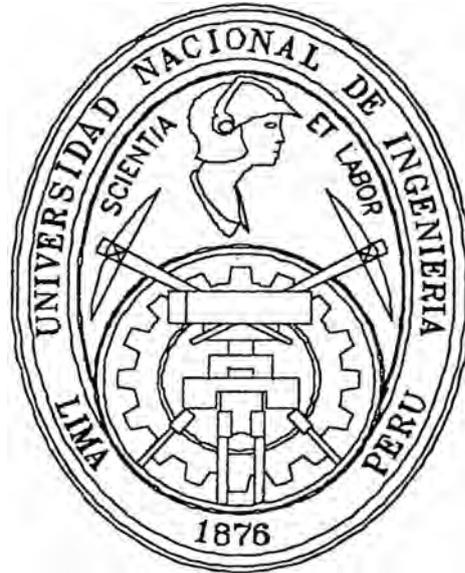


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



VIABILIDAD DE UNA PLANTA DE COGENERACION A GAS
EN UNA REFINERIA

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

LEANDRO BALDOMERO JARAMILLO FERNANDEZ

PROMOCION 1998 - II

LIMA - PERU

2002

Dedicatoria

A mi madre por su comprensión, sacrificio y amor.

A mi hermano Saúl, un ejemplo a seguir.

A un verdadero amigo Ing. Edwin Ramírez Soto.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I .- INTRODUCCIÓN.	5
1.1 Descripción de la planta actual.	7
1.1.1 Consumo actual y futuro de energía.	7
1.1.1.1 Operación de las instalaciones.	7
1.1.1.2 Demanda de calor.	7
1.1.1.3 Combustibles.	10
1.1.1.4 Consumo de electricidad.	12
1.1.2 Instalaciones existentes en la planta.	12
1.1.2.1 Calderas.	12
1.1.2.2 Instalación eléctrica.	13
1.1.2.3 Gas natural.	13
1.1.2.4 Agua.	13
1.2 Viabilidad del sistema de cogeneración.	14
1.2.1 Evaluación de la viabilidad de un proyecto de cogeneración.	15

CAPITULO II .- EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.	17
2.1 Sistemas de cogeneración.	18
2.2 Ventajas que aportan los sistemas de cogeneración.	19
2.3 Tipos de sistemas de cogeneración.	19
2.3.1 Sistema con turbina de gas.	19
2.3.2 Sistema basado en motores alternativos.	20
2.4 Generación de electricidad y medio ambiente.	22
2.4.1 Seguridad del abastecimiento energético.	23
2.4.2 Comparación de los principales mercados de la energía.	23
2.4.3 Perspectivas para las reservas de gas natural.	26
2.4.4 Gas natural para cogeneración termoeléctrica.	28
2.4.5 Satisfacción de la demanda de gas natural en las industrias.	28
CAPITULO III .- ALTERNATIVAS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN.	29
3.1 Criterio general de dimensionamiento.	30
3.2 Alternativa base.	32
3.3 Alternativa TG 1.	33
3.4 Alternativa TG 4.	37
3.5 Alternativa Md 1.	41
3.6 Alternativa MG 12.	44
3.7 Comparación para potencias menores a 10 MW.	47
3.7.1 Turbina de gas (TG 1 = 1.1 MW, TG 4 = 4 MW)	47
3.7.2 Motores de gas(Md 1 = 1 MW, MG 12 = 2.99 MW CADA / MOTOR)	47
3.8 Instalaciones auxiliares.	48

3.9	Conexión eléctrica.	49
3.10	Sistema de control.	50
3.11	Implantación.	50
CAPITULO IV .- COMPONENTES DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN		51
4.1	Turbina de gas.	51
4.1.1	Alternativa TG 1 (Turbina de 1 MW)	55
4.1.2	Alternativa TG 4 (Turbina de 4 MW)	57
4.2	Motores alternativos.	60
4.2.1	Alternativa Md 1 (Motor de 1 MW).	63
4.2.2	Alternativa MG 12 (Motor de 11.64 MW).	63
4.3	Caldera de recuperación.	65
4.3.1	Sistemas de la caldera de recuperación.	67
4.3.1.1	Quemador de postcombustión.	67
4.3.1.2	Sistema de aire ambiente.	67
CAPITULO V .- BALANCES DE ENERGÍA.		68
5.1	Método de cálculo.	68
5.2	Opciones a concebir la nueva instalación.	71
5.2.1	Opción 1. Planta Industrial.	71
5.2.2	Opción 2. Planta Térmica.	72
5.3	Energía Térmica.	73
5.4	Energía Eléctrica.	73
5.5	Combustible.	75

CAPITULO VI .- EVALUACIÓN ECONÓMICA.	76
6.1 Costes de inversión.	76
6.2 Costes de explotación.	77
6.2.1 Combustible.	77
6.2.2 Electricidad compra.	79
6.2.3 Electricidad venta.	80
6.3 Otros costes.	81
6.4 Balance económico.	85
6.5 Actitud de los principales actores implicados.	88
6.6 Impacto Ambiental.	89
RESUMEN	95
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106

ANEXOS.

- Anexo N° 1 Situación actual. Consumo de energéticos.
- Anexo N° 2 Diagrama de flujo de la demanda de energéticos.
- Anexo N° 3 Esquema unifilar del sistema de potencia eléctrica.
- Anexo N° 4 Parámetros técnicos de equipos principales.
- Anexo N° 5 Implantación.
- Anexo N° 6 Balances mensuales.
- Anexo N° 7 Costes de energía.
- Anexo N° 8 Balances anuales.
- Anexo N° 9 Cuenta de explotación.
- Anexo N° 10 Costes de inversión.
- Anexo N° 11 Flujo de caja.
- Anexo N° 12 Impacto ambiental.

PROLOGO

El presente estudio de viabilidad de una planta de cogeneración a Gas Natural en una refinería, ha sido realizado en el departamento de Lima, habiendo participado el suscrito en todo el desarrollo del estudio como personal de CENERGÍA, principalmente en los trabajos de gabinete, con el apoyo del instituto de diversificación de ahorro de energía (IDAE).

El objetivo principal consiste en aprovechar la llegada de Gas Natural proveniente de Camisea e instalar una nueva planta de cogeneración de ciclo simple con Turbina de Gas o Motor de Gas y sustituir el consumo de combustible petróleo residual 4 por Gas Natural Seco. De esta manera fomentamos la autogeneración eléctrica y térmica, incrementando el ahorro de energía.

El estudio está dividido en seis capítulos, con el propósito de cubrir con amplitud y didáctica cada uno de los puntos tratados.

En el primer capítulo Introducción, se da una descripción general del funcionamiento de la refinería, el consumo actual y futuro de energía, las instalaciones existentes en planta como son las calderas, instalaciones eléctricas y futuro consumo de gas natural proveniente de Camisea a mediados del 2004. Así mismo las fases a seguir para la formulación de las diferentes alternativas de cogeneración viables.

En el segundo capítulo Evolución de los sistemas de cogeneración, se da a conocer dos fuerzas tecnológicas para el presente y futuro, es decir la turbina de gas (en grandes tamaños) y los motores de gas (en pequeños tamaños). También una comparación de la evolución entre el Gas Natural y el Petróleo, por ser ambos de similar origen. Por último, referencia del sistema a Gas Natural, con tecnología actual que consigue emisiones mínimas de CO y NO_x y casi nulas de SO_x causante de la lluvia ácida.

En el tercer capítulo Alternativas de la planta de cogeneración, se formula las diferentes opciones de selección en la refinería, en base del calor útil del proceso consumido. Se inicia con la instalación actual como opción base prevista de calderas existentes consumiendo gas natural seco y generando 20000 lb/h de vapor, que sirve de referencia para plantear las siguientes alternativas en porcentajes de producción de vapor: Primera alternativa de calderas actuales con 23% de participación y turbina de gas TG1 (1.1 MW) con 76.9% participación y generando un total de 19011 lb/h de vapor saturado. Segunda alternativa de calderas actuales con 0% de participación y turbina de

gas TG4 (4.01 MW) con 100% de participación y generando un total de 18665 lb/h de vapor saturado. Tercera alternativa de calderas actuales con 11.25% de participación y motor dual Md1 (1.04 MW) con 88.75% de participación y generando un total de 20178 lb/h de vapor saturado. Cuarta alternativa de calderas actuales con 0% de participación y sistema de cuatro motores de gas TG12 (11.64 MW) con 100% de participación y generando un total de 20178 lb/h de vapor.

En el cuarto capítulo Componentes de la planta de cogeneración, se muestra una descripción detallada del funcionamiento y componentes de las turbinas de gas (TG 1 y TG 4) y los motores alternativos (Md 1 y MG 12). Se describe a la caldera de recuperación de calor presente en las cuatro alternativas del tercer capítulo.

En el quinto capítulo Balances de energía, se da a conocer los días de operación anual, el consumo anual de combustible y producción de vapor en las calderas actuales, durante el último año 2001. Se expone de forma general las opciones que tienen las cuatro alternativas de cogeneración: Opción 1 Planta Industrial y Opción 2 Planta Térmica. Finalmente se muestra dos cuadros comparativos de balance de calor y consumo de combustible entre la producción actual y las cuatro alternativas de cogeneración, así como dos balances eléctricos como planta industrial y planta térmica.

En el sexto capítulo Evaluación económica, se evalúa los costes actuales y futuros de explotación de la fábrica y nuevas instalaciones con opciones de planta industrial y planta térmica. Se presentan los costes de producción de electricidad auto generada tanto como planta industrial y planta térmica; luego se realiza un balance económico a través de un flujo de caja con 15 años de vida útil del estudio de viabilidad, para las alternativas TG1, TG4, Md1 y MG12, obteniéndose los indicadores financieros TIR, VAN y retorno en años de la inversión. Dentro del estudio previo del Impacto ambiental de la planta de cogeneración, se analizan las repercusiones sobre el clima, suelo, ruido, efluentes líquidos y residuos sólidos.

Finalmente se alcanzan un resumen, conclusiones y recomendaciones del estudio realizado de acuerdo a los resultados obtenidos.

Es necesario indicar, que las calderas existentes en planta, de marcas APIN y FOSTERWHEELER, sus registros de datos y características de operación se dan de la siguiente manera: potencia BHP, presión de trabajo psi, producción de vapor lb/h, capacidad de la caldera en BTU/s, temperatura de los humos en °F y consumo de combustible en BTU/s; para efecto de mantener su uso, en comparaciones debido al estudio de viabilidad se ha mantenido sus unidades características.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

La refinería CONCHAN en Lima recibe petróleo de la Selva (Oleoducto Nor-Peruano), por medio de barcos petroleros, genera vapor a través de dos calderas acuotubulares, consume electricidad de la red de Luz del Sur y su esquema es el clásico de una refinería con columnas de destilación a vacío y hornos en los que se produce un calentamiento y una recuperación del calor de las corrientes de salida de la columna de destilación. Tienen previsto aumentar los consumos térmicos en los próximos años. Los productos obtenidos en la misma son:

Gasolina 97 SP	Petróleo industrial 6	Cemento asfáltico 85 – 100
Gasolina 95 SP	Petróleo industrial 500	Cemento asfáltico 120 – 150
Gasolina 90 SP	Asfalto líquido RC250	Cemento asfáltico 60 – 70
Gasolina 84	Asfalto líquido MC 30	Cemento asfáltico 40 – 50
Solvente 1	Keroseno	
Solvente 3	Diesel 2	

La industria de refinado de petróleo CONCHAN es consumidora intensiva de energía, tanto en forma de combustible, directamente aplicado a las calderas que la integran, como en forma de energía eléctrica utilizada esencialmente para accionamiento de motores y en menor medida, aunque en cantidades nada despreciables en el alumbrado de la planta.

A las razones puramente económicas para mejorar el rendimiento energético, se han sumado consideraciones medioambientales, hoy en día en primer plano de la preocupación social. La reducción en los consumos energéticos, implica automáticamente menor emisión de contaminantes formados durante la combustión, SO_2 y NO_x , responsables de la “lluvia ácida”, junto a la reducción del CO_2 emitido, principal acusado de provocar el cambio climático en nuestro planeta a través del “efecto invernadero”.

La refinería de CONCHAN, con el fin de incrementar la producción de destilados de mayor valor agregado, se ha planteado en un mediano plazo realizar mejoras y ampliaciones de sus unidades de proceso, por tal motivo efectuará un estudio de viabilidad, en el que se analizan distintas alternativas de plantas de cogeneración de modo que se pueda seleccionar la más idónea.

1.1 Descripción de la planta actual

1.1.1 Consumo actual y futuro de energía

A continuación se presentan los datos más importantes en lo que se refiere al consumo de energía.

1.1.1.1 Operación de las instalaciones

La operación de CONCHAN es continua, trabaja 24 horas todos los días del año; de este modo el tiempo de operación es de 8760 horas / año.

1.1.1.2 Demanda de calor

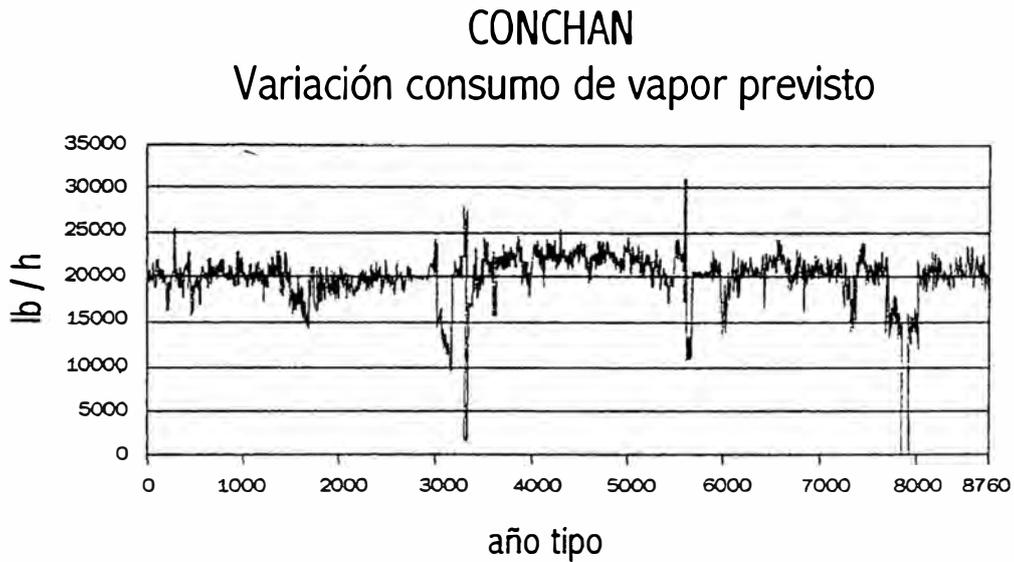
La planta produce vapor a 200 psi (13.8 bar) / 388 °F (197.77°C) con uso principal en el proceso.

El consumo medio anual de vapor a 200 psi es de 13691 lb / h (6.23 t/h); se prevé que éste aumente hasta 20000 lb/h (9.10 t/h), cifra que se considerará en el desarrollo de este estudio. Esta demanda se satisface con las calderas acuotubulares APIN y FOSTERWHEELER.

Aproximadamente el 38.03% del vapor producido en la actualidad se utiliza una vez expandido hasta 100 psi (6.89 bar) para el calentamiento del petróleo y bombas de vapor.

