<sup>3</sup>/h de gas natural

Los parámetros de operación son:

No. CALDERA	PRESIÓN VAPOR A PROCESO kg/cm <sup>2</sup>	TEMP. VAPOR A PROCESO °C	PRODUCCIÓN DE VAPOR ton/hr	TEMP. AGUA DE ALIMENTACIÓN °C
1	32	342	38	117
2	32	380	43	117
3	32	376	39	117
4	32	390	37	117

En la tabla 3.2 se presentan los valores promedios de los consumos de vapor, electricidad y combustible obtenidos a partir de los datos proporcionados para un período de 24 meses.

**Tabla 3.2 Datos promedio de consumo de vapor, electricidad y combustible del Complejo B**

<b>Producción Vapor (ton/mes)</b>	73.642
<b>Calor Útil Vapor (kJ/mes)<sup>a</sup></b>	1,97965E+11
<b>Calor Útil Vapor (MW)</b>	75,33
<b>Consumo de Gas Natural para generación de vapor (Nm<sup>3</sup>/mes)</b>	6.171.726
<b>Consumo de Gas Natural para generación eléctrica (Nm<sup>3</sup>/mes)</b>	6.344.306
<b>Poder Calorífico Inferior del Gas Natural (kcal/m<sup>3</sup>)</b>	8.949
<b>Consumo Total de Combustible (kcal/h)</b>	153.434.843
<b>Eficiencia <math>\eta_{gc}</math> (%)</b>	86
<b>Eficiencia <math>\eta_{autogeneración}</math> (%)</b>	17
<b>Demanda Promedio (MW)</b>	15,43
<b>Tiempo de operación (h/año)</b>	8.760

<sup>a</sup> Para el cálculo de calor útil, las entalpías se trabajaron con vapor a 32 kg/cm<sup>2</sup> y 380 °C y agua de alimentación a 117 °C

En las figuras 3.8, 3.9, 3.10 se presentan, para un período de dos años, los consumos de energía eléctrica y térmica, demanda de potencia eléctrica promedio y la relación Q/E

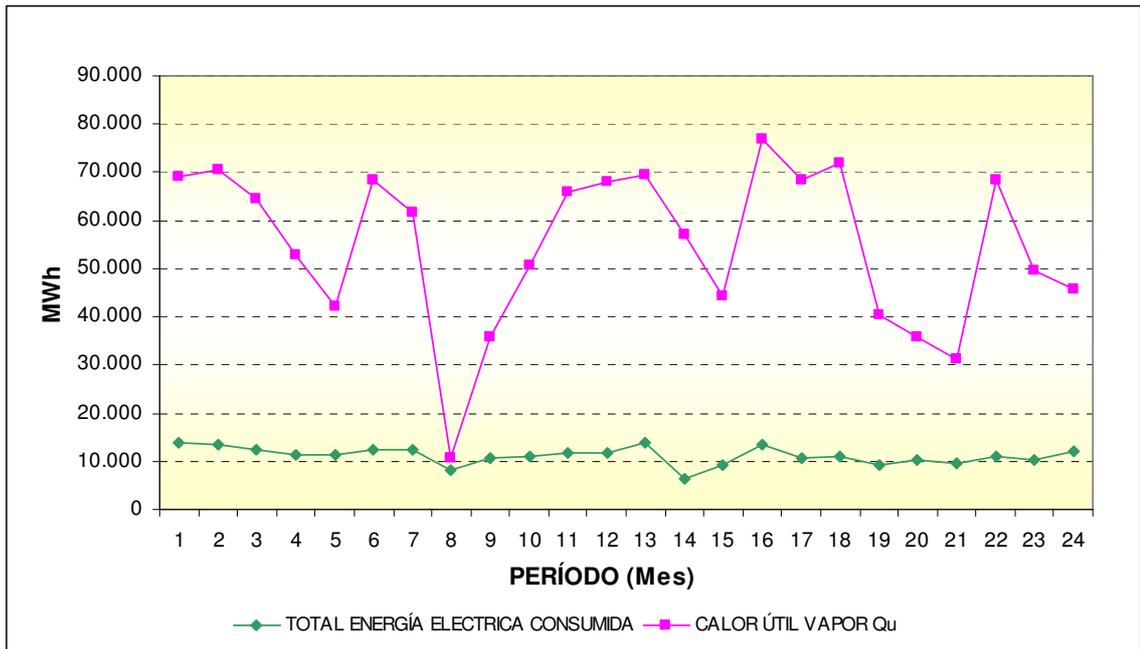


Figura 3.8: Complejo B: Comportamiento en el tiempo de la demanda de energía térmica y energía eléctrica

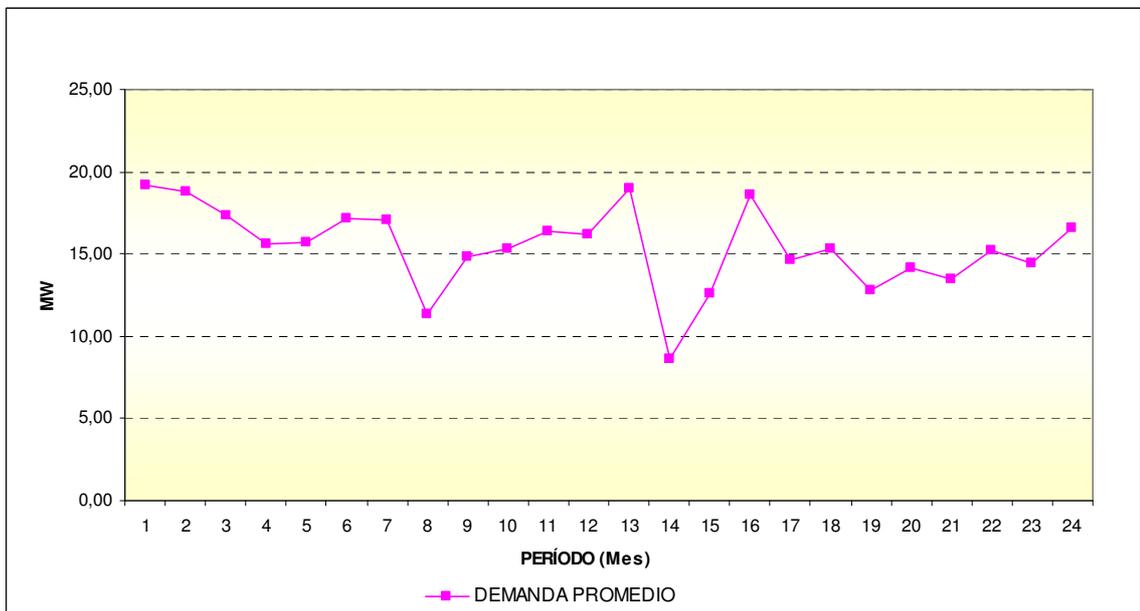


Figura 3.9: Complejo B: Comportamiento en el tiempo de la demanda de potencia eléctrica promedio

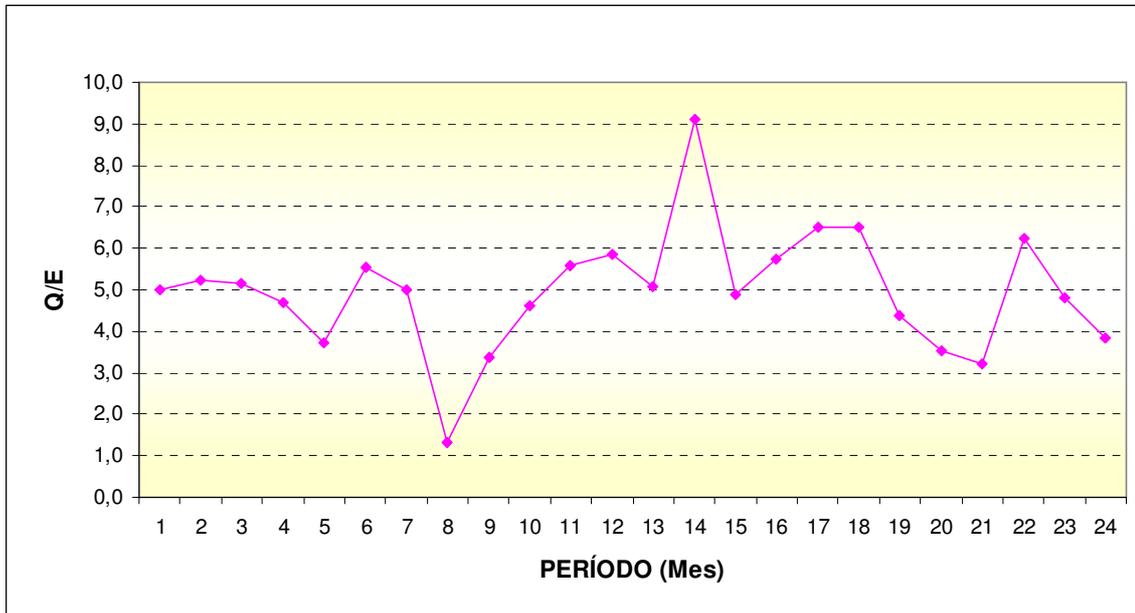


Figura 3.10: Complejo B: Relación Q/E (MWht/MWhe)

Eliminando los puntos 8 y 14 por parecer atípicos, la relación Q/E varía entre 3,2 y 6,4 MWht/MWhe siendo el valor promedio de 5. Esto indica una relación Q/E alta, es decir, cargas de calor muy grandes en relación con los requerimientos de potencia.

Según la tabla 2.1, para el rango de 3,2 y 6,4 de Q/E, se puede seleccionar tanto turbinas de vapor con contrapresión como turbinas de vapor a extracción-condensación. En este caso, se observa grandes variaciones en el consumo de energía térmica que pueden afectar la generación eléctrica, por lo que resulta más favorable la selección de la turbina de vapor a extracción-condensación. Estos sistemas tienen como principal característica su capacidad para satisfacer una relación energía térmica/eléctrica muy variante. Tiene como desventaja que requiere volúmenes considerables de agua de enfriamiento, por lo que será necesario evaluar las limitaciones de este recurso. Aún así, se selecciona la turbina de vapor a extracción-condensación.

Dado el calor útil y la relación Q/E, se estima un potencial de cogeneración para el Complejo B de 15,21 MWe (13.108.276 kcal/h) y capacidad de generación

eléctrica de 119.881 MWh/año (la capacidad de entrega estaría en el orden de los 116.285 MWh).

La demanda promedio del Complejo B se ubica 15,43 MW para un consumo de energía de 133.309 MWh/año, por lo que el sistema de cogeneración no satisface los requerimientos totales de energía y, en consecuencia, tampoco las demandas de potencia máximas.

Para el cálculo del consumo de combustible de la cogeneración,  $C_{cog}$ , se mantiene la eficiencia del motor primario seleccionado en 20% y un tiempo de operación del sistema de 7.884 horas/año. El combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración resultante es de 515,49 Tcal/año (65.384.079,54 kcal/h).