En las siguientes gráficas se presenta la distribución del consumo de vapor y calor durante el año tipo.

Gráfica 1. Variación del consumo de vapor previsto (lb / h), año 2001.



Gráfica 2. Variación del consumo de calor previsto (10^3 BTU / s), año 2001

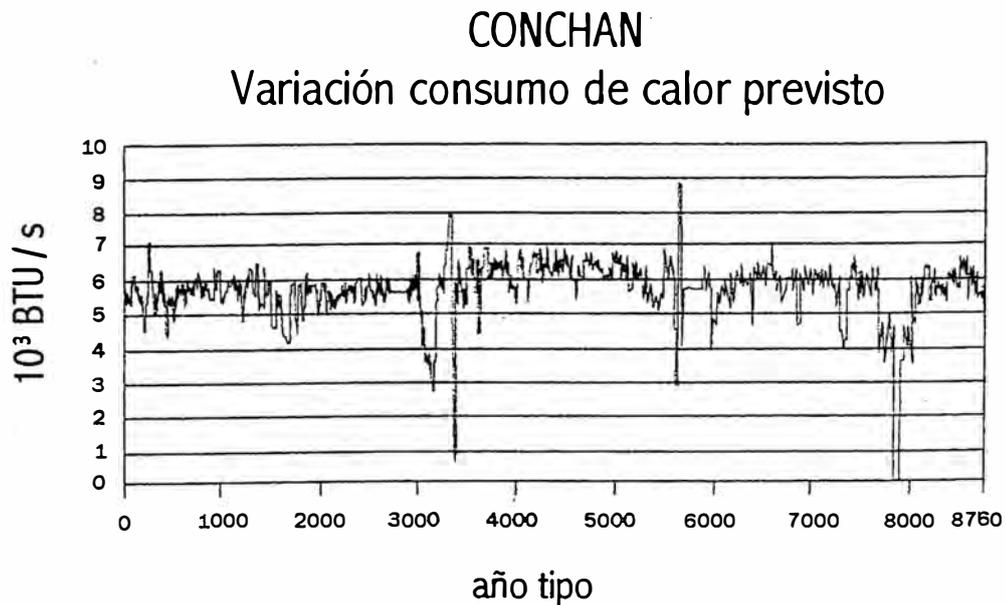


Tabla 1. Distribución de consumos actuales de vapor, año 2001.

AREA DE CONSUMO	Tipo	P (psi)	Lb / h	Kg / h	%
Destilación primaria					
Torre primaria C-1	SC	200	1062	482	7.76
Stripper C-5	SC	200	590	268	4.32
Stripper C-2	SC	200	194	88	1.42
Stripper C-3	SC	200	233	106	1.71
Destilación secundaria					
Torre de vacío C-6	SC	200	1015	460	7.41
Eyector C-4	SC	200	2117	960	15.46
Vapor de atomización	SC	200	1000	453	7.30
Calentamiento de petróleo y bombas de vapor	ST	100	5207	2361	38.03
Otros			2273	1031	16.60
TOTAL			13691	6209	100.00

Tabla 2. Distribución de consumos previstos de vapor.

AREA DE CONSUMO	Tipo	P (psi)	Lb / h	Kg / h	%
Destilación primaria					
Torre primaria C-1	SC	200	1062	482	5.31
Stripper C-5	SC	200	590	268	2.96
Stripper C-2	SC	200	194	88	0.97
Stripper C-3	SC	200	233	106	1.17
Destilación secundaria					
Torre de vacío C-6	SC	200	1015	460	5.07
Eyector C-4	SC	200	8279	3754	41.39
Vapor de atomización	SC	200	1000	453	5.00
Calentamiento de petróleo y bombas de vapor	ST	100	5207	2361	26.03
Otros			2420	1097	12.10
TOTAL			20000	9069	100.00

La tabla 1 de la página anterior recoge la distribución de consumos actuales de vapor en las distintas áreas de consumo.

El aumento previsto en el consumo de vapor es debido a un cambio en los sistemas de producción de vacío (eyectores); así se esperan los siguientes consumos de vapor, que son los que van a considerar en este estudio, ver tabla 2.

1.1.1.3 Combustibles

En la actualidad, la fábrica consume como combustible para calderas una mezcla de Residual 6 y Diesel 2 con un porcentaje en volumen de 22 y 78%.

El consumo actual de combustible para calderas es el siguiente (año 2001):

Tabla 3 Consumo actual de combustible en las calderas

Gal / mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
R6	20624	19145	19191	19958	18905	21899	22772	21197	19958	20624	16632	20910
D2	73120	67879	68043	70762	67027	77641	80737	75151	70762	73120	58968	74136
Total	93744	87024	87234	90720	85932	99540	103509	96348	90720	93744	75600	95046

A continuación se presenta el consumo de combustible previsto con el aumento de demanda de vapor

Tabla 4 Consumo previsto de combustible en las calderas

Gal / mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
R6	29404	27180	27351	28414	28086	31510	32852	29937	28974	29940	23826	29917
D2	104250	96364	96972	100741	99579	111716	116475	106142	102725	106152	84475	106068
Total	133654	123544	124323	129155	127665	143226	149327	136079	131699	136092	108301	135985

1.1.1.4 Consumo de electricidad

Actualmente, la refinería cuenta con un contrato de suministro de electricidad, que es el siguiente:

Tabla 5. Contrato con empresa de distribución.

Empresa Distribuidora	Tensión (kV)	Potencia (kW)	Energía (MWh / año)	TARIFA - TIPO
Luz del sur	10	950	5660	MT3 - REGULADO

En la siguiente tabla se presentan los consumos de cada contrato separados en horas punta y fuera de punta, con mas detalle ver anexo 1.

Tabla 6. Consumo de Electricidad, kWh / año.

Horas punta	1198960
Horas fuera de punta	4460774
TOTAL	5659734
Máximo MW	0.95

1.1.2 Instalaciones existentes en la planta

1.1.2.1 Calderas

CONCHAN cuenta con dos calderas de vapor de 200 psi (13.8 bar). Los parámetros técnicos de cada una de las calderas se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 7. Parámetros técnicos de las calderas existentes.

		APIN	FOSTERWHEELER
Año		1991	1990
Tipo		Acuotubular	Acuotubular
Potencia	BHP	400	1020
Tipo de combustible		Residual 4	Residual 4
Presión de trabajo	bar	13.8	13.8
Sobrecalentador		Saturado	Saturado
Rendimiento	%	80.5	80.5
Horas de operación	h / año	8760	8760

1.1.2.2 Instalación eléctrica

La instalación actual dispone de una subestación de conexión a la red de Luz del Sur. El nivel de tensión al que se conecta es de 10 kV. Desde esta subestación se alimenta a las distintas secciones de las fábricas.

1.1.2.3 Gas Natural

Esta previsto que Lima cuenta con suministro de gas natural procedente de Camisea en el año 2004. En las distintas alternativas estudiadas, se ha considerado que se cuenta con dicho combustible.

1.1.2.4 Agua

CONCHAN cuenta con una cadena de descalcificación de agua.

1.2 Viabilidad del sistema de cogeneración

El estudio de la viabilidad de un sistema de cogeneración industrial, tiene como objetivo final la toma de la decisión de invertir una cierta cantidad de dinero en un sistema de este tipo. En caso contrario la toma de decisión es de no llevarlo a cabo.

Un estudio de viabilidad de sistemas de cogeneración no contemplará únicamente la evaluación de un proyecto determinado sino que por el contrario deberá formular el proyecto que pueda ser aceptado por el usuario.

El punto de partida, para cualquier proyecto de cogeneración, es la realización de un estudio de viabilidad lo suficientemente riguroso, con la finalidad de determinar qué tipo de instalación es la que mejor se adapta al centro consumidor, y si es o no rentable dicha instalación.

Las informaciones que se requieren en un estudio de viabilidad deben partir de tres procedencias básicas:

- Información del usuario del futuro sistema.
- Información tecnológica que procede de los suministradores o archivos de la ingeniería.
- Información del entorno energético y de organismos oficiales.

El primer punto a desarrollar es la definición de los datos básicos de partida a tener en cuenta en el diseño de la instalación de cogeneración. Esto debe incluir el análisis de la demanda energética (térmica y eléctrica) y su estratificación, así como los costes correspondientes a los sistemas actuales.

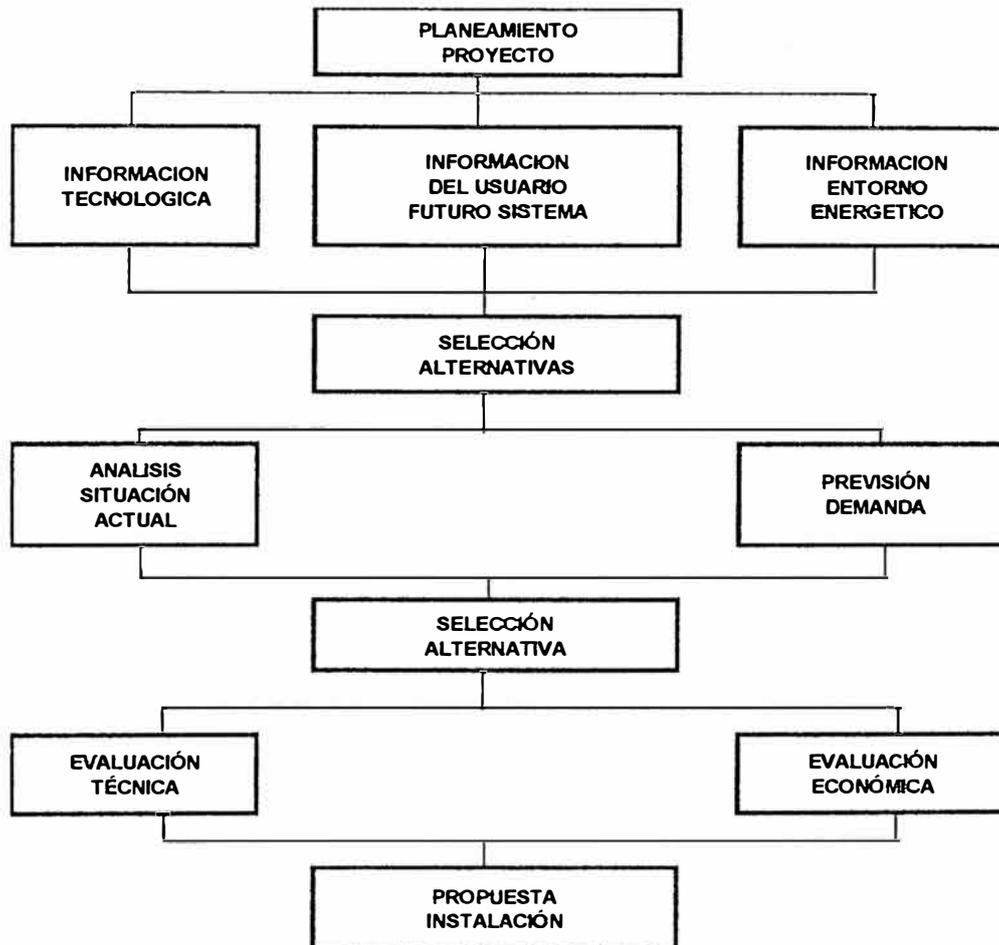
Así mismo hay que realizar un estudio detallado de las posibles ampliaciones del consumo en el tiempo y transitorios.

Una vez perfectamente determinada la situación actual del centro consumidor, hay que tomar una decisión sobre qué tipo de instalación puede resultar más adecuada en cada caso: turbinas de vapor, turbinas de gas, motores alternativos o combinados de ellas, teniendo en cuenta la estructura del consumo térmico / eléctrico, así como otros factores, con horas de funcionamiento, combustibles disponibles, etc.

1.2.1 Evaluación de la viabilidad de un proyecto de cogeneración

Los proyectos de cogeneración son de gran flexibilidad, y no existen soluciones rígidas para cada consumidor de energía.

El desarrollo de un estudio de viabilidad de cogeneración requiere un planteamiento bajo el punto de vista empresarial, que tiene una serie de fases que es conveniente resaltar:



CAPITULO 2

EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Las turbinas de gas son máquinas muy apropiadas para cogeneración por disponer de calor en una sola fuente a alto nivel térmico, para tener rendimientos aceptables hay que ir a tamaños mínimos del orden de 4 MW (esto supone una producción de vapor del orden de 10 t/h o 22000 lb/h). En nuestro estudio de viabilidad posterior, demostraremos que la alternativa TG4 (4 MW) es la más rentable.

Afortunadamente durante los años noventa se han introducido en el mercado los motores de gas de alto rendimiento, que ya en unidades de hasta 15 MW tienen buenos rendimientos eléctricos 38 – 42 %, al mismo tiempo que bajo nivel de emisiones.

En realidad la evolución en este campo ha sido gobernada por dos tendencias diferentes: el aumento de rendimiento y la disminución de emisiones (sobre todo de NOx, que es el contaminante más abundante). Estas dos fuerzas han seleccionado dos tecnologías principales para el presente y futuro, las turbinas de gas en grandes tamaños y, en pequeños tamaños los motores de gas. De esta manera, se puede decir que el panorama está completo.

Las energías, como la electricidad, el fuel-oil o el gas natural son transportables a grandes distancias en tanto que energías como los termo fluidos, o sólidos de bajo poder calorífico son muy costosos de transportar y su posible aprovechamiento puede ser de dudosa rentabilidad.

2.1 Sistemas de cogeneración

La cogeneración podría pues definirse como una conversión de una energía de calidad media (gas natural) en una energía de calidad superior (energía mecánica o eléctrica) y otra de nivel térmico inferior (vapor de agua), esta sujeto a un rendimiento térmico que impide que la energía contenida en los productos obtenidos alcance a la empleada para obtenerlos.

Con la aplicación de los sistemas de cogeneración se posibilita el ahorro de energía primaria; ya que para producir la misma energía se consume menos combustible, así que no es necesario ser tan exigente en la discusión de su emplazamiento por problemas medio ambientales, ya que sólo hay que tener en cuenta las emisiones a la atmósfera, según el tipo de combustible

utilizado. No supone, tampoco costes operacionales adicionales puesto que la planta de cogeneración queda integrada dentro de cualquier industria.

2.2 Ventajas que aportan los sistemas de cogeneración

La importante penetración del gas natural ha permitido ampliar el abanico de sistemas de cogeneración, incluyendo además de los más convencionales, turbinas de vapor y motores diesel ya empleados, las turbinas de gas, motores de gas y motores diesel duales.

Conviene destacar que la cogeneración comporta en la mayoría de los casos la sustitución de combustibles derivados del petróleo por gas natural, carbón o residuos de combustible, por la reducción de la dependencia de derivados del petróleo.

2.3 Tipos de sistemas de cogeneración

Existen diferentes tipos de instalaciones de cogeneración; para nuestro estudio desarrollaremos:

2.3.1 Sistema con turbina de gas

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en

energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

Los gases de escape de la turbina tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% - 16%.

Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales.

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

2.3.2 Sistema basado en motores alternativos

Utilizan gas natural, gasóleo o fuel oil como combustible. El elemento motriz es un motor de explosión, mientras que el calor recuperable se encuentra en forma de gases calientes y agua caliente (circuito refrigeración).