En la figura 3.11 se observa el balance energético del sistema de cogeneración, calculado a partir de los resultados preliminares de combustible, donde se requiere una eficiencia de generación de vapor mayor a 100% para poder cubrir los requerimientos de energía térmica de 64.938.994 kcal/h (75,33 MW), resultando un absurdo.

La figura 3.12 muestra los resultados considerando la eficiencia actual de generación de vapor de 86%, lo que requiere mayor cantidad de combustible al calculado premilinarmente e inclusive es necesario incrementar el potencial de cogeneración a 20,72 MWe para responder a las necesidades de vapor. Con dicho potencial se satisface los requerimientos de vapor y electricidad, quedando un excedente de 25.112 MWh/año que puede ser exportado al SEN.

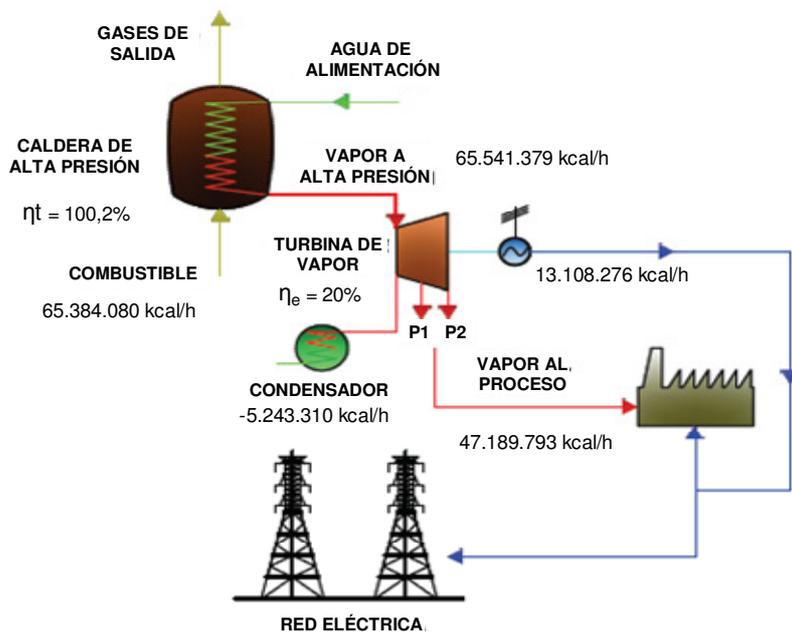


Figura 3.11: Complejo B: Sistema resultante con consumos de combustible preliminares

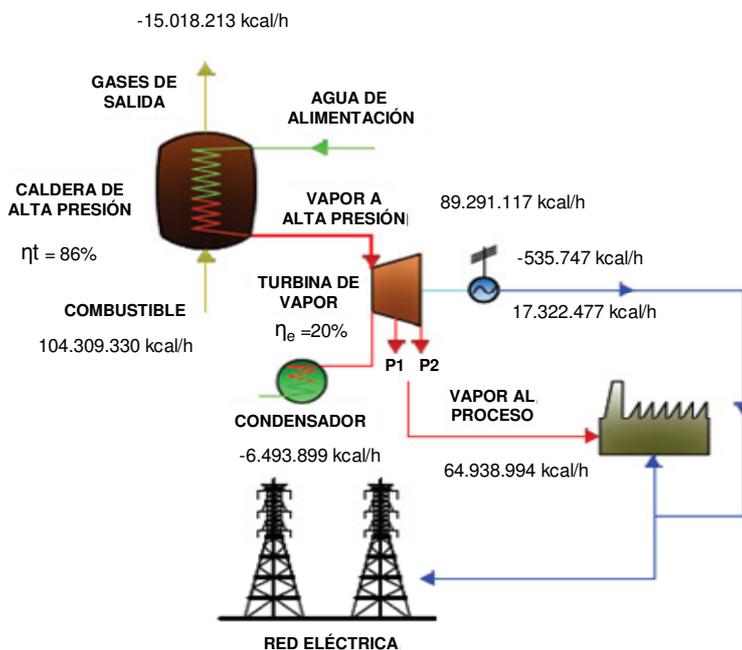


Figura 3.12: Complejo B: Sistema resultante para una  $\eta_{gc}$  igual a 86% y potencial de cogeneración de 20,72 MWe.

### 2.1.3 Complejo C

El Complejo C cuenta con toda la infraestructura de servicios industriales que requieren las distintas plantas allí instaladas. Dispone de sistemas de generación de electricidad que cubren parte de sus necesidades eléctricas, además de los sistemas de generación y distribución de vapor.

Para suplir parte de la demanda eléctrica posee tres turbinas de gas de 2x20 y 1x33 MW de capacidad nominal y una turbina de vapor a condensación de 40 MW que suman 113 MW de capacidad instalada. Utiliza gas natural para las turbinas de gas y una mezcla de gasoil y aceite de pirólisis para la turbina de vapor.

El Complejo tiene operando nueve generadores de vapor de varias capacidades, cuyos datos nominales son los siguientes:

- Capacidades nominales: 82 – 215 ton/h
- Presión: 650 psi (45,5 kg/cm<sup>2</sup>)
- Temperatura de vapor: 400 °C
- Consumo de gas natural: 6.970 – 18.275 Nm<sup>3</sup>/h de gas natural
- Consumo de aceite de pirólisis o aceite pesado (AP): 6,88 – 12,76 TM/h

Los parámetros de operación son:

No. CALDERA	PRESIÓN VAPOR A PROCESO	TEMP. VAPOR A PROCESO	FLUJO DE COMBUSTIBLE (AP)	FLUJO DE COMBUSTIBLE (GAS NATURAL)	PRODUCCIÓN DE VAPOR	TEMP. AGUA DE ALIMENTACIÓN
	PSI	°C	TM/hr	Nm <sup>3</sup> /hr	ton/hr	°C
1	650	400	2,15	5541,13	60,41	126
2	650	400	1,70	1866,71	49,59	125
3	650	400	1,35	2111,75	53,35	132
4	650	400	3,03	1136,33	49,53	132
5	650	400	1,05	2416,75	48,9	130
6	650	400	0,00	3183,58	53,66	130
7	650	400	4,63	1005,00	46,98	130
8	650	400	3,22	1155,04	62,81	130
9	650	400	0,00	3886,42	60,9	130

En la tabla 3.3 se presentan los valores promedios de los consumos de vapor, electricidad y combustible obtenidos a partir de los datos proporcionados para un período de 24 meses:

**Tabla 3.3 Datos promedio de consumo de vapor, electricidad y combustible del Complejo C**

<b>Producción Vapor (ton/mes)</b>	353.886
<b>Calor Útil Vapor (kJ/mes)<sup>a</sup></b>	9,40045E+11
<b>Calor Útil Vapor (MW)</b>	357,70
<b>Consumo de Gas Natural para generación de vapor (Nm<sup>3</sup>/mes)</b>	20.286.819
<b>Consumo de Aceite Pesado para generación de vapor (TM/mes)</b>	5.043
<b>Consumo de Gas Natural para generación eléctrica (Nm<sup>3</sup>/mes)</b>	19.590.860
<b>Consumo de Gasoil + Aceite Pesado<sup>b</sup> para generación eléctrica (TM/mes)</b>	2.482
<b>Poder Calorífico Inferior del Gas Natural (kcal/m<sup>3</sup>)</b>	10.445
<b>Poder Calorífico Inferior del Gasoil (kcal/TM)</b>	10.277.938
<b>Poder Calorífico Inferior del Aceite Pesado (kcal/TM)</b>	9.146.254
<b>Poder Calorífico Inferior del Gasoil + Aceite Pesado (kcal/TM)</b>	10.108.186

<b>Consumo Total de Combustible (kcal/h)</b>	703.099.685
<b>Eficiencia <math>\eta_{gc}</math> (%)</b>	88
<b>Eficiencia <math>\eta_{\text{autogeneración}}</math> (%)</b>	20
<b>Consumo de Energía Eléctrica del SEN (MWh/mes)</b>	24.180
<b>Consumo de Energía Eléctrica Autogenerada (MWh/mes)</b>	52.876
<b>Demanda Máxima (MW)</b>	121,67
<b>Demanda Promedio (MW)</b>	105,60
<b>Tiempo de operación (h/año)</b>	8.760

<sup>a</sup> Para el cálculo de calor útil, las entalpías se trabajaron con vapor a 45,5 kg/cm<sup>2</sup> y 400 °C y agua de alimentación a 130 °C

<sup>b</sup> La mezcla corresponde a 85% gasoil y 15% aceite pesado.

En las figuras 3.13, 3.14, 3.15 se presentan, para un período de dos años, los consumos de energía eléctrica y térmica, demanda de potencia eléctrica máxima y promedio y la relación Q/E.

La relación Q/E varía entre 2,3 y 4,2 MWht/MWhe, aunque la mayor parte del tiempo se encuentra por debajo de 3,5 y el valor promedio se sitúa en 3.

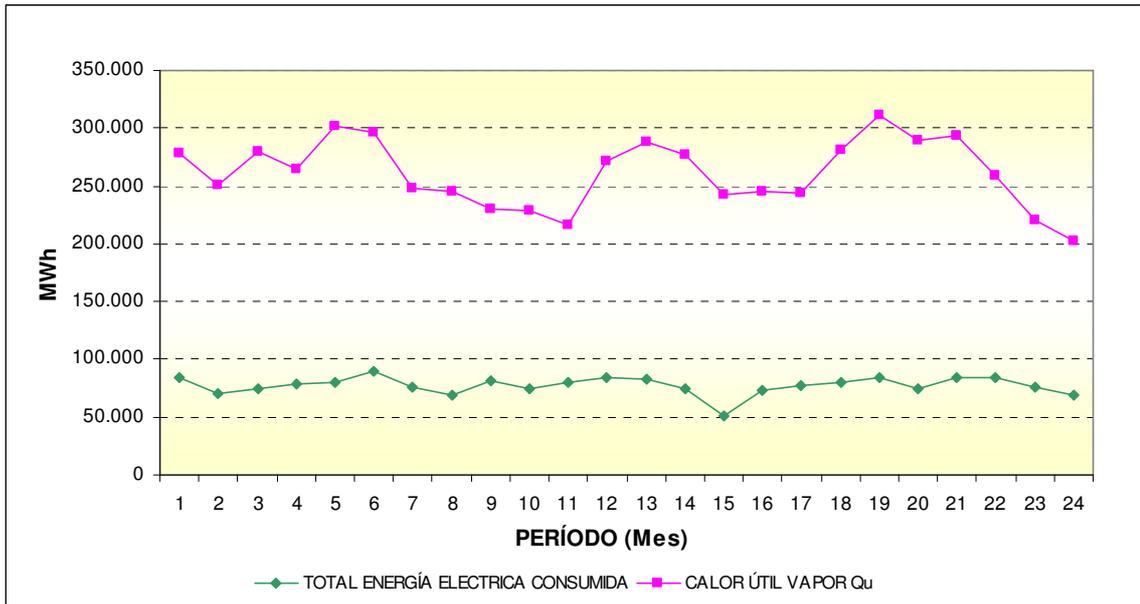


Figura 3.13: Complejo C: Comportamiento en el tiempo de la demanda de energía térmica y energía eléctrica