Las plantas con motores alternativos tienen la gran ventaja de ser muy eficientes eléctricamente y a la vez la desventaja de ser poco eficientes térmicamente.

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 45%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 140 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, el rendimiento de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión o agua caliente de 80 a 100 °C.

En el siguiente cuadro representamos un resumen de comparación de los tipos de sistema de cogeneración:

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
TURBINA DE GAS	<ul style="list-style-type: none"> • Amplia gama de aplicaciones • Muy fiable • Elevada temperatura de la energía calorífica. • Rango desde 0.5 a 100 MW. • Gases con alto Contenido en oxígeno. • Menor número de paradas por mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones en los combustibles. • Tiempo de vida relativamente corto. • Mal rendimiento a carga parcial.
MOTORES DE GAS	<ul style="list-style-type: none"> • Elevada relación Electricidad / calor. • Alto rendimiento eléctrico • Bajo coste • Tiempo de vida largo. • Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda. • Buen rendimiento a carga parcial. 	<ul style="list-style-type: none"> • Energía térmica muy distribuida y una parte a baja temperatura. • Posibilidad de utilización De muy pocos combustibles. • Potencias pequeñas (<15 MW) • Mayor número de paradas por mantenimiento, elevando su coste.

La investigación tecnológica que se realiza en la actualidad está siendo dirigida a los equipos medios y pequeños, en tanto que al nivel de grandes centrales, las investigaciones van dirigidas al campo de las turbinas de vapor con ciclo combinado y la fusión nuclear.

2.4 Generación de electricidad y medio ambiente

La generación de energía eléctrica por sistemas convencionales tiene rendimientos del 35-40% con hasta un 65% de la energía primaria consumida desperdiciada como calor residual (ver tabla 9).

Son razones para el renovado interés en el uso del gas natural para generación de electricidad:

- El considerablemente menor impacto ambiental que aporta la generación eléctrica con gas que con otros combustibles sólidos.
- La disponibilidad a largo plazo de grandes y crecientes reservas de gas.

Estas ventajas han coincidido con la creciente preocupación sobre el daño ocasionado por la lluvia ácida causada por las emisiones de SO₂ y NO_x y por el papel de las emisiones de CO₂ provocadas por el hombre sobre el creciente efecto invernadero.

2.4.1 Seguridad del abastecimiento energético se debe a lo siguiente:

- Consecuencias preocupantes: Fuerte alza de los precios del petróleo y nuevos desafíos en el cambio climático.
- Tener en cuenta que ningún sector energético, puede cubrir por sí solo las necesidades de combustible.
- El uso de gas natural, nos compromete a reducir las emisiones de gas de efecto invernadero.

2.4.2 Comparación de los principales mercados de la energía

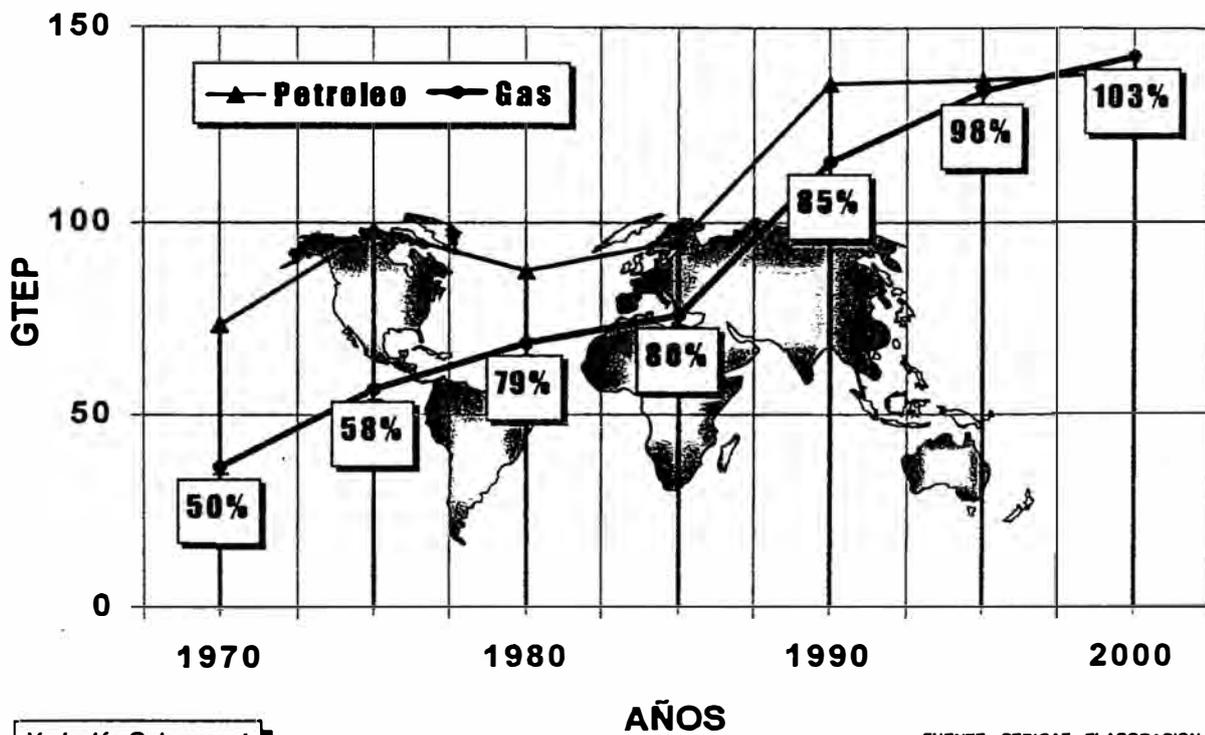
Una manera simple de verificar la evolución del Gas Natural, es establecer una comparación con el petróleo, ambos de similar origen y en muchos casos sustituibles en su uso.

Si consideramos el periodo 1970 - 2000 y expresamos ambos energéticos en toneladas equivalentes de petróleo (TEP), presentamos el siguiente gráfico comparativo:

Gráfica 3. Evolución de las reservas de Petróleo y Gas Natural en el Mundo.



MUNDO: EVOLUCION DE LAS RESERVAS DE PETROLEO Y GAS

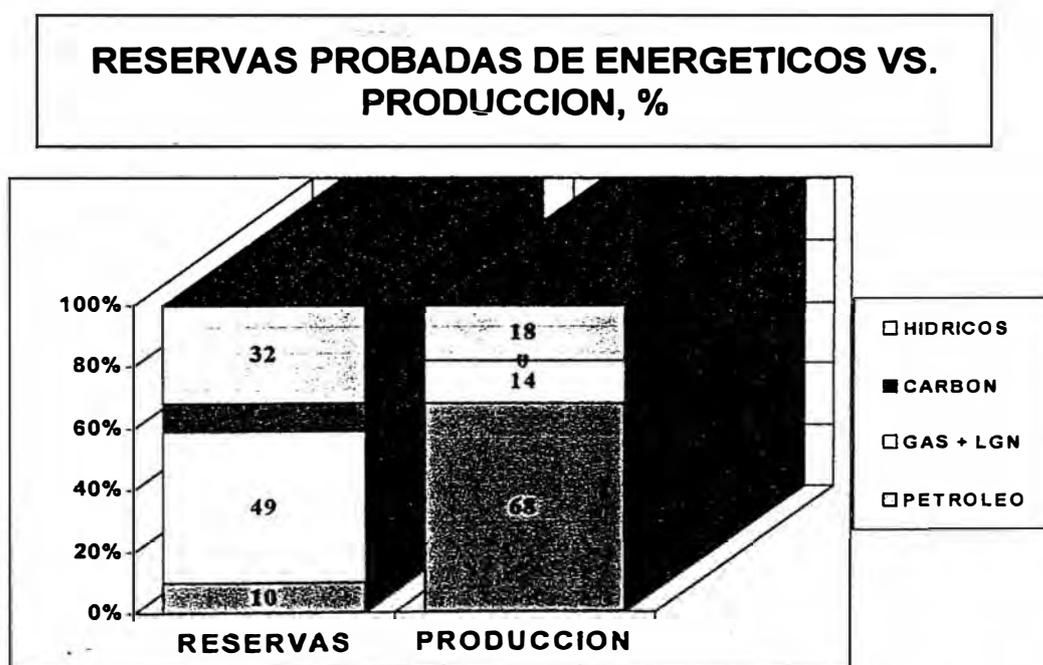


De la gráfica anterior si expresamos ambos energéticos en toneladas equivalentes del petróleo (TEP), en el año 1970 las reservas de Gas Natural constituían el 50% de las del petróleo. La evolución de esa relación, verificada cada cinco años, muestra que el Gas Natural creció pasando sucesivamente al 58%, 79%, 80%, 85%, 98% hasta alcanzar en el año 2000 el 103%, es decir las reservas de Gas Natural expresadas en TEP, son en la actualidad un 3% superiores a las del petróleo.

Durante la última década del siglo precedente, las reservas de petróleo han crecido a un ritmo del 1% anual acumulativo, mientras que el gas natural lo ha hecho a un 2% anual acumulativo.

En estos momentos no existe una interrelación, entre las reservas, principalmente de Gas Natural en el Perú y su producción, así tenemos:

Gráfica 4. Reservas probadas de Energéticos vs Producción, Perú.



FUENTE: AMADO YATACO MEDINA - ABRIL 2001
CONSULTOR EN MINERÍA Y ENERGÍA

Se sabe que la economía del Perú está petrolizada, esta dependencia excesiva del petróleo nos ha llevado a pérdidas debido a que no se ha encontrado reservas significativas de petróleo desde 1981, ver tabla 8.

Tabla 8. Comparación Petróleo y Gas Natural.

	PETROLEO		GAS NATURAL		Balanza comercial de hidrocarburos (millones US\$)
	Reservas (millones de barriles)	Producción (miles de barriles/año)	Reservas (TCF)	Producción (BCFY)	
1981	835	195	0.6	2	521
2001	294	96	9	32 (*)	-713 (**)

FUENTE: 1° Simposio Internacional Gas de Camisea
El Mercado del Gas de Camisea
Lima, Mayo del 2001

(*) Producción de Gas Natural año 1999.

(**) Este déficit, es debido a que estamos mal en nuestra balanza comercial, debido a que nuestras refinerías estuvieron construidas para un crudo liviano, viéndonos obligados a exportar parte del crudo pesado que producimos e importar crudo liviano y lógicamente en la paridad de precios perdemos.

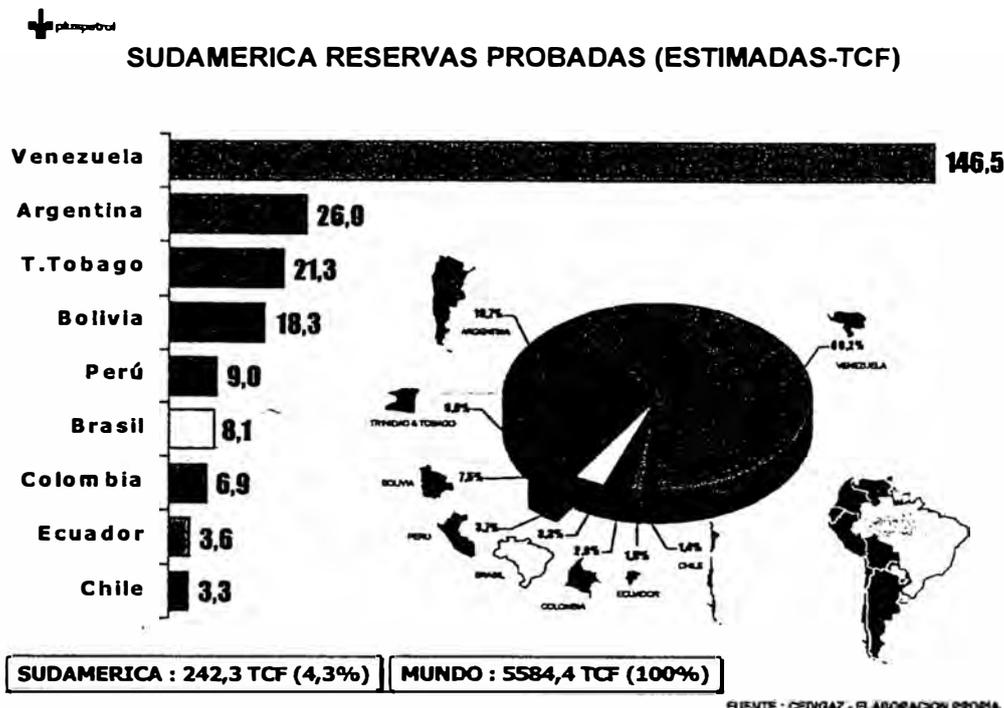
Si en términos volumétricos importamos más, en términos comerciales perdemos mucho más, esto es debido a la subida de los precios del crudo en el mercado internacional.

2.4.3 Perspectivas para las reservas de gas natural

A pesar de haberse más que doblado el consumo de gas natural en el ámbito mundial desde 1990, las reservas probadas de gas natural ha crecido considerablemente más rápido que su consumo, ya que se efectúan nuevos hallazgos continuamente.

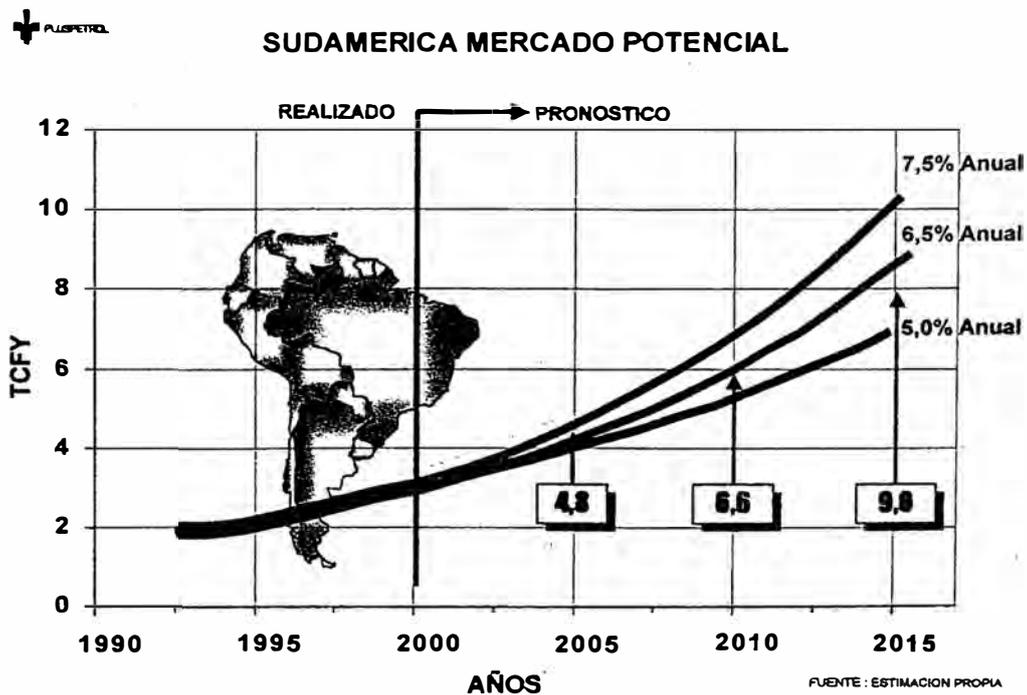
Las reservas totales probadas de Gas Natural en el mundo ha pasado de una duración de 32 años en 1970, hasta llegar a 200 años de vida probable a los niveles actuales de consumo. En la siguiente gráfica se observa las reservas en Sudamérica de Gas Natural:

Gráfica 5 Reservas probadas de Gas Natural en Sudamérica.