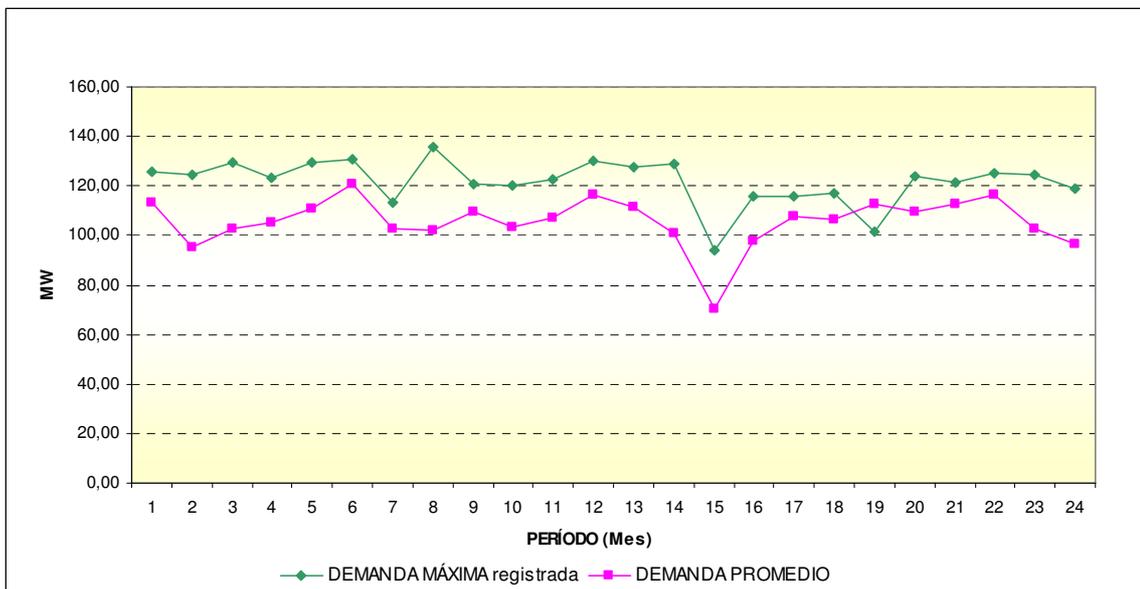


Figura 3.14: Complejo C: Comportamiento en el tiempo de la demanda de potencia eléctrica máxima y promedio

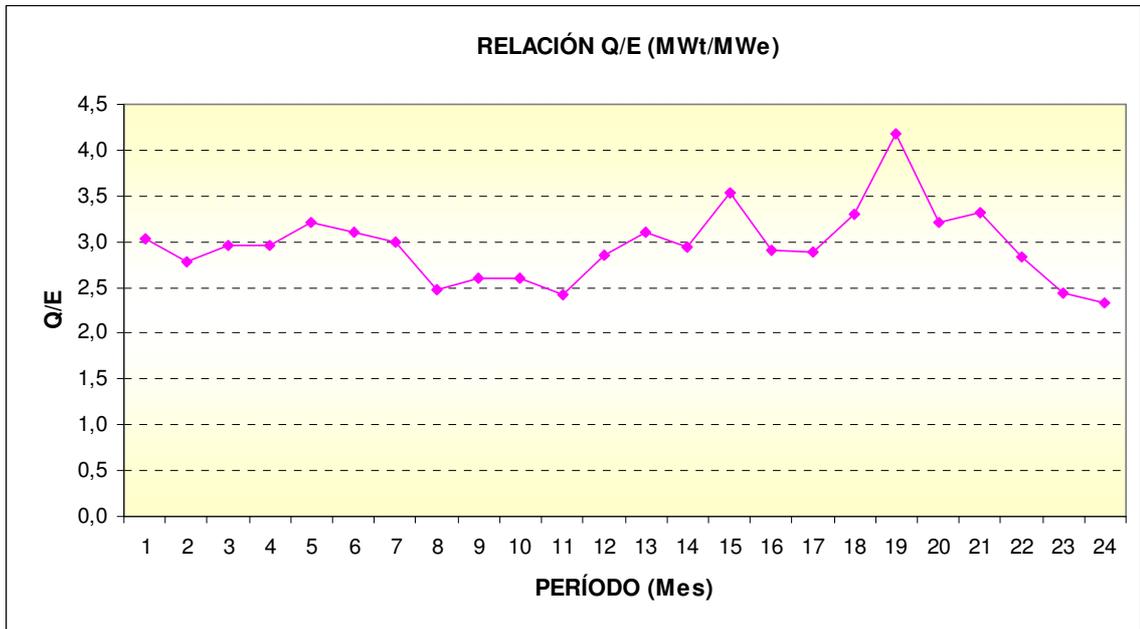


Figura 3.15: Complejo C: Relación Q/E (MWt/MWe)

Según la tabla 2.1, para el rango de 2,3 y 3,5 de Q/E, la tecnología apropiada resulta ser turbina de vapor a extracción-condensación. Podría seleccionarse turbinas a gas, pero son equipos exigentes en el tipo de combustible a utilizar dado que los gases de la combustión pasan directamente a la turbina. Además se desaprovecharía el combustible residual producido en el Complejo, para lo cual las turbinas de vapor no presentan restricciones en su uso. Bajo este criterio, se selecciona la turbina de vapor a extracción-condensación.

El potencial de cogeneración estimado para el Complejo C es de 121,04 MWe (104.341.881,39 kcal/h) y capacidad de generación eléctrica de 954.252 MWh/año (la capacidad de entrega estaría en el orden de los 925.625 MWh).

La demanda máxima registrada en el período es de 135,50 MW y la demanda máxima promedio de 121,67 MW.

En este caso, el sistema de cogeneración cubre la cantidad promedio de energía requerida de 924.673 MWh/año y su capacidad está cerca de la demanda máxima promedio, aunque en algunos momentos requerirá recurrir al SEN para cubrir los picos de demanda.

Considerando la eficiencia del motor primario seleccionado en 20% y un tiempo de operación del sistema de 7.884 horas/año, el consumo de combustible de la cogeneración,  $C_{\text{cog}}$ , se estima en 4.103,29 Tcal/año (520.457.304,39 kcal/h).

En la figura 3.16 se observa el balance energético del sistema de cogeneración, calculado a partir de los resultados preliminares de combustible, donde se requiere una eficiencia aceptable de generación de vapor de 82%. Este consumo permite cubrir los requerimientos de energía térmica (308.365.308,33 kcal/h) pero no los de electricidad (77.056 MWh/mes), dejando la opción de comprar energía al sistema.

La figura 3.17 presenta el esquema considerando la eficiencia actual de generación de vapor de 88% y una menor cantidad de combustible, siendo necesario comprar energía eléctrica al SEN, pero garantiza el vapor necesario con un mayor rendimiento global del sistema y se reduce el potencial de cogeneración a 98,37 MWe.

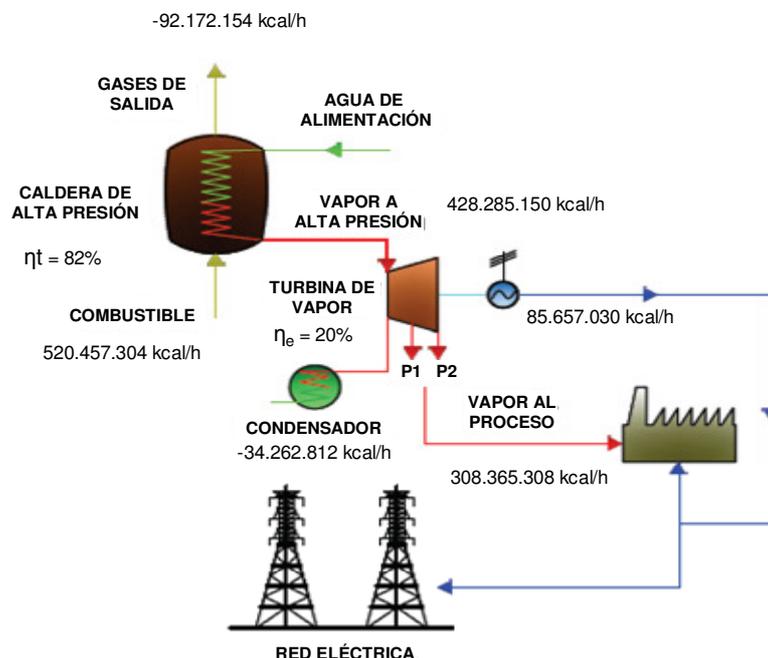


Figura 3.16: Complejo C: Sistema resultante con consumos de combustible preliminares

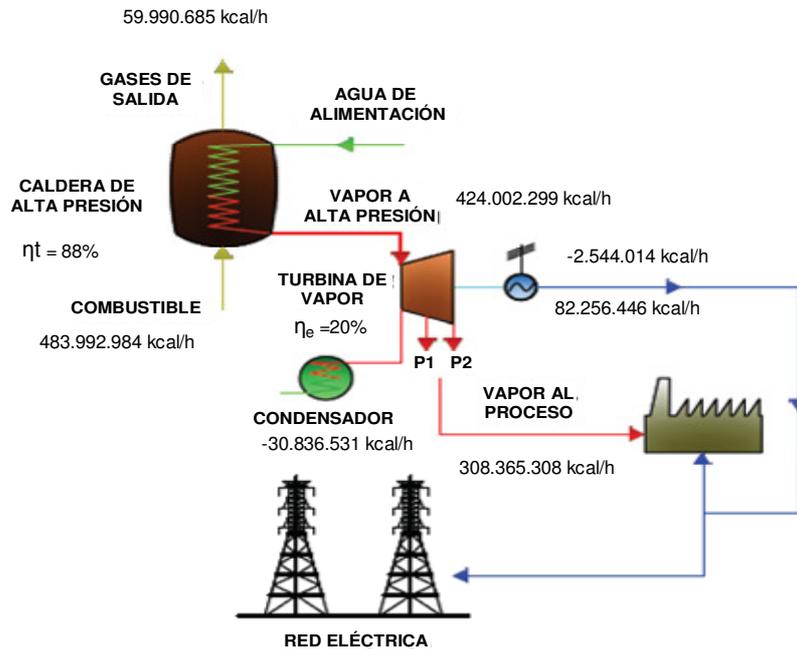


Figura 3.17: Complejo C: Sistema resultante para una  $\eta_{gc}$  igual a 88%

La tabla siguiente resume los resultados obtenidos del potencial de cogeneración y el consumo de combustible.

**Tabla 3.4 Potencial de cogeneración y consumo de combustible**

Complejo	Potencial de Cogeneración $P_{cog}$ (Mwe)	Capacidad de Generación Eléctrica (MWh/año)	Consumo de Combustible (Tcal/año)
Complejo A	51,4	411.021	2.131
Complejo B	20,7	158.422	822
Complejo C	98,4	954.252	3.816
<b>Total</b>	<b>170,5</b>	<b>1.523.695</b>	<b>6.769</b>

## 2.2. Índices de Rendimiento, Ahorros de Energía Primaria, Ahorros Económicos y Relación Beneficio/Costo

### 2.2.1 Complejo A

Para el cálculo de los índices de rendimiento se parte de los siguientes resultados:

Energía eléctrica generada mediante cogeneración  $E_{cog}$ : 42.962.298 kcal/h.

Calor cogenerado  $Q_{cog}$ : 164.690.231 kcal/h

Combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración  $C_{cog}$ : 266.366.954 kcal/h.

Eficiencia de la producción de calor  $\eta_{gc}$ : 78%

Utilizando las expresiones 2.6, 2.7 y 2.8 del capítulo 2 se obtiene:

Rendimiento Global del Sistema de Cogeneración  $\eta_{gcog}$ : 78,5%.

Rendimiento en la Producción de Energía Eléctrica  $\eta_{Ngcog}$ : 17 %.

Rendimiento Neto en la Producción de Energía Eléctrica o Rendimiento Eléctrico Equivalente  $REE$ : 0,78

Para el cálculo de ahorro de energía primaria se considera una eficiencia de las plantas termoeléctricas del SEN de 32% y un factor de pérdida de 0,97 que incluye pérdidas en transmisión estimadas en 3% del disponible bruto en A.T [4][2]. Esto ubica la eficiencia eléctrica convencional  $\eta_{SEN}$  en 31%.

De la expresión 2.10 y 2.11 del capítulo de metodología se estiman los ahorros de energía primaria en 81.956.239 kcal/h (655.649.915 Mcal/año), lo que representa un porcentaje de ahorro de 24%.

Dado los siguientes datos, en la tabla 3.5 se presentan los ahorros económicos

Precio de la energía eléctrica ajustado con los factores FAP y CACE (sin IVA): 0,0374 BsF/kWh.

Compra de energía eléctrica al SEN: 373.745.750 kWh/año

Precio de la demanda eléctrica ajustado con el factor FAP (sin IVA): 2,4344 BsF/kVA.

Compra de demanda de potencia al SEN<sup>6</sup>: 57.692 kVA

Precio del gas natural: 0,2700 BsF/m<sup>3</sup>.

---

<sup>6</sup> Calculado para un F.P. de 0,9

Costo de operación y mantenimiento del sistema de cogeneración: 1,63 \$/MWh.

Excedente de energía eléctrica con la cogeneración: 24.944 MWh/año

Precio de venta de excedente: 0,0318 BsF/kWh.

Costo del kW instalado de cogeneración (sin sistemas de recuperación) <sup>7</sup>: 750 \$/kW.

Precio internacional del Diesel [51]: 3,98 \$/galón.

Cantidad de Diesel liberado: 9,17 miles de m<sup>3</sup>/año.

Tasa de cambio: 4,30 BsF/US\$

### Tabla 3.5 Complejo A: Ahorros económicos

Costo sin Cogeneración (BsF/año)	
Costo por Demanda y Energía Eléctrica (SEN) <sup>a</sup>	17.550.042
Costo por Combustible para Generación de Energía Térmica <sup>b</sup>	48.858.230
<b>Total Costo sin cogeneración</b>	<b>66.408.273</b>
Costo con Cogeneración (BsF/año)	
Costo por Combustible para Cogeneración <sup>c</sup>	61.090.115
Costo de Operación y mantenimiento	2.619.584
Ingreso por ventas de excedente de energía eléctrica	793.336
<b>Total Costo con cogeneración</b>	<b>62.916.363,38</b>
Ahorros (BsF/año)	
Ahorros Económicos sin ingresos por ventas en el mercado internacional del Diesel liberado	3.491.910
<b>Ahorros Económicos con ingresos por ventas en el mercado internacional del Diesel liberado</b>	<b>44.786.012</b>

<sup>a</sup> Incluye IVA de 12%.

<sup>b</sup> Sólo se considera gas natural. Al off gas se le ha asignado costo cero.

<sup>c</sup> Se asume que al menos 10% del combustible de cogeneración se satisface con off gas. El consumo de gas se ubicaría en 226.294.050 m<sup>3</sup>/año.

Para una inversión de 38.533.196 US\$, el tiempo de recuperación considerando los ingresos por venta de diesel en el mercado internacional es de 3,7 años.

---

<sup>7</sup> Se toma como referencia los valores considerados en el Manual de Metodología para el Análisis de Previabilidad en los Sistemas de Cogeneración de la CONAE, capítulo. 6, donde los costos para turbinas de vapor, sin sistemas de recuperación, varía entre 420 y 1.080 \$/kW.

La relación beneficio/costo a valor presente neto es de 1,5 (ver Anexo II), lo que resulta una inversión en cogeneración económicamente factible.

### 2.2.2 Complejo B

Para el cálculo de los índices de rendimiento se parte de los siguientes resultados:

Energía eléctrica generada mediante cogeneración  $E_{cog}$  : 17.322.477 kcal/h.

Calor cogenerado  $Q_{cog}$ : 64.938.994 kcal/h

Combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración  $C_{cog}$ : 104.309.330 kcal/h.

Eficiencia de la producción de calor  $\eta_{gc}$ : 86%

Utilizando las expresiones 2.6, 2.7 y 2.8 del capítulo 2 se obtiene:

Rendimiento Global del Sistema de Cogeneración  $\eta_{gcog}$ : 78,9%.

Rendimiento en la Producción de Energía Eléctrica  $\eta_{Ngcog}$ : 17 %.

Rendimiento Neto en la Producción de Energía Eléctrica o Rendimiento Eléctrico Equivalente  $REE$ : 0,61

El Complejo B autogenera la totalidad de la energía eléctrica que requiere con una eficiencia promedio de generación de 17%.

De la expresión 2.10 y 2.11 del capítulo de metodología se estiman los ahorros de energía primaria en 73.578.646 kcal/h (580.094.042 Mcal/año), lo que representa un porcentaje de ahorro de 41%.

Dado los siguientes datos, en la tabla 3.6 se presentan los ahorros económicos

Precio del gas natural: 0,0368 BsF/m<sup>3</sup> <sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Tomado de la Gaceta Oficial 38.401 del 20/03/06, Resolución por la cual se establece los precios del gas metano para el mercado interno.

Consumo promedio de gas natural para generación térmica: 74.060.717 m<sup>3</sup>/año.

Consumo promedio de gas natural para generación eléctrica: 76.131.674 m<sup>3</sup>/año.

Costo de operación y mantenimiento del sistema de cogeneración: 1,63 \$/MWh.

Consumo de gas natural para cogeneración: 91.894.518 m<sup>3</sup>/año.

Excedente de energía eléctrica con la cogeneración: 25.112 MWh/año

Precio de venta de excedente: 0,0332 BsF/kWh.

Costo del kW instalado de cogeneración (sin sistemas de recuperación): 750 \$/kW.

### Tabla 3.6 Complejo B: Ahorros económicos

Costo sin Cogeneración (BsF/año)	
Costo por Combustible para Generación de Energía Térmica	2.726.323
Costo por Combustible para Generación de Energía Eléctrica	2.802.559
<b>Total Costo sin cogeneración</b>	<b>5.528.882</b>
Costo con Cogeneración (BsF/año)	
Costo por Combustible para Cogeneración	3.382.821
Costo de Operación y mantenimiento	1.110.377
Ingreso por ventas de excedente de energía eléctrica	834.415
<b>Total Costo con cogeneración</b>	<b>3.658.783</b>
<b>Ahorros (BsF/año)</b>	<b>1.870.099</b>

Para una inversión de 15.536.654 US\$, el tiempo de recuperación es de 36 años y la relación beneficio/costo a valor presente neto es de 0,2 (ver Anexo II). Estos resultados muestran que, al igual que otros proyectos de eficiencia energética, la cogeneración depende significativamente de los precios de la energía, siendo estos una barrera a la inversión en proyectos de cogeneración cuando son muy bajos comparados con montos de inversión elevados. De tal forma queda demostrado con el caso anterior, cuando se aprovecha el costo de oportunidad a precios internacionales que hacen el proyecto rentable.

### 2.2.3 Complejo C

Para el cálculo de los índices de rendimiento se parte de los siguientes resultados:

Energía eléctrica generada mediante cogeneración  $E_{\text{cog}}$  : 82.256.446 kcal/h.

Calor cogenerado  $Q_{\text{cog}}$ : 308.365.308 kcal/h

Combustible o energía primaria consumida por el sistema de cogeneración  $C_{\text{cog}}$ : 483.992.984 kcal/h.

Eficiencia de la producción de calor  $\eta_{\text{gc}}$ : 88%

Utilizando las expresiones 2.6, 2.7 y 2.8 del capítulo 2 se obtiene:

Rendimiento Global del Sistema de Cogeneración  $\eta_{\text{gcog}}$ : 80,7%.

Rendimiento en la Producción de Energía Eléctrica  $\eta_{\text{Ngcog}}$ : 17 %.

Rendimiento Neto en la Producción de Energía Eléctrica o Rendimiento Eléctrico Equivalente  $REE$ : 0,62

Para el cálculo de ahorro de energía primaria se toma en cuenta las eficiencias de la autogeneración y de las plantas termoeléctricas del SEN, siendo éstas 20% y 31% respectivamente. En promedio, el 69% de la energía eléctrica consumida por el Complejo lo suministra la autogeneración.

De la expresión 2.10 y 2.11 del capítulo de metodología se estiman los ahorros de energía primaria en 256.309.375,14 kcal/h (2.020.743.114 Mcal/año), lo que representa un porcentaje de ahorro de 32%.

Dado los siguientes datos, en la tabla 3.7 se presentan los ahorros económicos

Precio de la energía eléctrica ajustado con los factores FAP y CACE (sin IVA): 0,0347 BsF/kWh.

Compra de energía eléctrica al SEN: 290.159.638 kWh/año

Precio de la demanda eléctrica ajustado con el factor FAP (sin IVA): 4,2912 BsF/kVA.

Compra de demanda de potencia al SEN<sup>9</sup>: 83.594 kVA

Precio del gas natural: 0,0661 BsF/m<sup>3</sup>.

Precio del gasoil: 175,00 BsF/TM.

Consumo promedio de gas natural para generación térmica: 243.441.825 m<sup>3</sup>/año.

Consumo promedio de gas natural para generación eléctrica: 235.090.316 m<sup>3</sup>/año.