En la siguiente gráfica se muestra el potencial de consumo de Gas Natural en la región Sudamericana.

Gráfica 6 Mercado potencial de Gas Natural en Sudamérica.



2.4.4 Gas natural para cogeneración termoeléctrica

El desarrollo de las turbinas de gas ha aumentado el atractivo de la cogeneración para usos industriales y comerciales. Siempre que sea factible, se ahorran cantidades considerables de energía por el cambio de los sistemas individuales de producción de calor o vapor para proceso industrial. Normalmente en sistemas de cogeneración industrial se utiliza hasta el 80-90% de la energía primaria consumida. La tecnología actual con gas natural consigue emisiones mínimas de NO_x y CO y casi nulas de SO_x.

2.4.5 Satisfacción de la demanda de gas natural en las industrias

Se están desarrollando calderas y quemadores para satisfacer la demanda de diferentes procesos industriales y sistemas de control de llama y de evacuación de productos de combustión.

Un reto importante para las industrias del gas natural lo constituye el desarrollo de técnicas de disminución adicional de la emisión de NO_x en procesos de combustión industrial, que permitan a los usuarios cumplir con los límites de emisión establecidos, conservando las ventajas del gas natural como fuente de energía.

CAPITULO 3

ALTERNATIVAS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

Los diversos sistemas de cogeneración aplicables a la industria, parten en general de su dimensionamiento sobre la base del calor de proceso consumido por la refinería.

Efectivamente, siendo posible siempre obtener utilidad de la electricidad producida, bien auto consumiéndola, bien exportándola a la red, el motor principal deberá determinarse en función del calor producido en la utilización del combustible. Dicho calor debe tener aplicación en la propia planta, pues no es económicamente posible su exportación (salvo a pequeñas distancias, el transporte de calor suele ser muy costoso en relación con el valor de el mismo). Así, la selección del motor principal de una planta de cogeneración suele venir condicionada por la demanda de calor útil (o calor de proceso) de forma que sea idéntico en la situación sin cogeneración.

3.1 Criterio general de dimensionamiento

La utilización eficiente del calor de escape de una turbina de gas, de vapor o motor para un proceso de fabricación es una condición fundamental en una instalación de cogeneración. La demanda de calor para el proceso determina el potencial de cogeneración.

El dimensionamiento de la turbina de gas o motor se hace en función de la demanda de calor en el proceso de fabricación.

Las alternativas se basan en dos principios de diseño: por un lado hacer la fábrica autosuficiente desde el punto de vista eléctrico y por otro lado desde el punto de vista térmico. La primera nos lleva a plantas de menor inversión, la segunda de mayores ahorros brutos.

En un estudio de viabilidad preciso no es correcto trabajar con valores medios ni máximos de consumo de calor en un año tipo 10^3 BTU/s vs h/a (ver gráfico 2). El primer paso será obtener “la curva monótona de carga de vapor”, que representa las producciones realmente habidas durante las diferentes horas del año, ordenadas de mayor a menor.

Normalmente dicha curva representa las demandas de las unidades de proceso y no el vapor realmente producido por el sistema de cogeneración ya que el mismo viene influido por todo el sistema de vapor del centro industrial al tener que considerarse:

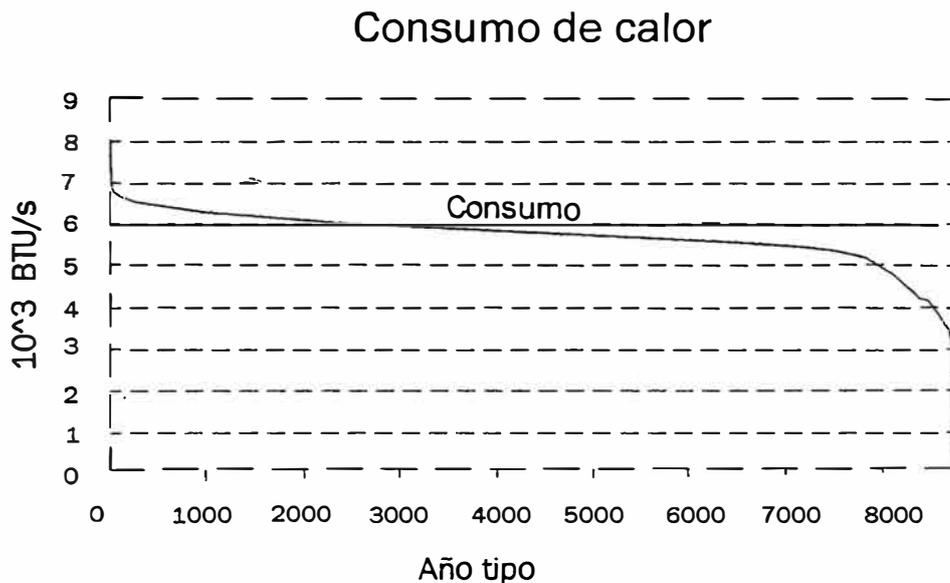
- Retornos de condensados.
- Vapor de flash de diversas recuperaciones energéticas.
- Consumos del tratamiento de desgasificación.

Por ello en la refinería no es fácil determinar a partir del vapor demandado por el proceso, el nivel de producción que deben realizar los generadores de vapor. Esta determinación vendrá dada por el diseño del nuevo diagrama de proceso que se proponga por las previsiones disponibles en la planta, sobre la producción futura de sus unidades y por otros proyectos que la refinería tenga decidido implantar en su sistema energético.

Dichas previsiones corresponden hacerlos a la PROPIEDAD a través de sus expertos, debido que en algún momento pueden mejorar el sistema de cogeneración con nuevos sistemas recuperadores de calor o nuevos proyectos de ampliación. En nuestro estudio, consideraremos un aumento de 13691 lb/h (actual) a 20000 lb/h (futuro).

En la siguiente gráfica se presenta la curva monótona de consumo de calor (referido de la gráfica 2).

Gráfica 7. Curva monótona de consumo de calor de la fábrica.



3.2 Alternativa Base

Como alternativa base se ha considerado el funcionamiento de la fábrica en el año tipo y sin planta de cogeneración.

La fábrica puede satisfacer todas sus necesidades de calor con las calderas existentes.

Respecto a la energía eléctrica, toda la demanda, unos 5660 MWh/año se compra a la red, tal y como en este momento.

Esta alternativa implica la mínima inversión y sirve como referencia para las alternativas de cogeneración.

Ver diagrama anexo 2.1, donde se reflejan todos los elementos que intervienen en el sistema, con un balance a nivel anual de flujos y energéticos del sistema de vapor.

3.3 Alternativa TG 1

Esta alternativa está basada en la instalación de una turbina de gas de 1.1 MW y una caldera de recuperación de calor, produciendo vapor a 200 psi (13.79 bar) y 387.86°F (197.7°C).

El caudal de gases a la salida de la turbina es de 14.06 lb/s (6.38 kg/s) siendo la temperatura de unos 956.4°F (513.55°C). Además, el sistema está provisto de un quemador de postcombustión, donde se puede elevar la temperatura de los gases hasta 1382 °F (750°C). La caldera está provista de un economizador, siendo la temperatura de los humos de unos 247.28°F (119.6°C) en el caso en que se trabaja sin postcombustión y 194.18°F (90.1°C) cuando se opera con máxima postcombustión.

La producción de vapor de la caldera, en el caso en que sólo se recupera el calor de los gases de escape de la turbina de gas es 8512 lb/h ($2.36 \cdot 10^3$ BTU/s). Pero es necesario que funcione el quemador de

postcombustión a máxima capacidad, siendo la producción de vapor 14620 lb/h ($3.91 \cdot 10^3$ BTU/s)

La planta de cogeneración aportará vapor de 200 psi (13.79 bar) / 387.86°F (197.7°C) y a su vez, mediante un estrangulamiento de parte de este vapor, producirá vapor a 100 psi para el calentamiento del petróleo y bombas de vapor.

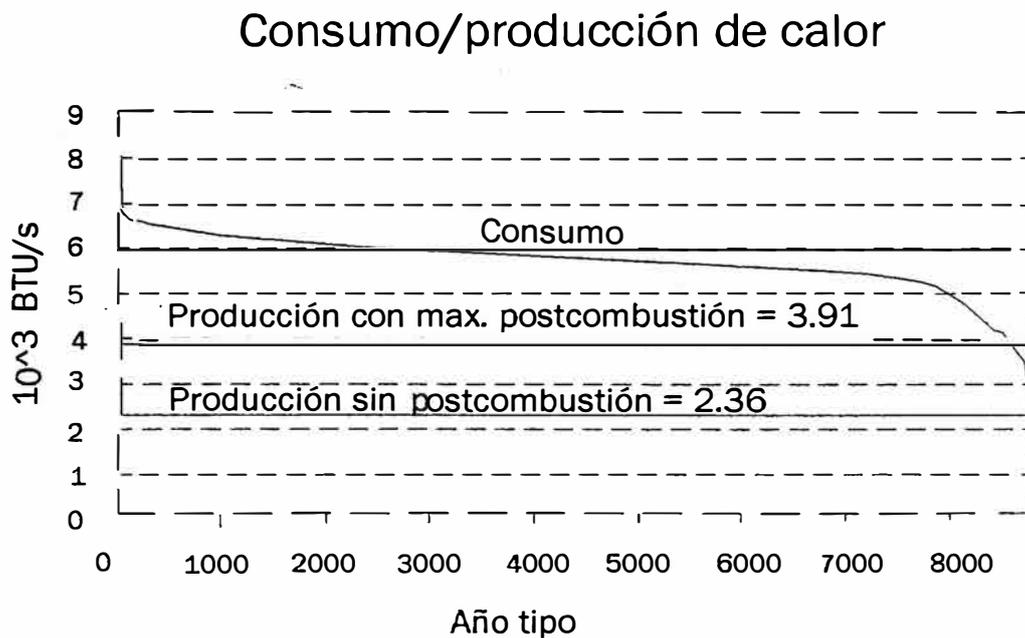
Debido a que la demanda punta de vapor a 200 psi es de aprox. 2000 lb/h, incluso superior a la producción de la caldera de recuperación con máxima postcombustión, en las horas punta de consumo es necesaria que funcionen las calderas existentes, que trabajarán en paralelo con la caldera de recuperación.

Al igual que en la situación base, la instalación cuenta con un desgasificador térmico con el objeto de mejorar la calidad del agua a calderas. Para reducir el consumo de vapor en el desgasificador, está previsto precalentar el agua con agua de alimentación de la caldera de recuperación. De esta forma, la temperatura del agua de alimentación a la caldera es de 140°F (60°C).

En la siguiente gráfica se presenta la curva monótona de consumo de calor prevista en forma de vapor de 200 psi, así como la producción de la planta de cogeneración con y sin postcombustión. Debido a que las prestaciones

de la turbina varían con la temperatura ambiente, en la gráfica se ha representado la producción de vapor con la turbina de gas trabajando a una temperatura ambiente de 64°F (17.78°C).

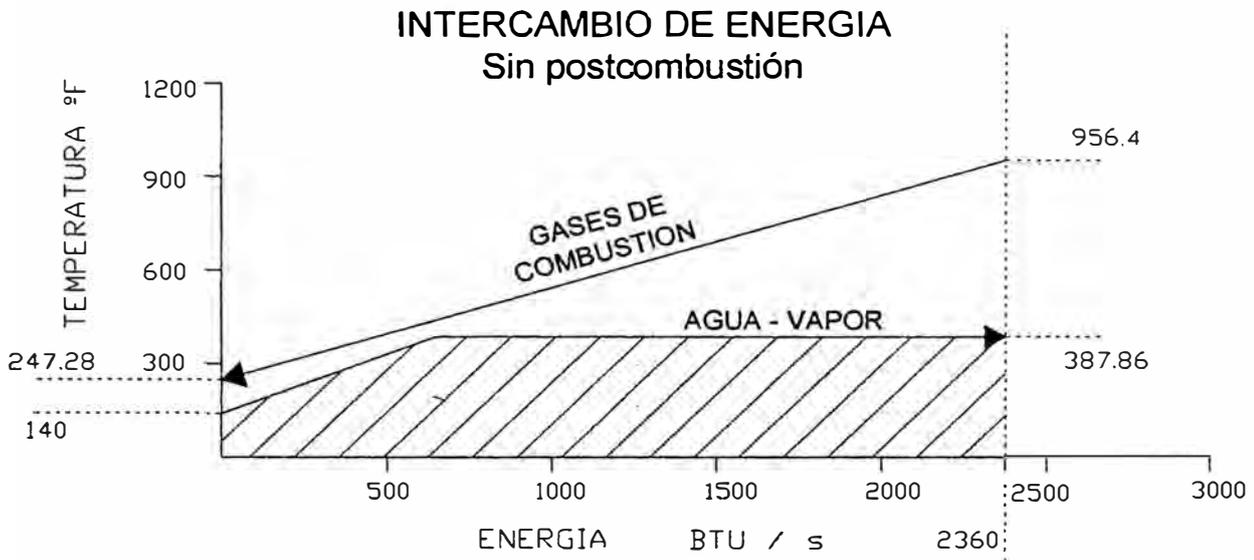
Gráfica 8. Consumo / producción de calor. Alternativa TG 1



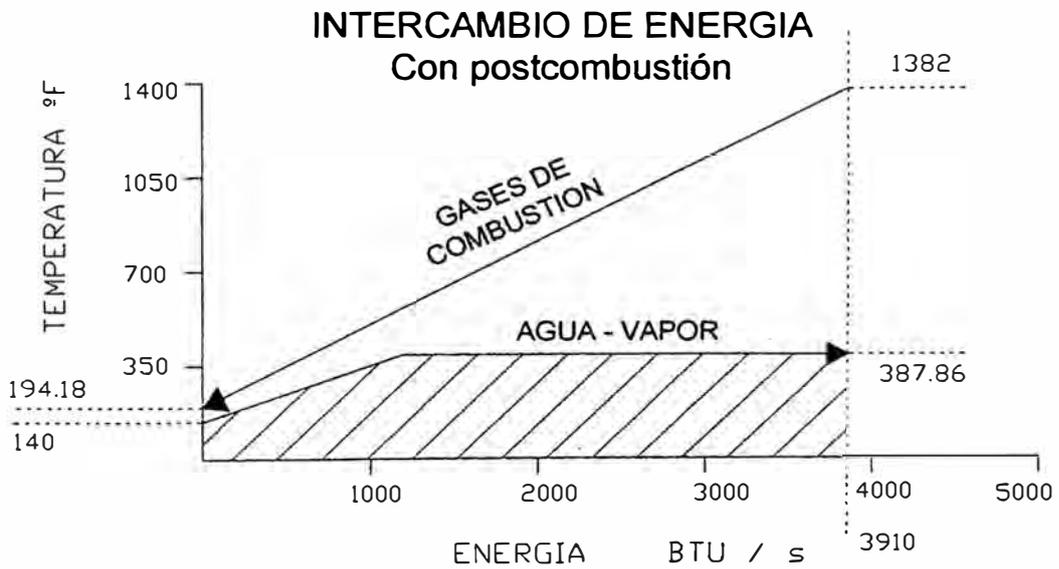
En la gráfica anterior se puede observar que durante la mayor parte del tiempo de operación la máxima postcombustión no es suficiente para cubrir la demanda máxima.