Consumo promedio de gasoil para generación eléctrica: 25317 TM/año.

Compra de demanda y energía al SEN con la cogeneración: 24.001 kVA y 172.401.478 MWh/año

Consumo de gas natural para cogeneración: 365.320.097 m<sup>3</sup>/año.

Costo de operación y mantenimiento del sistema de cogeneración: 1,63 \$/MWh.

Costo del kW instalado de cogeneración (sin sistemas de recuperación): 750 \$/kW.

Precio internacional del Diesel [51]: 3,98 \$/galón.

Cantidad de Diesel liberado: 223,42 miles de m<sup>3</sup>/año.

---

<sup>9</sup> Demanda Asignada Contratada 70 MVA y F.P. de 0,82. Cuando la demanda se excede de 79 MVA se paga un recargo de 25%.

**Tabla 3.7 Complejo C: Ahorros económicos**

<b>Costo sin Cogeneración (BsF/año)</b>	
<b>Costo por Demanda y Energía Eléctrica (SEN) <sup>a</sup></b>	16.154.743
<b>Costo por Combustible para Generación de Energía Térmica <sup>b</sup></b>	16.095.156
<b>Costo por Combustible para Generación de Energía Eléctrica <sup>c</sup></b>	19.973.461
<b>Total Costo sin cogeneración</b>	52.223.361
<b>Costo con Cogeneración (BsF/año)</b>	
<b>Costo por Combustible para Cogeneración <sup>d</sup></b>	20.530.167
<b>Costo de Operación y mantenimiento</b>	5.272.670
<b>Costo por Demanda y Energía Eléctrica (SEN)</b>	8.078.810
<b>Total Costo con cogeneración</b>	33.881.647
<b>Ahorros (BsF/año)</b>	
<b>Ahorros Económicos sin ingresos por ventas en el mercado internacional del Diesel liberado</b>	18.341.713
<b>Ahorros Económicos con ingresos por ventas en el mercado internacional del Diesel liberado</b>	34.397.523

<sup>a</sup> Incluye IVA de 12%

<sup>b</sup> Sólo se considera gas natural.

<sup>c</sup> El Complejo consume en promedio 85% de gasoil y 15% de aceite pesado al que se le ha asignado costo cero.

<sup>d</sup> Se asume que al menos 15% del combustible de cogeneración se satisface con aceite pesado. El consumo de gas se ubicaría en 310.522.083 m<sup>3</sup>/año.

Para una inversión de 73.776.400 US\$, el tiempo de recuperación considerando los ingresos por venta de diesel en el mercado internacional es de 2,1 años.

La relación beneficio/costo a valor presente neto es de 2,5 (ver Anexo II), lo que resulta una inversión en cogeneración atractiva económicamente. A manera de comparación, en los estudios de potencial de cogeneración de México, se considera económicamente factible aquellos proyectos con excedentes al SEN que tengan períodos de retorno de inversión entre 1,47 y 3,69 años y relación beneficio/costo de 2,76 y 6,18 veces (considera que los excedentes no estarían sujetos al despacho y pagaría al SEN únicamente por la energía a un valor del 85% de la tarifa HS aplicable)[7].

En resumen se tienen los siguientes resultados:

**Tabla 3.8 Índices de rendimiento, ahorros de energía primaria, ahorros económicos y relación beneficio/costo**

	Complejo A	Complejo B	Complejo C
Rendimiento Global del Sistema de Cogeneración $\eta_{gcog}$ (%)	78%	79%	81%
Rendimiento en la Producción de Energía Eléctrica $\eta_{Ncog}$	17%	17%	17%
Rendimiento Neto en la Producción de Energía Eléctrica o Rendimiento Eléctrico Equivalente REE	0,78	0,61	0,62
Ahorro de Energía Primaria $A_{EP}$ (Tcal/año)	656	580	2.021
Ahorro de Energía Primaria $A_{EP}$ (%)	24%	41%	32%
Ahorros Económicos sin ingresos por ventas en el mercado internacional del Diesel liberado (MBsF/año)	3.492	1.870	18.342
Ahorros Económicos (M\$/año)	812	435	4.266
Ahorros Económicos con ingresos por ventas en el mercado internacional del Diesel liberado (MBsF/año)	44.786	NA	147.909
Ahorros Económicos (M\$/año)	10.415	NA	34.398
Tiempo de recuperación de la inversión sin considerar ingresos por ventas del Diesel en el mercado internacional (años)	47	36	17
Tiempo de recuperación de la inversión considerando ingresos por ventas del Diesel en el mercado internacional (años)	4	NA	2,1
Reducción de Emisiones de $A_{CO_2}$ (ton $CO_2$ /año)	245.088	135.665	671.780
Relación Beneficio/Costo	1,5	0,2	2,5

### 2.3. Reducción de Emisiones de $CO_2$

Como se mencionó en el capítulo 2, el Panel Intergubernamental de Cambios Climáticos sugiere, en el caso que no se disponga de valores reales del contenido de carbono de los combustibles, utilizar los siguientes valores por defecto, los cuales permiten estimar las emisiones con un nivel aceptable de exactitud.

Contenido de carbono del gas natural: 15,3 ton de carbón/TJ.

Contenido de carbono del diesel: 20,2 ton de carbón/TJ.

Contenido de carbono del fuel oil: 21,1 ton de carbón/TJ.

Fracción de carbón oxidado para el gas natural: 0,995

Fracción de carbón oxidado para el diesel y el fuel oil: 0,99

Como no se dispone del contenido de carbono para los combustibles residuales, el off gas se trata como gas natural y el aceite pesado como fuel oil.

Bajo estas condiciones, la tabla 3.9 presenta un resumen de la cantidad de CO<sub>2</sub> que se deja de emitir al ambiente con la instalación de sistemas de cogeneración en los tres complejos.

**Tabla 3.9 Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>**

	<b>Ton CO2/año</b>
<b>Complejo A</b>	245.088
<b>Complejo B</b>	135.665
<b>Complejo C</b>	671.780
<b>Total</b>	1.052.533

### **Conclusiones Parciales**

1. El potencial de cogeneración estimado para el Sector Petroquímico de Venezuela se sitúa en 170,5 MWe y los ahorros de combustible en 3.256,5 Tcal/año. Esto representa ahorros económicos de 192,7 millones de BsF/año. Si se considera como potencial económicamente factible aquellas alternativas con períodos de recuperación menor a cuatro años, entonces éste se ubica en 149,8 MWe con ahorros de combustible por el orden de los 2.676 Tcal/año.
2. La reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente se estiman en 1.053 miles de toneladas anuales.
3. Los costos de inversión en tecnologías de cogeneración son significativamente elevados y las ganancias esperadas son calculadas, en primer lugar, por el beneficio del ahorro de combustible y/o por sustituir la compra de energía eléctrica cuyo precio es notablemente

superior al combustible. En países como el nuestro donde los precios de electricidad son relativamente bajos, los proyectos de cogeneración, como la mayoría de los proyectos de eficiencia energética, son atractivamente económicos cuando en la evaluación económica se incorpora el costo de oportunidad de la venta del combustible ahorrado en el mercado internacional.

## CONCLUSIONES

1. Del estado del arte se concluye que a pesar que la cogeneración es una tecnología de alto grado de madurez y una elevada eficiencia, aún queda mucho potencial por explotar, siendo los países con redes de calefacción los que presentan mayor progreso. Son innumerables las barreras que frenan tal desarrollo, siendo las más comunes las asociadas a los aspectos regulatorios. La cogeneración en Venezuela es poco aprovechada, representando menos del 0,7% de la capacidad de generación del país y limitándose a la industria azucarera.
2. No existe un método específico para determinar el potencial de cogeneración, a diferencia de los utilizados para estimar los índices de rendimiento y ahorros de energía, donde todas las metodologías investigadas son similares. Para el cálculo de los potenciales de cogeneración se seleccionó la metodología utilizada por GAMMA Ingenieros S.A. de donde fue posible extraer las expresiones matemáticas tanto de potencial como de consumo de combustible, además de adaptarse a la información disponible
3. Los resultados obtenidos muestran un potencial teórico interesante de cogeneración de 170,5 MWe, que pudiera aumentar con la incorporación del resto de las plantas del Complejo A; esto representa el 1,7% de la capacidad de generación eléctrica en plantas termoeléctricas a 2010 en el país.
4. La cogeneración es una fuente importante de ahorro de energía primaria en el Sector Petroquímico del orden de 3.256,5 Tcal/año (2.119.973 BEP/año) que corresponde a ahorros de combustible entre 24% y 41% en los complejos petroquímicos.
5. Si se considera como potencial económicamente factible aquellas alternativas con períodos de recuperación menor a cuatro años, entonces

tal potencial se ubica en 149,8 MWe con ahorros de combustible por el orden de los 2.676 Tcal/año (1.742.332 BEP/año).

6. El promedio, el Complejo A dejaría de demandar al SEN cerca de 57 MVA, en momentos de demanda máxima, y el Complejo C dejaría de demandar 59 MVA, lo que contribuye a una mayor seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional al reducir las presiones por limitaciones de capacidad instalada.
7. Los análisis económicos realizados sobre la base de los precios de energía a enero de 2012 y el precio internacional del diesel a abril de 2012, muestran ahorros económicos del orden de 192,7 millones de BsF/año. Sólo aquellas alternativas con posibilidades de venta de diesel liberado a precio internacional son las que resultan financieramente atractivas, con períodos de recuperación menor a cuatro años y relación beneficio/costo mayor a 1,4.
8. En los Complejos B y C, la propuesta de cogeneración permite la liberación anual de 226 millones de metros cúbicos de gas natural que pueden ser destinados como insumo a la producción, por ejemplo, de fertilizantes. En general, el gas liberado puede ser aprovechado en la expansión de la industria petroquímica.

## **RECOMENDACIONES**

1. En la formulación de los lineamientos y políticas que se derivarán a partir de la nueva Ley de Uso Racional y Eficiente de Energía será recomendable reconocer a la cogeneración como una de las alternativas principales para lograr los objetivos de mejorar la eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto de invernadero.
2. Es fundamental para el desarrollo de la cogeneración en el país contar con un marco regulatorio que impulse el uso de estas tecnologías. Para el diseño regulatorio se cuenta con abundantes ejemplos en países donde la

tecnología ha alcanzado un buen nivel de madurez y también su legislación.

3. Conviene evaluar las barreras a la cogeneración y estudiar fórmulas apropiadas para su remoción. Una manera de estimular el desarrollo de la cogeneración es permitir transferir los excedentes de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional y establecer un marco retributivo para venta de energía eléctrica.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] BORROTO NORDELO, ANIBAL – MONTEAGUDO YANES, JOSÉ – DE ARMAS TEYRA, MARCOS - PÉRES LANDÍN, JOSÉ – MONTESINO PÉREZ, MILAGROS – MONTELIER HERNÁNDEZ, SERGIO (2002). Ahorro de Energía en Sistemas Termomecánicos. Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos. Cuba. p 85-110.
- [2] CÁMARA VENEZOLANA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (2008). Estadísticas Consolidadas Año 2007. Website: [www.caveinel.org.ve](http://www.caveinel.org.ve) (Enero 2012).
- [3] CENTRO DE FORMACIÓN Y ADIESTRAMIENTO DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA Y SUS FILIALES - CEPET (1989). La Industria Venezolana de los Hidrocarburos. Editorial Ex Libris. Caracas, Venezuela. Tomo II, P 6.3 – 6.74.
- [4] CENTRO NACIONAL DE GESTIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (2009). Informe Anual 2008. Website: [www.opsis.org.ve](http://www.opsis.org.ve) (2009).
- [5] COMISIÓN PARA EL AHORRO DE ENERGÍA - CONAE (1995). Potencial Nacional de Cogeneración 1995, México. Website: [www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/.../2/potcog.doc](http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/.../2/potcog.doc) (Mayo 2009).
- [6] COMISIÓN PARA EL AHORRO DE ENERGÍA - CONAE (1999). Eficiencia Energética en Sistemas Industriales. Metodología para el Análisis de Previabilidad en los Sistemas de Cogeneración. México. Website: [www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_685\\_1\\_descripcion\\_gene](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_685_1_descripcion_gene) (Mayo 2011).
- [7] CONUEE/CRE/GTZ (2009). Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México. México, D.F. Website: [www.conae.gob.mx/](http://www.conae.gob.mx/)

work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7174/4/EstudioCogeneracion.pdf (Julio 2010).

- [8] COUNCIL OF INDUSTRIAL BOILER OWNERS (2003). Energy Efficiency & Industrial Boiler Efficiency. An Industry Perspective. Website: <http://cibo.org/pubs/whitepaper1.pdf> (Enero 2012).
- [9] CUMPLIENDO LAS METAS DEL MILENIO 2010. República Bolivariana de Venezuela, Impreso en Septiembre de 2010. Website: [unstats.un.org/unsd/dnss/docViewer.aspx?docID=2696](http://unstats.un.org/unsd/dnss/docViewer.aspx?docID=2696) (Agosto 2011).
- [10] D. W. WU, R. Z. WANG (2006). Combined Cooling, Heating and Power: A Review. Progress in Energy and Combustion Science 32 (2006), p 459-495. Website: [www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128506000244](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128506000244) (Junio 2011).
- [11] DIARIO OFICIAL DE LA UNIÓN EUROPEA. Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 11 de febrero de 2004, Relativa al Fomento de la Cogeneración sobre la Base de la Demanda de Calor Útil. Website: [www.maec.es/SiteCollectionDocuments/EspanaylaUnionEuropea/PoliticasyComunitarias/Energia/Directiva2004\\_8\\_cogeneracion.pdf](http://www.maec.es/SiteCollectionDocuments/EspanaylaUnionEuropea/PoliticasyComunitarias/Energia/Directiva2004_8_cogeneracion.pdf) (Mayo 2011).
- [12] DIARIO OFICIAL DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS (2011). Resolución Núm RES/003/2011. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la Cogeneración Eficiente. Website: [www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5178907&fecha=22/02/2011](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5178907&fecha=22/02/2011) (Mayo 2011).
- [13] ENTE REGIONAL DE LA ENERGÍA DE CASTILLA Y LEÓN - EREN – Junta de Castilla y León. Cogeneración: Difusión de Mejores Prácticas y Nuevas Tecnologías de Cogeneración.

- [14] ESCUDERO A., ANA CECILIA – BOTERO B., SERGIO (2009). El Estado del Arte y una Propuesta Integradora para el Estudio de la Brecha Energética en la Implementación de la Cogeneración en el Sector Industrial. *Energética*, Revista del Instituto de Energía, Num. 42, julio-diciembre, 2009, pp. 63-72, Universidad Nacional de Colombia. Website: [redalyc.uaemex.mx/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=147012854007](http://redalyc.uaemex.mx/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=147012854007) (Noviembre 2010).
- [15] EUROSTAT EUROPEAN COMMISSION (2011). *Energy, Transport and Environment Indicators*. 2010 Edition, Belgium. Website: <http://ec.europa.eu/eurostat> (Abril 2011).
- [16] FUNDACIÓN DE LA ENERGÍA DE LA COMUNIDAD DE MADRID – FENERCOM (2010). *Guía de la Cogeneración*. Website: [www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf](http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf) (Marzo 2011).
- [17] GAMMA INGENIEROS S.A. – COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2004). *Evaluación de Desempeño Operacional y Comercial de Centrales de Cogeneración y Estudio del Potencial de Cogeneración en Chile*. Website: [www.articulos.mem.wikispaces.net/file/view/Estudio+Centrales+Cogeneración+\(CNE\).pdf](http://www.articulos.mem.wikispaces.net/file/view/Estudio+Centrales+Cogeneración+(CNE).pdf) (Mayo 2011).
- [18] GENERALITAT DE CATALUNYA - COMISIÓN INTERDEPARTAMENTAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO (2011). *Guía Práctica para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero*. Website: [www20.gencat.cat/docs/canviclimatic/Home/Politiques/Politiques catalanes/La mitigacio del canvi climatic/Guia de calcul demissions de CO2/110301\\_Guia practica calcul emissions\\_rev\\_ES.pdf](http://www20.gencat.cat/docs/canviclimatic/Home/Politiques/Politiques catalanes/La mitigacio del canvi climatic/Guia de calcul demissions de CO2/110301_Guia practica calcul emissions_rev_ES.pdf) (Noviembre 2011).
- [19] GRIBA, PETER – FRANKLIN, NEIL (2003). *Generación de Electricidad en el Sitio*, Guía Ambiental de ARPEL No. 35-2003, Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en

Latinoamérica y el Caribe. Website: [www.arpel.org/library/publications](http://www.arpel.org/library/publications) (Octubre 2011).

- [20] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE ENERGÍA - IDEA (2008). Análisis del Potencial de Cogeneración de Alta Eficiencia en España 2010 - 2015 - 2020. Website: [www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_Informe\\_Potencial\\_Cogeneracion\\_en\\_Espana\\_7083bc9d.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Informe_Potencial_Cogeneracion_en_Espana_7083bc9d.pdf) (Marzo 2011).
- [21] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE ENERGÍA - IDEA (2008). Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil, de la Electricidad y del Ahorro de Energía Primaria de Cogeneración de Alta Eficiencia. Website: [www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_Guia\\_calculo\\_calor\\_util\\_\\_Hchp-Echp-PES\\_c24e48c1.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Guia_calculo_calor_util__Hchp-Echp-PES_c24e48c1.pdf) (Febrero 2012).
- [22] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2008). The International CHP/DHC Collaborative. Website: [www.iea.org/g8/chp/profiles/us.pdf](http://www.iea.org/g8/chp/profiles/us.pdf). (Mayo 2012).
- [23] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2008). Combined Heat and Power: Evaluating the Benefits of Greater Global Investment. Website: [www.iea.org/papers/2008/chp\\_report.pdf](http://www.iea.org/papers/2008/chp_report.pdf) (Mayo 2011).
- [24] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2009). Cogeneration and District Energy. Sustainable energy technologies for today ... and tomorrow. Website: [www.iea.org/files/CHPbrochure09.pdf](http://www.iea.org/files/CHPbrochure09.pdf) (Agosto 2010).
- [25] JUTGLAR I BANYERAS, LLUÍS (1996). Cogeneración de Calor y Electricidad. Grupo Editorial CEAC. Barcelona, España. p 220.

- [26] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA (2000). Balance Energético 1996-2000.
- [27] MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO - PEQUIVEN (2007). La Corporación Petroquímica de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [28] MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO. Resolución por la cual se establecen los precios del gas metano para el mercado interno, en los Centros de Despacho, aplicándose tanto para el gas metano proveniente del gas natural asociado como al proveniente del gas natural no asociado. Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 38.401 del 20 de marzo de 2006.
- [29] MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA ELÉCTRICA (2011). Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Nacional 2010. Website: [http://mppee.gob.ve/uploads/ugly-uploads/Anuario\\_Estadistico\\_MPPEE\\_2010.pdf](http://mppee.gob.ve/uploads/ugly-uploads/Anuario_Estadistico_MPPEE_2010.pdf) (Abril 2012).
- [30] MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA ELÉCTRICA. Resolución No. 77, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 39.694 del 13 de junio de 2011.
- [31] MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO. Petróleo y Otros Datos Estadísticos – PODE 2007/2008. Quincuagésima Edición. Website: [www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=179](http://www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=179) (Octubre 2011).
- [32] MINISTERIOS DE LA PRODUCCIÓN Y EL COMERCIO Y DE ENERGÍA Y MINAS. Resolución mediante la cual se fijan las tarifas máximas que aplicarán las empresas eléctricas que en ella se mencionan, a los consumos de energía eléctrica. Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 37.415 del 03 de abril de 2002.

- [33] MORRIS A., PIERCE (2000). Resumen Histórico de la Cogeneración. Cogeneration and On-Site Power Production Magazine 2000. Website: [www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA\\_764\\_historia\\_de\\_la\\_cogen?page=1](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_764_historia_de_la_cogen?page=1) (Abril 2011).
- [34] Noticia del Ministerio del Poder Popular para la Ciencia y Tecnología e Industrias Intermedias: Entes públicos contribuyen con uso racional y eficiente de la energía eléctrica (23/07/2011). Website: [www.mcti.gob.ve/Noticias/9486](http://www.mcti.gob.ve/Noticias/9486) (Agosto 2011).
- [35] OLADE – CEPAL – GTZ (1997). Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la Política Energética. Website: [www.gtz.de/de/dokumente/es-olade-4.pdf](http://www.gtz.de/de/dokumente/es-olade-4.pdf). (Mayo 2012).
- [36] OLADE (2004). Guía M-3 Metodología de Inventario de Gases de Efecto Invernadero. Website: [www.olade.org/search/node/Guia\\_M-3](http://www.olade.org/search/node/Guia_M-3) (Febrero 2012).
- [37] PEPERMANS, G. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy 33, pp. 787-798. Website: [www.kuleuven.be/ei/Public/publications/EIWP05-03.pdf](http://www.kuleuven.be/ei/Public/publications/EIWP05-03.pdf) (Agosto 2011).
- [38] PROYECTO NACIONAL SIMÓN BOLÍVAR, PRIMER PLAN SOCIALISTA (2007). Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013.
- [39] PROYECTO TECH4CDM (2009). La cogeneración en Argentina. Website: [www.tech4cdm.com](http://www.tech4cdm.com). (Mayo 2012).
- [40] REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, LEY APROBATORIA DEL PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (2004). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 38.081 del 07 de diciembre de 2004.