En las siguientes gráficas se presenta el intercambio de energía sin y con postcombustión que se produce en la caldera de recuperación de calor.

Gráfica 9. Intercambio de energía sin postcombustión. Alternativa TG 1



Gráfica 10. Intercambio de energía con postcombustión. Alternativa TG 1



En esta alternativa, la producción de energía eléctrica es aproximadamente el consumo punta de electricidad en CONCHAN.

En las situaciones de parada de la turbina de gas para mantenimiento, la demanda de vapor vendrá satisfecha por las calderas existentes y el consumo eléctrico en este momento se comprará a la red.

Ver diagramas del anexo 2.2 y anexo 2.3, donde se reflejan todos los elementos que intervienen en el sistema, con un balance a nivel anual de flujos y energéticos del sistema de vapor.

3.4 Alternativa TG 4

Esta alternativa está basada en la instalación de una turbina de gas de 4.01 MW y una caldera de recuperación de calor, produciendo vapor a 200 psi (13.79 bar) / 387.86°F (197.7°C).

El caudal de gases a la salida de la turbina es de 41.54 lb/s (18.84 kg/s) siendo la temperatura de los humos de unos 919.2 °F (492.89 °C). La caldera está provista de un economizador, siendo la temperatura de los gases de salida de 258.8°F (126°C). La producción de vapor es de 18665 lb/h (5.39* 10³ BTU/s). La máxima capacidad de producción corresponde a 23330 lb/h (7.07 * 10³ BTU/s), pero no es necesario en condiciones normales.

El hecho de colocar quemador de postcombustión en esta alternativa de forma que se incremente la temperatura de los gases de salida de la turbina de 919.2°F (492.89°C) a 1382°F (750°C) permitirá obtener 43197

lb/h ($13.09 * 10^3$ BTU/s); producción muy superior al consumo, no resulta necesario colocar un quemador de postcombustión en esta alternativa, por ello no aparece reflejado en las inversiones.

La planta de cogeneración aportará vapor de 200 psi / 388°F (197.7°C) y a su vez, mediante un estrangulamiento de parte de este vapor, producirá vapor a 100 psi para el calentamiento del petróleo y bombas de vapor.

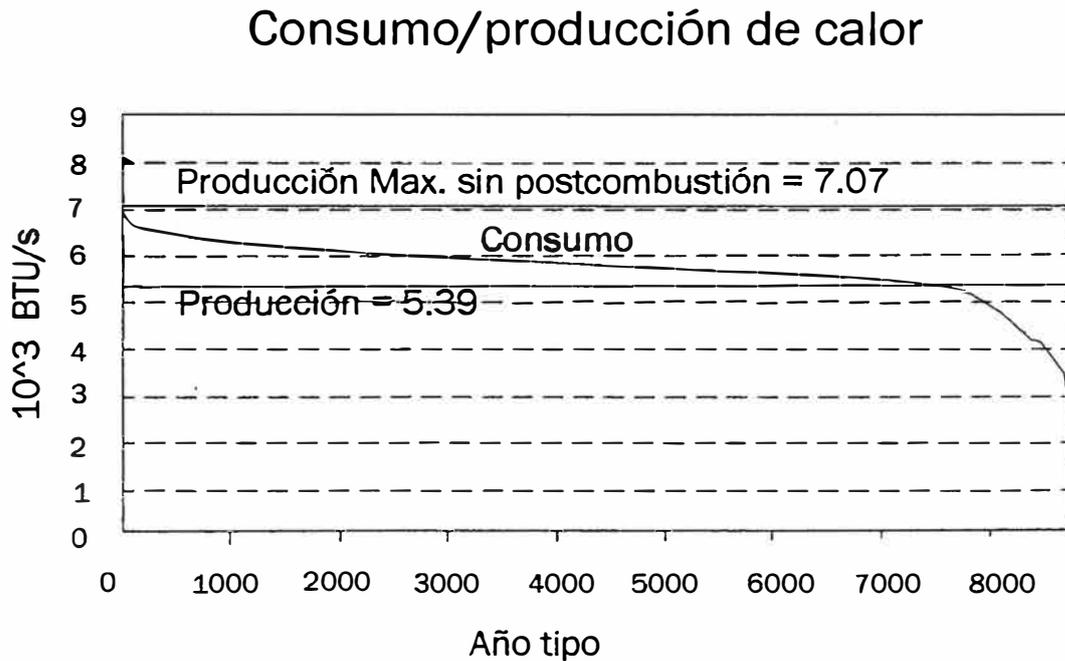
En los momentos en que para la planta de cogeneración o bien por mantenimiento o bien por paradas imprevistas, será necesario producir el vapor con las calderas existentes.

Al igual que en la situación base, la instalación cuenta con un desgasificador térmico con el objeto de mejorar la calidad del agua a calderas. Para reducir el consumo de vapor en el desgasificador, está previsto calentar el agua con agua de alimentación de la caldera de recuperación. De esta forma, la temperatura del agua de alimentación a la caldera es de 140°F (60°C).

En la siguiente gráfica se presenta la curva monótona de consumo de calor prevista en forma de vapor de 200 psi, así como la producción de la planta de cogeneración sin postcombustión. Debido a que las prestaciones de la turbina varían con la temperatura ambiente, en la gráfica se ha

representado la producción de vapor con la turbina de gas trabajando a una temperatura ambiente de 64°F (17.78°C).

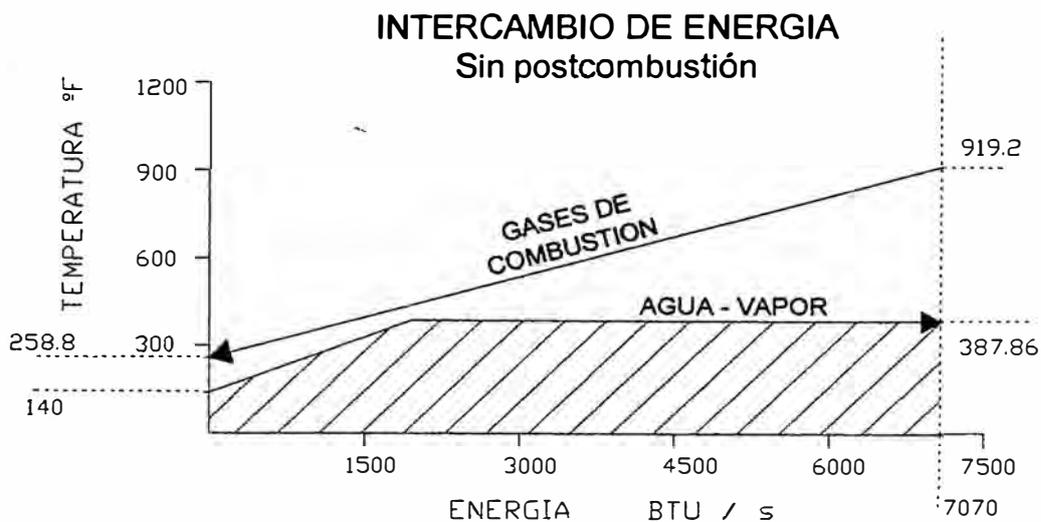
Gráfica 11. Consumo / producción de calor. Alternativa TG 4



Se puede observar en la gráfica anterior que la producción de $5.39 \cdot 10^3$ BTU/s es en promedio el consumo, y casi en todo momento la producción máxima sin postcombustión de $7.07 \cdot 10^3$ BTU/s de las turbinas es superior al consumo, por lo que no será necesario el uso de calderas auxiliares.

En la gráfica siguiente se presenta el intercambio de energía sin postcombustión que se produce en la caldera de recuperación de calor.

Gráfica 12. Intercambio de energía sin postcombustión. Alternativa TG 4



Al dimensionar este sistema, al saber que solo se necesita como máximo 18665 lb/h de vapor de agua, la producción sería por debajo de la máxima es decir 23330 lb/h que rinde la turbina, de forma que se asegura su funcionamiento constante durante todo el año.

En las situaciones de parada de la turbina de gas para mantenimiento, la demanda de vapor vendrá satisfecha por las calderas existentes y el consumo eléctrico en este momento se comparará a la red.

Ver diagramas del anexo 2.4 y anexo 2.5, donde se reflejan todos los elementos que intervienen en el sistema, con un balance a nivel anual de flujos y energéticos del sistema de vapor.

3.5 Alternativa Md 1

Esta alternativa consiste en la instalación de un motor dual de 1.04 MW y una caldera de recuperación de calor de los gases de escape. El que sea un motor dual permitirá, hasta que sea posible quemar gas natural y consumir diesel. Será necesario, cuando funcione quemando gas, añadir un 7.97% en calor de diesel.

El caudal de gases a la salida del motor es de 3.54 lb/s (1.6 kg/s), siendo la temperatura de 977°F (525°C). En el caso de motores y dado que los gases de salida de los mismos no tienen suficiente contenido de oxígeno, no se colocará un quemador de postcombustión, por eso la temperatura de entrada a la caldera de gases será de 977°F (525°C).

La caldera está provista de un economizador, siendo la temperatura de los humos de unos 296.8°F (147.11°C). Está diseñada para producir 2271 lb/h (0.57 * 10³ BTU/s) de vapor saturado a 200 psi, es necesario producción de las calderas existentes con 17907 lb/h (5.08 * 10³ BTU/s). Durante las paradas de la planta de cogeneración y en los momentos en que la necesidad de vapor sea mayor que la que puede producir la caldera de

recuperación, la demanda de vapor satisfacerla mediante las calderas existentes.

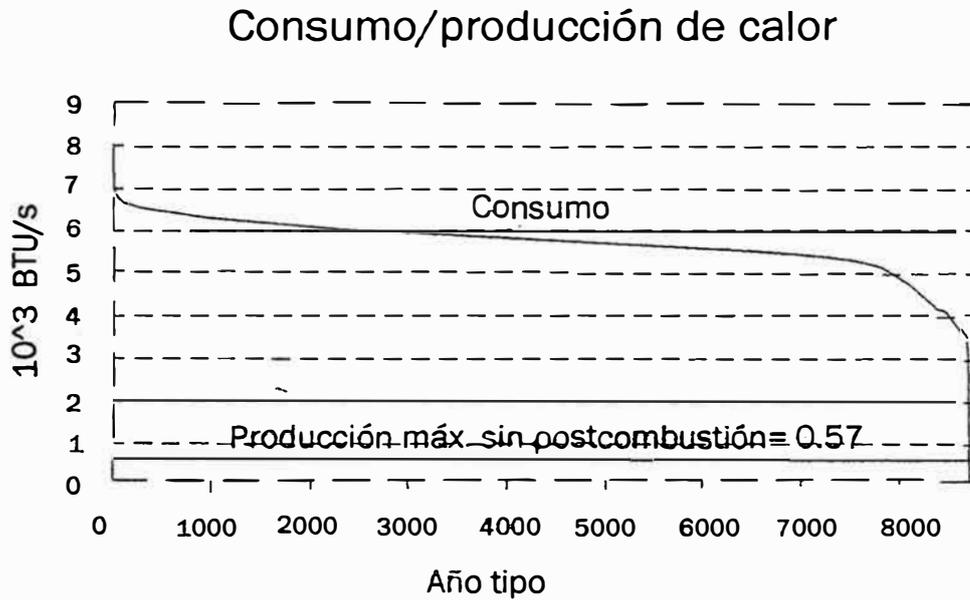
La planta de cogeneración aportará vapor de 200 psi (13.79 bar) / 387.9°F (197.7°C) y a su vez mediante un estrangulamiento de este vapor producirá vapor a 100 psi para el calentamiento de petróleo y bombas de vapor.

El agua caliente proveniente de la refrigeración de los motores podría utilizarse en precalentar el combustible antes de pasar por las bombas o precalentar el aire de combustión antes de pasar por los hornos, aunque esto último implicaría una modificación importante en la instalación.

Al igual que en la situación base, la instalación cuenta con un desgasificador térmico con el objeto de mejorar la calidad de agua de entrada a las calderas. La temperatura de entrada del agua de alimentación a la caldera es de 221.9°F (105.5°C).

En la siguiente gráfica se representa la curva monótona de consumo de calor prevista en forma de vapor a 200 psi, así como la producción de la planta de cogeneración.

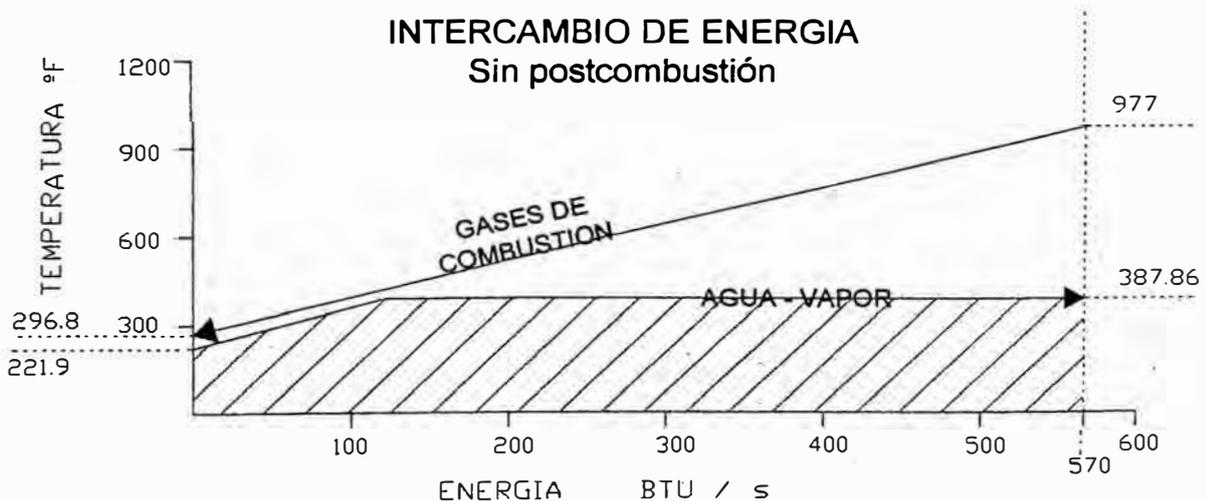
Grafica 13. Consumo / producción de calor. Alternativa Md 1



En la gráfica anterior se puede observar como la producción de vapor en esta alternativa es muy inferior a la demanda de calor en la refinería.

En la siguiente gráfica se representa el intercambio de energía que se produce en la caldera de recuperación de calor.

Gráfica 14. Intercambio de energía sin postcombustión. Alternativa Md 1



Ver diagramas del anexo 2.6 y anexo 2.7, donde se reflejan todos los elementos que intervienen en el sistema, con un balance a nivel anual de flujos y energéticos del sistema de vapor.

3.6 Alternativa MG 12

Esta alternativa consiste en la instalación de cuatro motores de gas con una potencia total de 11.64 MW y cuatro calderas de recuperación de los gases de escape. Durante las paradas de la planta de cogeneración la demanda de calor se satisfará mediante las calderas existentes.