- [41] REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, LEY DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA (2011). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 39.823 del 20 de diciembre de 2011.
- [42] REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, LEY ORGÁNICA DEL SISTEMA Y SERVICIO ELÉCTRICO (2010). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 39.573 del 14 de diciembre de 2010.
- [43] REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA. Decreto No. 7.228. Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 39.363 del 8 de febrero de 2010.
- [44] RODRÍGUEZ, ALEJANDRO – PÉREZ, RICHARD – ROBLES, CHARLEE (2009). Ponencia: Potencial de Cogeneración en la Industria Azucarera Venezolana. CIER 2009. Trabajo no publicado.
- [45] VARGAS D., LUÍS - LA FUENTE V., FERNANDO (2000). Cogeneración en Chile: Potencialidad y Desafíos. Website: [www2.ing.puc.cl/~iing/ed430/cogeneracion\\_en\\_chile.htm](http://www2.ing.puc.cl/~iing/ed430/cogeneracion_en_chile.htm) (Marzo 2010).
- [46] Website Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): [www.eclac.cl](http://www.eclac.cl).
- [47] Website Organización Latinoamericana de Energía-OLADE: [www.olade.org](http://www.olade.org) .
- [48] Website Petróleos de Venezuela: [www.pdvsa.com/](http://www.pdvsa.com/).
- [49] Website Petroquímica de Venezuela: [www.pequiven.com](http://www.pequiven.com).
- [50] Website Siemens: [www.energy.siemens.com/entry/energy/hq/en/](http://www.energy.siemens.com/entry/energy/hq/en/) (Mayo 2012).
- [51] Website U.S. Energy Information Administration (EIA): [www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/](http://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/) (Mayo 2012).

[52] WORLD ENERGY COUNCIL (2004). Regulating District Heating and Cogeneration in Central and Eastern Europe. Website: [www.worldenergy.org/documents/dhchp.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/dhchp.pdf) (Marzo 2011).

**ANEXO I**  
**HOJA DE RECOPIACIÓN DE DATOS**

**INFORMACIÓN BÁSICA  
PARA DETERMINAR EL POTENCIAL  
DE COGENERACIÓN EN LA  
INDUSTRIA PETROQUÍMICA**

**HOJA DE RECOPIACIÓN DE DATOS**

**OCTUBRE 2011**

**POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA  
HOJA DE RECOPIACIÓN DE DATOS**

**SECCIÓN 1: IDENTIFICACIÓN DE LA PLANTA INDUSTRIAL**

Nombre del Complejo: \_\_\_\_\_

Dirección: \_\_\_\_\_

Persona(s) contacto: \_\_\_\_\_

Teléfono(s): \_\_\_\_\_

Correo(s) electrónico(s): \_\_\_\_\_

**SECCIÓN 2: INFORMACIÓN GENERAL**

**2.1. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL**

PRODUCTO	CAPACIDAD	UNIDAD
		MTMA

<sup>1</sup> MTMA: Miles de toneladas métricas anuales

<sup>2</sup> Fuente: MENPET. Petróleo y Otros Datos Estadísticos, PODE 2007-2008.

<sup>3</sup> Incluye Empresas Mixtas

**2.2. TIEMPO DE OPERACIÓN DE LA PLANTA**

Horas anuales de operación de la planta: \_\_\_\_\_ hrs/año

**RESTRICCIONES**

La disponibilidad de agua, así como restricciones de carácter ambiental, son elementos importantes para la selección de la tecnología apropiada de cogeneración,.

Existe restricciones de disponibilidad de agua?

Existen restricciones ambientales sobre la quema de combustible?

Si No


## SECCIÓN 3: ENERGÍA ELÉCTRICA AUTOGENERADA

### 3.1. TIPO DE EQUIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

(MARQUE EL TIPO DE EQUIPO EXISTENTE PARA AUTOGENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA)

		Cantidad
<b>A) TURBINA DE VAPOR</b>		
A.1) DE CONTRAPRESIÓN	<input type="checkbox"/>	_____
A.2) DE CONDENSACIÓN	<input type="checkbox"/>	_____
A.3) DE EXTRACCIÓN-CONTRAPRESIÓN	<input type="checkbox"/>	_____
A.4) DE EXTRACCIÓN-CONDENSACIÓN	<input type="checkbox"/>	_____
<b>B) TURBINA DE GAS</b>	<input type="checkbox"/>	_____
<b>C) MOTOR ALTERNATIVO</b>	<input type="checkbox"/>	_____
<b>E) OTROS, ESPECIFIQUE:</b> _____		_____

**3.2. TIPO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO:** \_\_\_\_\_

### 3.3. DATOS DEL (DE LOS) GENERADOR(ES) DE ELECTRICIDAD

	TIPO	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	CAPACIDAD DISPONIBLE (MW)	AÑO INSTALACIÓN	CONEXIÓN AL SEN ? <small>(marcar con una X en caso afirmativo)</small>
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

<sup>1</sup> Observación: De requerirse, agregar tantas filas como se considere necesario.

<sup>2</sup> TIPO: TV (turbina de vapor), TG (turbina de gas), MA (motor alternativo)

<sup>3</sup> MW: Megawatts

<sup>4</sup> SEN: Sistema Eléctrico Nacional

### 3.4. ENERGÍA AUTOGENERADA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE MENSUAL

	MES	AÑO	DEMANDA MÁXIMA MW	DEMANDA PROMEDIO MW	ENERGÍA AUTOGENERADA MWh	ENERGÍA EXPORTADA AL SEN MWh	CONSUMO DE COMBUSTIBLE UNIDADES
1	Jul	2009					
2	Ago	2009					
3	Sep	2009					
4	Oct	2009					
5	Nov	2009					
6	Dic	2009					
7	Ene	2010					
8	Feb	2010					
9	Mar	2010					
10	Abr	2010					
11	May	2010					
12	Jun	2010					
13	Jul	2010					
14	Ago	2010					
15	Sep	2010					
16	Oct	2010					
17	Nov	2010					
18	Dic	2010					
19	Ene	2011					
20	Feb	2011					
21	Mar	2011					
22	Abr	2011					
23	May	2011					
24	Jun	2011					

<sup>1</sup> UNIDADES CONSUMO DE COMBUSTIBLE: M3 (Metros cúbicos), L (Litros), FT3 (Pies cúbicos)

3.5. COSTO UNITARIO DEL COMBUSTIBLE: \_\_\_\_\_

## SECCIÓN 4: DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	MES	AÑO	DEMANDA MÁXIMA SEN MW	DEMANDA PROMEDIO MW	ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN MWh	DEMANDA MÁXIMA MW	CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA MWh
1	Jul	2009				0	0
2	Ago	2009				0	0
3	Sep	2009				0	0
4	Oct	2009				0	0
5	Nov	2009				0	0
6	Dic	2009				0	0
7	Ene	2010				0	0
8	Feb	2010				0	0
9	Mar	2010				0	0
10	Abr	2010				0	0
11	May	2010				0	0
12	Jun	2010				0	0
13	Jul	2010				0	0
14	Ago	2010				0	0
15	Sep	2010				0	0
16	Oct	2010				0	0
17	Nov	2010				0	0
18	Dic	2010				0	0
19	Ene	2011				0	0
20	Feb	2011				0	0
21	Mar	2011				0	0
22	Abr	2011				0	0
23	May	2011				0	0
24	Jun	2011				0	0

## SECCIÓN 5: DATOS DE FACTURACIÓN ELÉCTRICA

TIPO DE TARIFA: \_\_\_\_\_

CARGO POR DEMANDA: \_\_\_\_\_ Bs/kVA

CARGO POR ENERGÍA: \_\_\_\_\_ Bs/kWh

DEMANDA ASIGNADA CONTRATADA \_\_\_\_\_ kVA

(Estos datos se encuentran en la factura eléctrica)

## SECCIÓN 6: DEMANDA DE VAPOR/AGUA CALIENTE A PROCESO

### 6.1. CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA EN GENERADORES DE VAPOR/AGUA CALIENTE

NÚMERO DE GENERADORES DE VAPOR (CALDERAS) PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA A PROCESO: \_\_\_\_\_

(DATOS NOMINALES)

No. CALDERA	CAPACIDAD ton/h	PRESIÓN		TEMPERATURA	CONSUMO DE COMBUSTIBLE	
		UNIDADES		°C	UNIDADES	
1						
2						
3						
4						
5						

<sup>1</sup> Observación: De requerirse, agregar tantas filas como se considere necesario.

<sup>2</sup> INDICAR UNIDADES PRESIÓN: Ejemplo kgf/cm<sup>2</sup> , PSI, Bar.

<sup>3</sup> INDICAR UNIDADES DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE

### 6.2. PRODUCCIÓN MENSUAL DE VAPOR PARA PROCESO Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE ASOCIADO

	MES	AÑO	PRODUCCIÓN VAPOR ton/mes	COMBUSTIBLE 1 <sup>1</sup> : PODER CALORÍFICO INFERIOR: CONSUMO COMBUSTIBLE	COMBUSTIBLE 2 <sup>1</sup> : PODER CALORÍFICO INFERIOR: CONSUMO COMBUSTIBLE
1	Jul	2009			
2	Ago	2009			
3	Sep	2009			
4	Oct	2009			
5	Nov	2009			
6	Dic	2009			
7	Ene	2010			
8	Feb	2010			
9	Mar	2010			
10	Abr	2010			
11	May	2010			
12	Jun	2010			
13	Jul	2010			
14	Ago	2010			
15	Sep	2010			
16	Oct	2010			
17	Nov	2010			
18	Dic	2010			
19	Ene	2011			
20	Feb	2011			
21	Mar	2011			
22	Abr	2011			
23	May	2011			
24	Jun	2011			

<sup>1</sup> Mencionar nombre de los dos combustibles más utilizado (si es el caso de usar dos o más), poder calorífico inferior y el consumo mensual de los últimos 24 meses. **Favor indicar unidad de medida**

### 6.3. COSTO UNITARIO DEL COMBUSTIBLE:

COMBUSTIBLE 1: \_\_\_\_\_

COMBUSTIBLE 2: \_\_\_\_\_

### 6.4. PARÁMETROS DE OPERACIÓN PROMEDIO DE PRODUCCIÓN DE VAPOR

No. CALDERA	PRESIÓN VAPOR A PROCESO kg/cm <sup>2</sup>	TEMP. VAPOR A PROCESO °C	FLUJO DE COMBUSTIBLE m <sup>3</sup> /hr	PRODUCCIÓN DE VAPOR ton/hr	TEMP. AGUA DE ALIMENTACIÓN °C	FLUJO AGUA DE ALIMENTACIÓN ton/hr
1						
2						
3						
4						
5						

<sup>1</sup> Observación: De requerirse, agregar tantas filas como se considere necesario.

Las unidades de medida son sugeridas. Se pueden cambiar a las unidades de medidas utilizadas (en ese caso, favor indicar)

## SECCIÓN 7: CARACTERÍSTICAS DE OTROS EQUIPOS (OPCIONAL)

### 7.1 HORNOS ( )

	TIPO DE OPERACIÓN		COMBUSTIBLE UTILIZADO	FINALIDAD DEL HORNO	TEMPERATURA DE OPERACIÓN °C
	CONTINUA	DISCONTINUA			
1					
2					
3					
4					
5					

<sup>1</sup> Observación: De requerirse, agregar tantas filas como se considere necesario.