El caudal de gases de la salida de los cuatro motores es de $4 * 11.06 \text{ lb/s}$ (20.06 kg/s), siendo la temperatura de salida de 869°F (465°C). Debido al bajo contenido en oxígeno de los gases de escape no se colocará un quemador de postcombustión a la salida del motor, por lo que la entrada de gases a la caldera será a 869°F .

Cada una de las cuatro calderas de recuperación están provistas de un economizador, siendo la temperatura de los humos de unos 319°F (159.44°C). La capacidad de producción de vapor total de las cuatro calderas es de 20178 lb/h ($4 * 1.3617 * 10^3 \text{ BTU/s}$), siendo la producción máxima de 22668 lb/h ($4 * 1.6 * 10^3 \text{ BTU/s}$) superior al consumo medio.

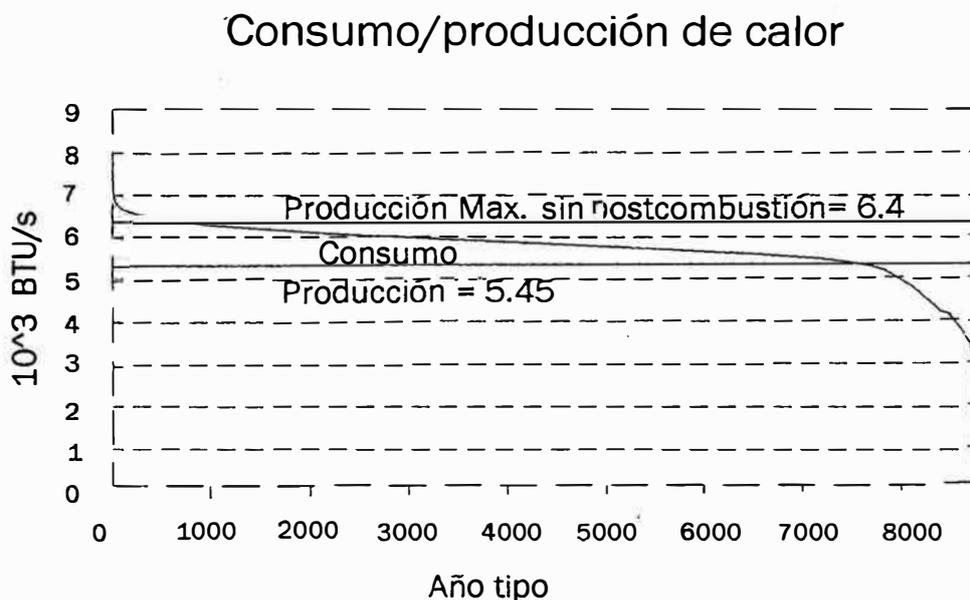
La planta de cogeneración aportará vapor a $200 \text{ psi} / 387.86^\circ\text{F}$ (197.7°C) y a su vez mediante un estrangulamiento de este vapor producirá vapor a

100 psi para el calentamiento del petróleo y bombas de vapor. El agua caliente proveniente de los motores podría utilizarse en precalentar el combustible antes de pasar por las bombas o precalentar el aire de combustión antes de pasar por los hornos.

Como en la situación base, la instalación cuenta con un desgasificador térmico con el objeto de mejorar la calidad de agua de entrada a las calderas. La temperatura de entrada del agua de alimentación a la caldera es de 221.9°F (105.5°C).

En la gráfica 15 se representa la curva monótona de consumo de calor prevista en forma de vapor a 200 psi (13.79 bar), así como la producción de la planta de cogeneración.

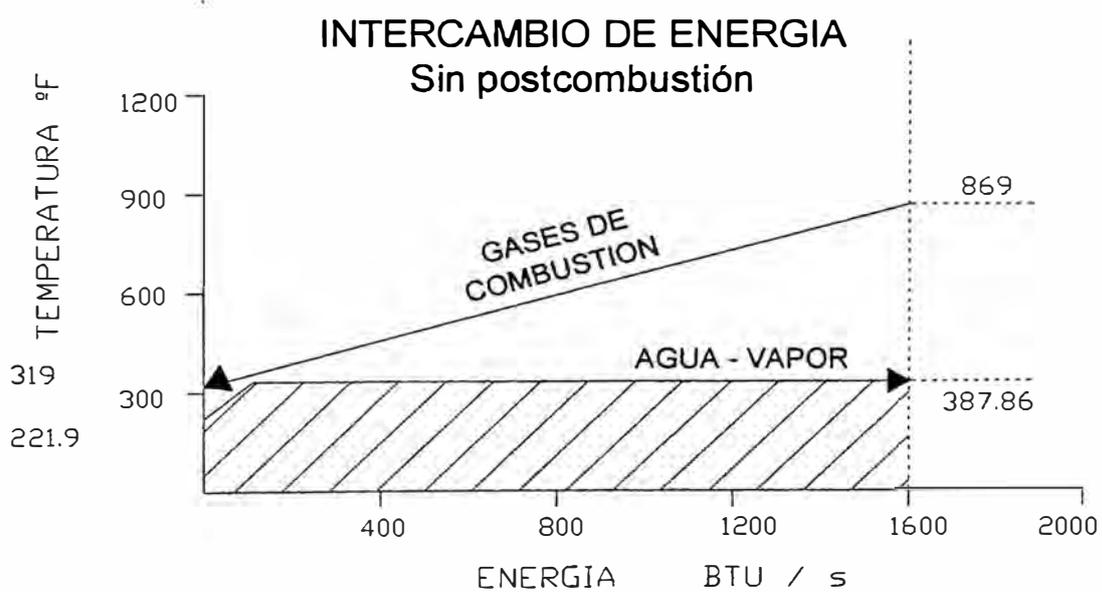
Gráfica 15. Consumo / producción de calor. Alternativa MG 12



En la gráfica anterior se puede observar como durante la mayor parte del tiempo de operación se cubre la demanda de calor de la refinería, tanto con la producción de 5.45×10^3 BTU/s y la producción máxima sin postcombustión de 6.4×10^3 BTU/s.

En la siguiente gráfica se representa el intercambio de energía que se produce en una de las cuatro calderas de recuperación de calor.

Gráfica 16. Intercambio de energía sin postcombustión. Alternativa MG 12



Ver diagramas del anexo 2.8 y anexo 2.9, donde se reflejan todos los elementos que intervienen en el sistema, con un balance a nivel anual de flujos y energéticos del sistema de vapor.

3.7 Comparación para potencias menores a 10 MW

Alternativa de estudio de turbinas y motores en la refinería.

3.7.1 Turbina de gas (TG 1 = 1.1 MW, TG 4 = 4.01 MW)

- a. Las turbinas tienen el siguiente rendimiento eléctrico: 22.67% (TG 1) y 27.23% (TG 4).
- b. Las turbinas tienen producción de calor de una fuente:
Gases de escape a 492.89°C (TG 4) y 513.55°C (TG 1), presentando mayor facilidad de recuperación de calor.
- c. Usa los siguientes combustibles
Gases combustibles: gas natural, GLP y gases de procesos.
Fracciones líquidas ligeras del petróleo: queroseno y gasóleo pero no fuelóleo pesado.
- d. En la práctica se prefiere usar gas natural como combustible, salvo no se disponga de gasoducto próximo.

3.7.2 Motores (Md 1 = 1.04 MW, MG = 2.91 MW CADA / MOTOR)

- a. Los motores tienen el siguiente rendimiento eléctrico: 38.96% (Md 1) y 41.32% (MG 12).
- b. Los motores tienen producción de calor de dos fuentes (a baja temperatura):
Gases de escape a 465°C (MG 12) y 525°C (Md 1)
Agua caliente a 80°C para MG 12 y Md 1.
- c. Usa los siguientes combustibles

Para motores diesel duales: usan fuelóleo o gas natural con un 5 8% de gasóleo.

Para motores de gas ciclo Otto: usan gas natural, GLP u otros gases de procesos.

- d. El fuelóleo pesado es más barato que el gas natural para COGENERACIÓN, pero el nivel de emisiones de SOx , NOx y partículas es mucho mayor que con gas.

Los motores diesel duales: la velocidad es muy importante, los motores lentos son más pesados y más caros, pero tienen mayor disponibilidad, menores costes de mantenimiento y mayor rendimiento eléctrico.

Los motores de gas ciclo Otto: consumen menos aceites y menos costes de mantenimiento. Tienen mayores temperaturas de gases de escape y se pueden sacar los humos de chimenea a menor temperatura, por lo que son MEJORES PARA COGENERACIÓN.

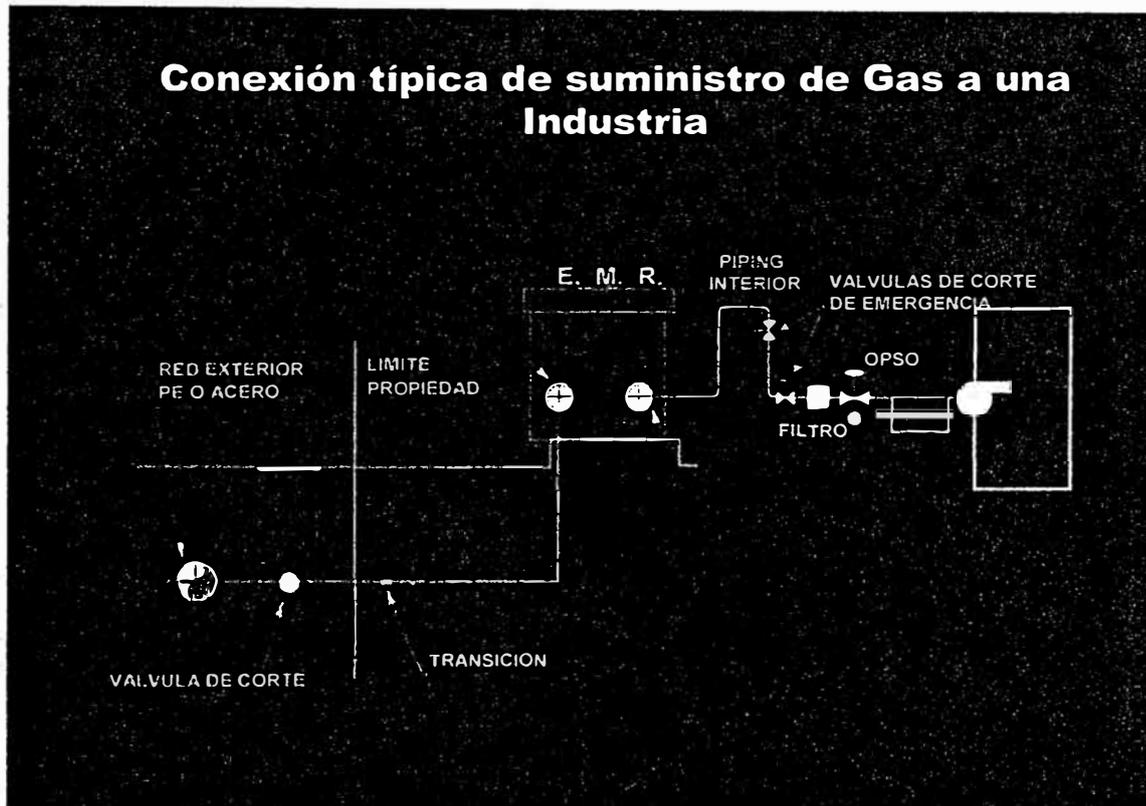
3.8 Instalaciones Auxiliares

La planta de cogeneración tiene además de los equipos principales, una serie de equipos auxiliares.

Las principales instalaciones auxiliares son: estación de regulación y medida (ERM) y sistema de gas natural, sistema de aire de instrumentos incluyendo compresores, sistemas de refrigeración, etc.

La siguiente gráfica nos da en detalle la instalación de la Estación de Regulación y Medida de un Sistema de Cogeneración.

Gráfica 17 Instalación de la Estación de Regulación y Medida (E.R.M.)



3.9 Conexión eléctrica

La nueva planta de cogeneración está previsto que se conecte a 10 kV a la red de Luz del Sur. No obstante será necesario confirmar esta propuesta con Luz del Sur.

La planta de cogeneración está prevista que en casos de perturbaciones en la red pueda funcionar en isla.

Para realizar la conexión se requiere el siguiente equipamiento:

- Una nueva celda de entrada con las protecciones de la interconexión.
- Una celda de llegada del bloque transformador – generador.
- Una celda de salida del transformador 10 / 0.44 kV.
- Un transformador 10 / 6 kV.
- Un transformador 10 / 0.44 kV para servicios auxiliares.

En el esquema unifilar se puede ver la configuración propuesta ver anexo 3.

Para la alternativa TG 4 por ser la más confiable.

3.10 Sistema de control

En todas las alternativas se instalará un sistema de control industrial tipo DCS (Control Distribuido), con unidad central redundante, bus de comunicaciones también redundante. La comunicación hombre-máquina se realizará a través de pantallas, teclados e impresoras también duplicadas en la salida del control. Mediante el correspondiente cableado, se llevan todas las señales de campo y también las procedentes de otros armarios de control y seguridades propios de cada equipo principal, bien sea turbina / motor, caldera, etc.

3.11 Implantación

En el anexo 5 se presenta una propuesta de implantación para la alternativa de turbina de gas de 4.01 MW (TG4). El espacio requerido tiene una superficie de 30m x 18m

CAPITULO 4

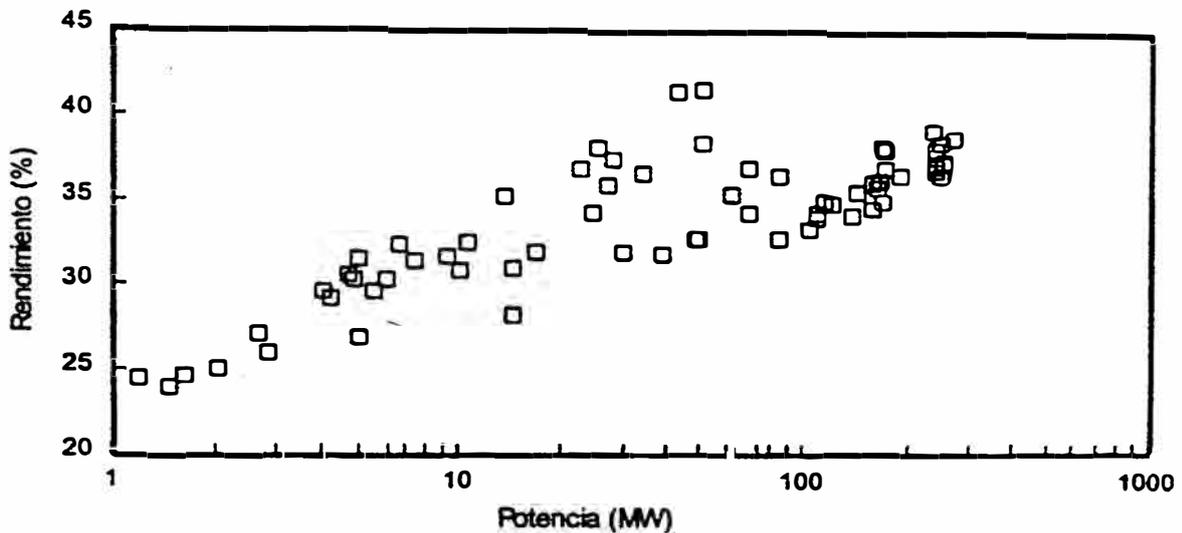
COMPONENTES DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

4.1 Turbina de gas

El ciclo básico de la turbina de gas, es el CICLO BRAYTON O JOULE. El rendimiento térmico del ciclo real de la turbina, depende de la relación de presiones, la temperatura de admisión a la turbina y las pérdidas.

En la gráfica siguiente se pueden ver los rendimientos eléctricos de las turbinas de gas en condiciones ISO. Aquí se pueden ver que las turbinas de gas de mayor rendimiento llegan hasta un 42% en algunas unidades de unos 40MW. En turbinas mayores a 40 MW, el rendimiento eléctrico disminuye, pero tienen gases de escape más calientes, que permiten trabajar a mayor presión de vapor y en definitiva obtener mayor rendimiento global del ciclo.

Gráfica 18. Variación del rendimiento eléctrico con el tamaño de la turbina
(Libro, Proyecto Cogeneración Energética AECI - ESPAÑA año 1998)



Los nuevos desarrollos en las turbinas de gas han ido ligados por un lado a la mejora medioambiental, con desarrollo en prácticamente todas las turbinas de quemadores de bajo NOx, y por otro para aumentar los rendimientos.

El rendimiento eléctrico va ligado a la temperatura superior del ciclo termodinámico, (temperatura de admisión de gases a la turbina), y esto en las turbinas está ligado al desarrollo de materiales más resistentes a las altas temperaturas (más refractarios) y a la mejora en los sistemas de refrigeración de partes calientes. Además se han desarrollado sistemas de combustión en varias etapas (secuencial) y se están desarrollando turbinas con materiales cerámicos.

Lo típico es que alrededor de $\frac{1}{3}$ de la potencia de la turbina, se utilice para impulsar el compresor.

El incentivo de operar a temperaturas cada vez más altas, ha conducido a tener diseños intrincados de pasos de enfriamiento en el interior de las paletas de turbina y de las paletas fijas de las toberas. Por lo común, el aire purgado del compresor se usa como refrigerante. Se está trabajando activamente en el desarrollo de materiales cerámicos para las paletas y otras piezas calientes. Todavía queda mucho por aprender acerca de las técnicas de diseño para materiales frágiles.

La cámara de combustión o combustor llevan los gases hasta una temperatura uniforme controlada, con una pérdida mínima de presión. Los problemas principales, además del rendimiento y la mezcla eficiente de los gases, son la estabilización de la llama, la eliminación del ruido y control de las emisiones de contaminantes (NOx)

Inyección de vapor en turbinas de gas

Las turbinas de gas, pueden admitir en la mayor parte de los casos inyección de vapor en la cámara de combustión junto con el gas natural (se requiere una presión parecida a la del gas natural). Esto tiene dos efectos principales, aumenta la potencia y disminuye las emisiones de NOx. Además de estos efectos beneficiosos, tiene otros efectos no deseados, a saber, aumenta las emisiones de CO y aumenta los costes de mantenimiento.

La tendencia en cualquier caso es no inyectar en la turbina de potencia, puesto que puede producir deterioro prematuro de la turbina.

La inyección requiere una serie de precauciones relativas a la calidad del vapor, tanto en cuanto a asegurar una mínima presencia de sales y asegurar un nivel mínimo de sobrecalentamiento, y ausencia total de gotas líquidas arrastradas.

Rentabilidad de la inyección

Cuando se inyecta vapor, aumenta la potencia y también el rendimiento de la turbina de gas. Esta variación depende de la temperatura ambiente además de la turbina de gas y sistemas de inyección.

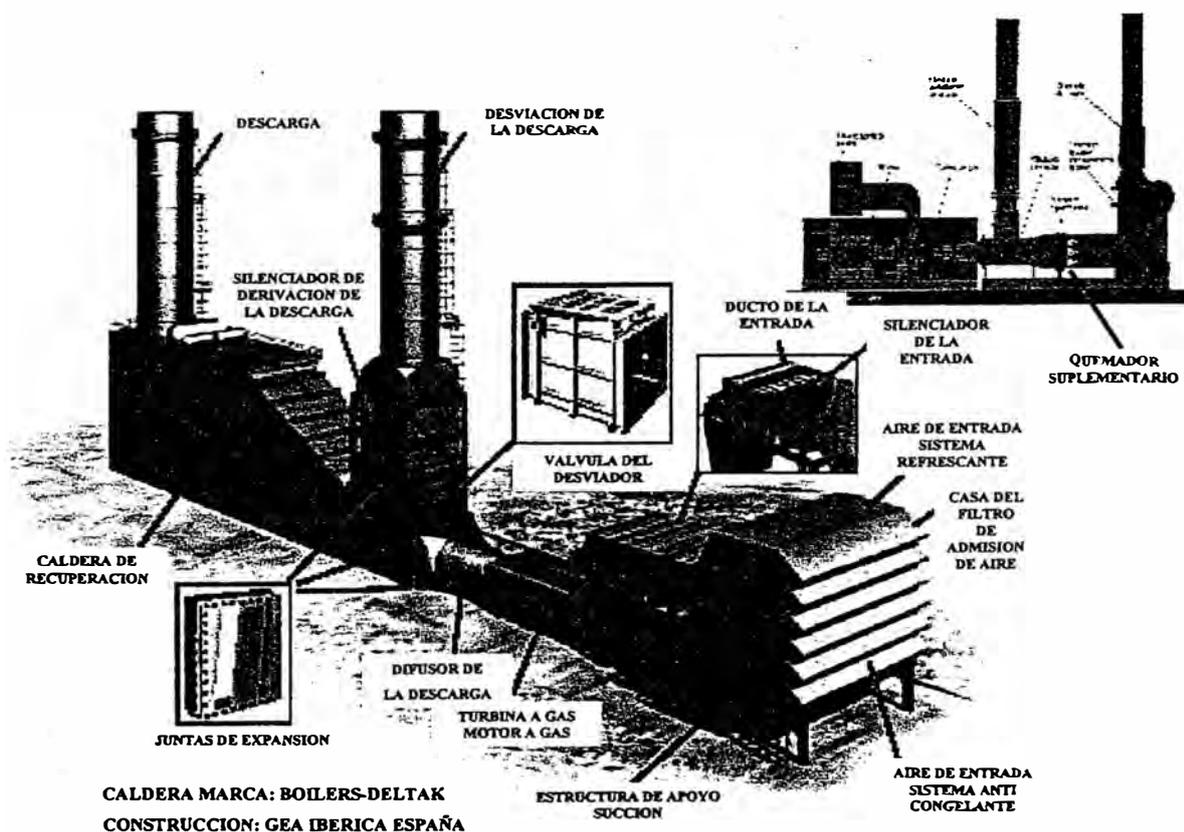
En todo caso al aumentar la potencia, aumenta también el consumo de combustible. Por supuesto, al inyectar vapor en la turbina, este se tira a la atmósfera a través de la caldera y se producen otros dos efectos: aumenta la capacidad de la caldera y aumenta el consumo de agua desmineralizada para reponer el vapor tirado.

Por supuesto, cuando la inyección se hace con vapor sobrante, es siempre rentable inyectarlo en la turbina de gas. Naturalmente supuesto que el vapor para inyección se produzca en la caldera de recuperación aumentando la postcombustión. Si el vapor es sobrante, los resultados son

muy diferentes y por supuesto interesa inyectar vapor antes que tirarlo, cualquiera sea la hora a la que ocurra.

La gráfica 19, nos muestra la vista en planta de la instalación de un sistema de cogeneración, observándose el quemador de postcombustión que solo lo tiene la alternativa Turbina TG1.

Gráfica 19. Sistema de Cogeneración Instalado, Turbina / Motor de Gas



4.1.1 Alternativa TG1 (Turbina de 1 MW)

Se emplean filtros para el aire de admisión, con el fin de proteger las turbinas de gas, del polvo, los humos, los que podrían erosionar o corroer el

compresor o la turbina, o formar depósitos sobre ellos y reducir su rendimiento.

Tiene aceptable rendimiento a plena carga, si la temperatura de operación y la relación de presiones son elevada, pero a medida que se reduce la carga, al reducir la temperatura de la turbina o las r / min (es decir las relaciones de presiones), el rendimiento bajo. Esta turbina de 1 MWe ha sido hasta ahora la deuda generalmente antieconómica a su eficacia eléctrica.

La turbina de gas, el generador, el combustible y el sistema de lubricación de aceite, el centro del mando de motor y sistema de mando de turbina, están todo montadas en el paquete de la turbina. Un cercamiento acústico abarca la turbina, caja de engranajes y sistema de combustible de gas para reducir los niveles del ruido a 80 decibeles (este nivel o inferior, normalmente es considerado a nivel industrial que no causará cualquier problema al oído), a una distancia de un metro del cercamiento. El cercamiento también sirve para contener el riesgo de fuego y localizar y minimizar el equipo de prevención de fuego

La turbina se diseña para correr en una variedad ancha de combustibles gaseosos incluso el gas del basural, gas de las minas y gas de la refinería, así como destile y tiene la capacidad de cambio automático del combustible primario al combustible secundario por el rango de carga. La inyección de

vapor reforzará el rendimiento, mejorará la eficacia y reducirá las emisiones.

Características y beneficios:

- El tamaño compacto requiere a las funciones mínimas.
- Funcionamiento de un árbol para el suministro de electricidad de calidad.
- La capacidad de combustible Dual permite el arranque y funcionamiento con gas natural o combustible destilado; con el cambio automático de un combustible al otro a cualquier carga; otros combustibles disponibles en la demanda.
- El sistema de control seco y mojado de NOx sirve para reducir las emisiones medioambientales.
- Un combustor y el fácil módulo del artefacto reemplazable para la facilidad de mantenimiento y tiempo fuera de servicio mínimo.

Los parámetros técnicos se describen en el anexo 4.1

4.1.2 Alternativa TG4 (Turbina de 4 MW)

La turbina de potencia de dos-fases, con aire fresco por fuera de los discos, se acopla aerodinámicamente al generador de gas y se mantiene el poder para la unidad manejada.

Para mantener la alineación entre girar y los elementos estáticos, el estator de la turbina de poder embalando, se ata a la caja de engranajes a través

de los pavoneos de apoyo refrigerado por aire dentro del codo de la descarga. El tamaño reducido con la rigidez es un rasgo del montaje de la turbina de potencia.

El compresor ofrece las veletas de guía de entrada inconstantes para modular la corriente de aire y asegurar la salida fácil y eficacia máxima bajo las cargas parciales. La cubierta del centro es horizontalmente hendido a lo largo de la línea del centro que proporciona el acceso mínimo del compresor al desmantelar.

La velocidad del árbol puede reducirse vía una caja de engranajes de epicicloidales para emparejar la velocidad de la entrada requerida en 50 o 60 Hz. al generador del polo saliente. Un circuito abierto ventila el generador.

Se diseñan cámaras de combustión tubulares, externamente montadas alrededor de la cara delantera del montaje de la cubierta de centro, especialmente para la larga vida y son accesibles para los propósitos de la inspección.

El sistema de combustible flexible, es capaz de operar en una variedad ancha de combustibles gaseosos incluso el gas de la refinería, gas del basural y CO₂ con alto contenido de gas, así como el combustible destilado, con el cambio automático del primario al posible combustible secundario.

El rendimiento normal está 11 kV en 50 Hz. o 13.8 kV, a 60 Hz., pero puede variarse el voltaje para reunir los requisitos del operador (nuestro estudio es 10 kV).

Un circuito de Agua aérea cerrada refresca la máquina. El gas de la descarga es usado para generar el vapor significativamente, para uso del proceso o la generación de potencia, suple mentando la eficacia del sistema.

También puede usarse el vapor para la inyección en la turbina, y aumentar el rendimiento de potencia, que también reduce la proporción de calor y emisiones.

Características y beneficios:

- El tamaño compacto requiere a las funciones mínimas.
- El Solo funcionamiento del árbol para el suministro de electricidad de calidad.
- La capacidad de combustible Dual permite el arranque y funcionamiento con gas natural o combustible destilado; con el cambio automático de un combustible al otro a cualquier carga; otros combustibles disponibles en la demanda.
- El sistema de control seco y mojado de NOx sirve para reducir las emisiones medioambientales
- La inyección del vapor para la mejora de potencia y mejore la eficacia.

- Flexibilidad con cambio automático al operar Gas o el sistema de combustible líquido, o sistema de combustible dual.
- Las cubiertas horizontalmente del compresor hendido, facilitan el mantenimiento del sitio.

Los parámetros técnicos se describen en el anexo 4.2

4.2 Motores alternativos

Los motores de combustión interna, se han introducido en sus aplicaciones de cogeneración basándose en una serie de factores diferenciales que les permiten unas aplicaciones específicas. Caben destacar las siguientes:

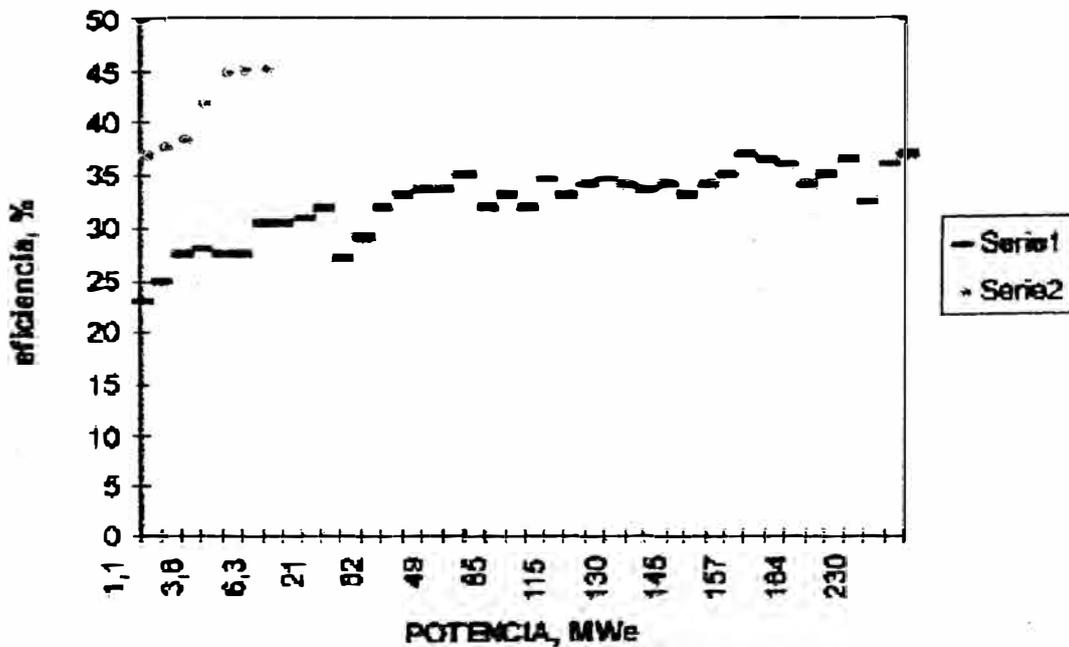
- Los motores de combustión interna (MCI) son los conversores más eficientes de energía térmica en eléctrica. Prácticamente la totalidad se sitúan por encima del 40%. Nuestro estudio, Md1 (38.96%), MG12 (41.32%).
- La tecnología de los MCI es de menor nivel que la de las turbinas de gas y por ello pueden considerarse elementos más confiables, ya que las intervenciones necesarias para su mantenimiento están al alcance de un mayor número de técnicos. Por el contrario, al tratarse de máquinas que están sometidas a un desgaste mayor y requieren una atención más constante, repercute en mayores costes de mantenimiento y supervisión.