## SECCIÓN 8: ANEXOS ADICIONALES

### ESQUEMA DEL SISTEMA ACTUAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (AUTOGENERACIÓN)

**ANEXO II**

**RELACIÓN BENEFICIO/COSTO A VALOR PRESENTE NETO**

## COMPLEJO A: RELACION BENEFICIO/COSTO A VALOR PRESENTE NETO

### Datos para el analisis economico

Precio de la energia, BsF/kWh	0,0374 BsF/kWh	Precio del GN	0,2700 BsF/m3
Precio de la demanda contratada, BsF/kVA	2,4344 BsF/kVA	Precio Internacional del GO	1.047,37 \$/m3
IVA	12%	Precio venta de la energia excedente, BsF/kWh	0,0318 BsF/kWh
Tiempo de operacion anual, h	8000	Costo Inversión inicia	165.692.741 BsF
Margen de riesgo, %	0%	Costo de Operación y Mtto	2.619.584 BsF/año
Tasa de rentabilidad	12,5%		
Tasa de rentabilidad con margen de riesgo	12,5%		

### Cálculo de los ahorros/beneficios

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro en energía, kWh/año		373.745.750	373.745.750	373.745.750	373.745.750	373.745.750	373.745.750	373.745.750	373.745.750	373.745.750	373.745.750
Ahorro en Dem. Max., kVA		57.692	57.692	57.692	57.692	57.692	57.692	57.692	57.692	57.692	57.692
Ahorro en energía, BsF/año		15.662.453	15.662.453	15.662.453	15.662.453	15.662.453	15.662.453	15.662.453	15.662.453	15.662.453	15.662.453
Ahorro en Dem. Max., BsF/año		1.887.590	1.887.590	1.887.590	1.887.590	1.887.590	1.887.590	1.887.590	1.887.590	1.887.590	1.887.590
Excedente de energía, kWh/año		24.944.380	24.944.380	24.944.380	24.944.380	24.944.380	24.944.380	24.944.380	24.944.380	24.944.380	24.944.380
Ingresos Anuales por ventas de Excedentes, BsF/año		793.336	793.336	793.336	793.336	793.336	793.336	793.336	793.336	793.336	793.336
<b>Total ahorro por compras/ventas al SEN, BsF/año</b>		18.343.378	18.343.378	18.343.378	18.343.378	18.343.378	18.343.378	18.343.378	18.343.378	18.343.378	18.343.378
Ahorro de gas natural, m3/año		-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158	-45.310.158
Ahorro en gas natural, BsF/año		-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885	-12.231.885
Ahorro por gasoil liberado del SEN, m3/año		9.169	9.169	9.169	9.169	9.169	9.169	9.169	9.169	9.169	9.169
Ingresos Anuales por ventas de GO en el mercado internac., BsF/año		41.294.102	41.294.102	41.294.102	41.294.102	41.294.102	41.294.102	41.294.102	41.294.102	41.294.102	41.294.102
<b>Total ahorro anuales en el costo de energia, BsF/año</b>		47.405.596	47.405.596	47.405.596	47.405.596	47.405.596	47.405.596	47.405.596	47.405.596	47.405.596	47.405.596
Factor de descuento		0,89	0,79	0,70	0,62	0,55	0,49	0,44	0,39	0,35	0,31
Total ahorros anuales descontados, BsF/año		42.138.307	37.456.273	33.294.465	29.595.080	26.306.738	23.383.767	20.785.571	18.476.063	16.423.167	14.598.371
<b>VPNBeneficios</b>		<b>262.457.802</b>									

### Cálculo de los costos

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo inversión, BsF	165.692.741										
Costo de Operación y Mtto, BsF/año		2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584
Total costos anuales	165.692.741	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584	2.619.584
Total costos anuales descontados	165.692.741	2.328.519	2.069.795	1.839.818	1.635.393	1.453.683	1.292.163	1.148.589	1.020.968	907.527	806.691
<b>VPNCostos</b>		<b>180.195.886</b>									

**Relación Beneficio/Costo** **1,5**

## COMPLEJO B: RELACIÓN BENEFICIO/COSTO A VALOR PRESENTE NETO

### Datos para el analisis economico

Precio de la energia,BsF/kWh	0,0391 BsF/kWh	Precio del GN	0,0368 BsF/m3
Precio de la demanda contratada, BsF/kW	2,3303 BsF/kVA	Precio venta de la energia,BsF/kWh	0,0332 BsF/kWh
IVA	12%	Costo Inversión inicia	66.807.614 BsF
Tiempo de operacion anual, h	7884	Costo de Operación y Mtto	1.110.377 BsF/año
Margen de riesgo, %	0%		
Tasa de rentabilidad	12,5%		
Tasa de rentabilidad con margen de riesgo	12,5%		

### Cálculo de los ahorros/beneficios

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro en energía, kWh/año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ahorro en Dem. Max., kVA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ahorro en energía, BsF/año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ahorro en Dem. Max., BsF/año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Excedente de energía, kWh/año		25.112.481	25.112.481	25.112.481	25.112.481	25.112.481	25.112.481	25.112.481	25.112.481	25.112.481	25.112.481
Ingresos Anuales por ventas de Excedentes,BsF/año		834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415
<b>Total ahorro por compras/ventas al SEN, BsF/año</b>		834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415	834.415
Ahorro de gas natural, m <sup>3</sup> /año		58.297.873	58.297.873	58.297.873	58.297.873	58.297.873	58.297.873	58.297.873	58.297.873	58.297.873	58.297.873
Ahorro en gas natural, BsF/año		2.146.061	2.146.061	2.146.061	2.146.061	2.146.061	2.146.061	2.146.061	2.146.061	2.146.061	2.146.061
Ahorro equivalente de gasoil, m <sup>3</sup> /año		64.899	64.899	64.899	64.899	64.899	64.899	64.899	64.899	64.899	64.899
Ahorro en gasoil, BsF/año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos Anuales por ventas de GO en el mercado internac.,BsF/año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total ahorro anuales en el costo de energía, BsF/año</b>		2.980.476	2.980.476	2.980.476	2.980.476	2.980.476	2.980.476	2.980.476	2.980.476	2.980.476	2.980.476
Factor de descuento		0,89	0,79	0,70	0,62	0,55	0,49	0,44	0,39	0,35	0,31
Total ahorros anuales descontados, BsF/año		2.649.312	2.354.944	2.093.284	1.860.697	1.653.953	1.470.180	1.306.827	1.161.624	1.032.555	917.826
<b>VPNBeneficios</b>		<b>16.501.202</b>									

### Cálculo de los costos

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo inversión (Ko), BsF	66.807.614										
Costo de Operación y Mtto, BsF/año		1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377
Total costos anuales	66.807.614	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377	1.110.377
Total costos anuales descontados	66.807.614	987.002	877.335	779.854	693.203	616.181	547.716	486.859	432.763	384.679	341.936
<b>VPNCostos</b>		<b>72.955.142</b>									

**Relación Beneficio/Costo**      **0,2**

## COMPLEJO C: RELACIÓN BENEFICIO/COSTO A VALOR PRESENTE NETO

### Datos para el analisis economico

Precio de la energia,BsF/kWh	0,0347 BsF/kWh	Precio del GN	0,0661 BsF/m3
Precio de la demanda contratada, BsF/kW	4,2912 BsF/kVA	Precio del GO	175,00 BsF/TM
IVA	12%	Precio Internacional del GO	1.190,19 \$/TM
Tiempo de operacion anual, h	7884	Costo Inversión inicia	317.238.520 BsF
Margen de riesgo, %	0%	Costo de Operación y Mtto	5.272.670 BsF/año
Tasa de rentabilidad	12,5%	Gasoil liberado por el SEN	36,37 TM GO/año
Tasa de rentabilidad con margen de riesgo	12,5%		

### Cálculo de los ahorros/beneficios

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro en energía, kWh/año		117.758.160	117.758.160	117.758.160	117.758.160	117.758.160	117.758.160	117.758.160	117.758.160	117.758.160	117.758.160
Ahorro en Dem. Max., kVA		59.593	59.593	59.593	59.593	59.593	59.593	59.593	59.593	59.593	59.593
Ahorro en energía, BsF/año		4.572.722	4.572.722	4.572.722	4.572.722	4.572.722	4.572.722	4.572.722	4.572.722	4.572.722	4.572.722
Ahorro en Dem. Max., BsF/año		3.436.973	3.436.973	3.436.973	3.436.973	3.436.973	3.436.973	3.436.973	3.436.973	3.436.973	3.436.973
Ahorro por pago de exceso de Demanda, BsF/año		66.238	66.238	66.238	66.238	66.238	66.238	66.238	66.238	66.238	66.238
<b>Total ahorro por compras al SEN, BsF/año</b>		<b>8.075.933</b>									
Ahorro de gas natural, m3/año		168.010.058	168.010.058	168.010.058	168.010.058	168.010.058	168.010.058	168.010.058	168.010.058	168.010.058	168.010.058
Ahorro en gas natural, BsF/año		11.107.985	11.107.985	11.107.985	11.107.985	11.107.985	11.107.985	11.107.985	11.107.985	11.107.985	11.107.985
Ahorro de gasoil Complejo+SEN, TM/año		25.353	25.353	25.353	25.353	25.353	25.353	25.353	25.353	25.353	25.353
Ahorro en gasoil, BsF/año		4.436.829	4.436.829	4.436.829	4.436.829	4.436.829	4.436.829	4.436.829	4.436.829	4.436.829	4.436.829
Ingresos Anuales por ventas de GO en el mercado internac., BsF/año		129.753.757	129.753.757	129.753.757	129.753.757	129.753.757	129.753.757	129.753.757	129.753.757	129.753.757	129.753.757
<b>Total ahorro anuales en el costo de energía, BsF/año</b>		<b>153.374.504</b>									
Factor de descuento		0,89	0,79	0,70	0,62	0,55	0,49	0,44	0,39	0,35	0,31
Total ahorros anuales descontados, BsF/año		136.332.893	121.184.793	107.719.816	95.750.948	85.111.954	75.655.070	67.248.951	59.776.845	53.134.974	47.231.088

### Cálculo de los costos

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo inversión (Ko), BsF	317.238.520										
Costo de Operación y Mtto, BsF/año		5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670
Total costos anuales	317.238.520	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670	5.272.670
Total costos anuales descontados	317.238.520	4.686.818	4.166.060	3.703.165	3.291.702	2.925.957	2.600.851	2.311.868	2.054.993	1.826.661	1.623.698
<b>VPNCostos</b>		<b>346.430.294</b>									

**Relación Beneficio/Costo**      **2,5**