Estos aspectos, hacen del MCI una máquina de indudable interés en aplicaciones de cogeneración.

En la siguiente gráfica se pueden ver una comparación de los rendimientos eléctricos de las turbinas de gas (serie 1) y los motores de gas (serie 2), en condiciones ISO. Se observa que los Motores de Gas solo son eficientes para Potencias mayores a 1 MW y menores a 15 MW; en cambio las Turbinas de Gas tienen un mayor rango de selección que varían entre 1 MW y 300 MW

Gráfica 20. Variación del rendimiento eléctrico con el tamaño de la máquina

(<http://www.energuia.com> ENERGUIA - ESPAÑA, año 2002)



La tecnología y ciclos termodinámicos de los MCI

En general las máquinas destinadas a cogeneración trabajan bajo un régimen de 4 tiempos y con ciclos OTTO o Diesel. Los aspectos diferenciales de ambos ciclos son:

Ciclo OTTO

El combustible se comprime en el cilindro mezclado con el aire hasta una temperatura inferior al punto de ignición y en el momento adecuado una chispa inicia la combustión. Existirá en combustibles detonantes una limitación a la relación de compresión y en consecuencia el rendimiento máximo alcanzable se verá disminuido por dos razones: existe un gasto de energía para la compresión del combustible vaporizado y la relación de compresión no puede ser excesivamente alta.

Ciclo Diesel

El combustible en general líquido (con algunas excepciones, gasoil, fuel oil a baja densidad y fuel oil a alta densidad) se comprime mediante una bomba de inyección que lo introduce en el cilindro en el momento en que el aire (comprimido por él mismo) está a su máxima presión y temperatura. De esta forma se produce la combustión durante el proceso de inyección y en teoría no existen límites de relación de compresión y temperaturas, por lo que los rendimientos máximos podrían acercarse a los límites marcados por el ciclo de Carnot.

4.2.1 Alternativa Md 1 (Motor de 1 MW)

Bajo el ciclo Diesel la forma usual para que un motor sea del tipo Dual (es decir que pueda trabajar con gas o con combustible líquido), consiste en introducir el gas natural (no detonante, como el metano) mezclado con el aire aspirado por el cilindro en forma idéntica al ciclo OTTO. Esta mezcla es comprimida por el cilindro y para producir la combustión, se inyecta un volumen de dardo de combustible Diesel en porcentaje de un 8% en el cilindro del motor, en este volumen debido a la evaporación del combustible Diesel, se forma la zona de la mezcla rica con mayor facilidad de inflamación. Primero se inflama el D2 y después se inflama la mezcla de gas con aire.

El motor Dual que trabaja bajo esta forma, requiere ciertas diferencias constructivas para evitar fugas de la mezcla con los gases de escape, y en general resulta ser considerablemente más costoso que un motor monocombustible de la misma potencia.

Los parámetros técnicos se describen en el anexo 4.3

4.2.2 Alternativa MG 12 (Motor de 11.64 MW)

El gas y el aire están suministrados a través de diferentes canales y su suministro está regulado por dos válvulas diferentes; en este caso se limita la pérdida de gas durante el barrido del cilindro, puesto que el gas esta suministrado después del inicio del suministro de aire y después del cierre

de la válvula de escape; tal método permite suministrar gas a presión elevada lo que aumenta el llenado del cilindro. Luego se enciende una bujía y combustiona la mezcla.

Tal como se ha indicado, este ciclo tiene menores rendimientos (35-38%) que los de ciclo Diesel. Los mayores motores de este tipo se construyen con una potencia unitaria de cómo máximo unos 3 MW y sobre la base de unidades paralelas, los motores pueden llegar a potencias mayores a 10 MW, como es nuestro caso. Los grupos para cogeneración, montados y ensamblados pueden encontrarse fácilmente en tamaños comprendidos entre los 400 KW y 1500 KW.

El menor rendimiento de las plantas con gas natural, se compensa en parte por la mayor simplicidad de la planta (que evita todo el tratamiento del combustible líquido) y por el menor coste unitario del motor. Asimismo, el uso del gas natural como combustible permite un mayor aprovechamiento del calor residual, al estar simplificado el sistema de refrigeración.

Los generadores están acoplados a la red y los motores trabajan en carga base, regulándose la producción de la caldera con el quemador de postcombustión.

En funcionamiento normal los generadores regulan la potencia reactiva en la interconexión con la red, de forma que se pueda mejorar el factor de potencia de la energía entregada o recibida de esta.

Los parámetros técnicos se describen en el anexo 4.4

4.3 Caldera de recuperación

Los generadores de vapor en un sistema de cogeneración con turbina de gas, son llamados de recuperación (término deriva del inglés heat recovery steam generators o HRSG) en el sentido de que generan vapor a partir del aprovechamiento de la energía contenida en los gases de escape de la turbina de gas / motor de gas.

Al igual que una caldera convencional, aunque de manera más evidente, una caldera de recuperación no es más que un conjunto de intercambiadores de calor en los que el fluido caliente está formado por unos gases de alta temperatura y el fluido frío es el agua o el vapor. En dicho conjunto de intercambiadores se pretende rebajar al máximo la temperatura del fluido caliente para obtener una mayor economía en la producción de vapor.

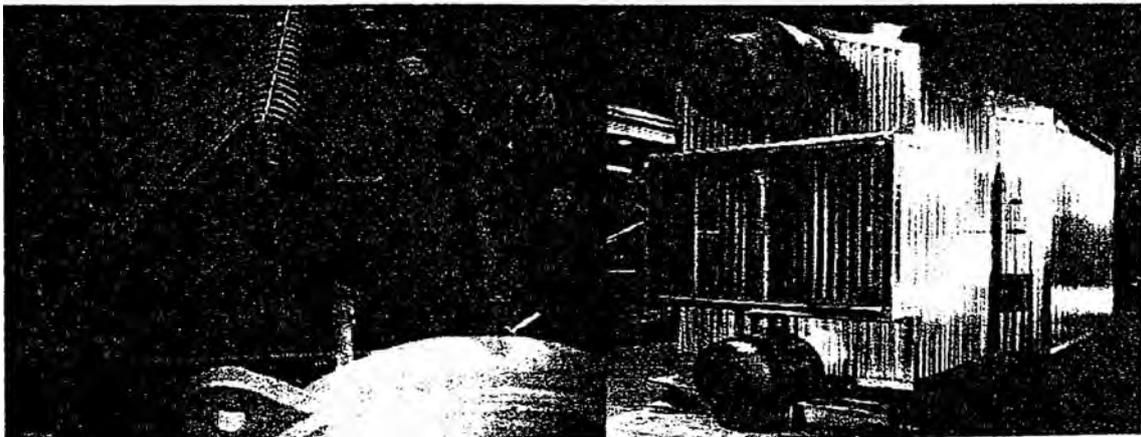
El fluido del cual se pretende recuperar la energía, es un gas a una temperatura cercana en la mayoría de los casos a los 500°C y compuesto por una mezcla de nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, agua y una

pequeña proporción de óxidos de nitrógeno (inferior en general a las 100 ppm). Esto hace que se trate de un fluido muy limpio en el que hay dichos gases en los haces tubulares pueda ser superior a la recomendada en unidades pensadas para fuel oil y que la temperatura de los gases a la salida del generador de vapor sea baja sin correr el riesgo de que la condensación de alguno de sus componentes pueda provocar daños en la superficie de los intercambiadores.

La gráfica 21, muestra la caldera de recuperación acuotubular vertical de circulación de gases de combustión natural, en construcción (dibujo de la izquierda) y terminada (dibujo de la derecha).

Gráfica 21. Caldera Acuotubular de Recuperación de Calor HRSG.

CALDERA ACUOTUBULAR PREFABRICADA “DELTA”



CALDERA MARCA: BOILERS - DELTA
CONSTRUCCIÓN : GEA IBERICA ESPAÑA

4.3.1 Sistemas de la caldera de recuperación

4.3.1.1 Quemador de postcombustión

El quemador de postcombustión, se utiliza bien para aumentar la capacidad de producción de la caldera en periodos de alta demanda de vapor, así como para producir el vapor requerido por el proceso en caso de parada de la turbina de gas.

4.3.1.2 Sistema de aire ambiente

Mediante este sistema, es posible el funcionamiento de la Caldera de Recuperación en caso de parada de la turbina de gas. El ventilador suministrará el aire necesario para la combustión del gas natural que producirá el vapor requerido por el proceso.

El ventilador esta equipado con regulación para control de combustión y dispone de las necesarias compuertas de aislamiento y sellado para su funcionamiento independiente de la turbina de gas.

CAPITULO 5

BALANCES DE ENERGÍA

5.1 Método de cálculo

Los balances anuales de energía se han establecido, para las alternativas anteriormente indicadas, de la siguiente forma:

El consumo de energía en la situación base es el descrito en el anexo 1. Así, el consumo anual de combustible en las calderas de producción de vapor a 200 psi es de $221.18 * 10^9$ BTU/año ($7.01 * 10^3$ BTU/s).

La planta de cogeneración funciona con la característica y el diagrama presentado en el anexo 2.2 al anexo 2.9

Para el cálculo de los balances de energía, tanto en la situación base como en las alternativas de cogeneración, un año se ha dividido en meses y

estos, a su vez, en horas punta, que comprenden desde las 18:00 h a las 23:00 h, y fuera de punta, que incluyen el resto del día.

La planta de cogeneración trabajará de forma continua 24 horas al día y siete días a la semana, siguiendo el programa de funcionamiento de la fábrica.

El mantenimiento programado de la nueva instalación consistirá en quince días de parada; además se han considerado tres paradas imprevistas de la turbina de gas repartidos en los distintos meses y 10 paradas imprevistas para el caso del motor.

La disponibilidad considerada para las turbinas de gas es del 92% y para el motor del 90%.

Respecto a los auxiliares de la planta de cogeneración, se ha considerado un consumo eléctrico neto de un 1% de la electricidad auto generada para el caso de la turbina de gas y un 3% para el caso de motor de gas.

También se ha tenido en cuenta la variación mensual de la temperatura ambiente por la influencia sobre el rendimiento y la potencia de las turbinas.

En la siguiente tabla, se muestra en resumen los rendimientos eléctricos, térmicos y globales del presente estudio de viabilidad, comparados con estadísticas realizado en Europa sobre la base de 100 unidades térmicas industriales y térmicas de diferentes potencias, el estudio por realizado por IDAE y COGENERACIÓN ESPAÑA, publicada por la revista ENERGUÍA el año 2001.

Tabla 9. Rendimiento Eléctrico, Rendimiento Térmico y Rendimiento Global de las cuatro alternativas estudiadas.

APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA TERMICA				
Sistema de Cogeneración	Unidades eléctricas	Unidades de calor	Pérdidas	Rendimiento Global
Convencional	37	—	63	37
TURBINA GAS				
Hasta 20 000 kW	27	48	25	75
20 000 - 80 000 kW	32	49	19	81
80 000 - 150 000 kW	35	52	13	87
T.G. con postcombustion	17	69	14	86
MOTORES				
Hasta 5 000 kW	35	30	35	65
5 000 - 10 000 kW	40	30	30	70
10 000 - 15 000 kW	45	30	25	75

Base 100 Unidades Térmicas
Fuente: El IDEA y la Cogeneración España 2001.



<http://www.energuia.com>

Sistema de Cogeneración	Unidades eléctricas	Unidades de calor	Pérdidas	Rendimiento Global
TURBINA GAS				
1.1 MW (TG1 con postcombustion)	16.68	67.47	15.85	84.15
4.01 MW (TG4)	28.21	43.89	27.90	72.10
MOTORES				
1.04 MW (Md1)	36.37	23.26	40.37	59.63
2.91 MW c/m (11.64 MW MG12)	41.34	22.67	35.99	64.01

Donde:

TG1 operando 92.73% de carga	Md1 operando 90.38% de carga
TG4 operando 91.15% de carga	MG12 operando 90.03% de carga

5.2 Opciones a concebir la nueva instalación

A la hora de presentar los balances energéticos anuales, es importante exponer de forma general las opciones que tiene el cogenerador en el contexto de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Existen dos posibilidades de concebir el negocio de la nueva planta de cogeneración:

5.2.1 Opción 1 Planta Industrial

La primera posibilidad es integrar dicha instalación como una parte de la fábrica. En este caso la planta de cogeneración aporta calor y electricidad al proceso de fabricación.

Respecto al excedente eléctrico, CONCHAN debería buscar clientes libres o distribuidoras que compren la electricidad excedente en cada momento a un precio negociado con el comprador. La venta de electricidad se realiza utilizando las redes de transmisión y distribución, cuyo coste está regulado.

Respecto a la compra de electricidad por parte de CONCHAN durante las paradas de mantenimiento de la planta de cogeneración o en operación normal en el caso en que la producción de la planta de cogeneración no cubra toda la demanda, CONCHAN deberá negociar un contrato de compra con un generador o empresa distribuidora, tal y cómo en la actualidad.

5.2.2 Opción 2 Planta Térmica

La segunda posibilidad es considerar la planta de cogeneración como una central térmica convencional, que vende la electricidad generada al sistema.

Por otro lado, CONCHAN compra electricidad como cliente libre y calor a la nueva empresa concebida como central térmica. En este caso la empresa de generación puede gozar del beneficio de la exoneración del ISC en sus costes de combustible.

En esta segunda opción, la venta de electricidad por parte de la central térmica al sistema se realiza por medio del operador del sistema, COES. Con el objeto de formar parte del directorio del COES, la central térmica debe tener una potencia efectiva mínima de 64 MW. Debido a que ninguna de las alternativas estudiadas llega a dicha potencia mínima, la nueva central térmica deberá ser representada en el COES mediante otro generador miembro del directorio, estableciéndose un contrato entre ambos, o bien por asociación con otros generadores de modo que entre todos lleguen a dicha potencia mínima.

A continuación se presentan los balances energéticos anuales de las distintas alternativas estudiadas. En el anexo 6 se presentan dichos balances para cada uno de los meses del año.

5.3 Energía Térmica

Las producciones de energía térmica y consumos para cada alternativa estudiada se adjuntan en el anexo 8 y se resumen en la siguiente tabla, en 10^9 BTU / año.

Tabla 10. Balance de calor. 10^9 BTU / año

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
TOTAL CONSUMO					
TOTAL (10^9 BTU / año)	178.05	178.05	178.05	178.05	178.05
(10^3 BTU / s)	5.65	5.65	5.65	5.65	5.65
TOTAL PRODUCCIÓN					
		(*)			
Caldera recuperación		123.35	170.07	17.92	171.77
Calderas existentes	178.05	54.7	7.98	160.13	6.28
TOTAL (10^9 BTU / año)	178.05	178.05	178.05	178.05	178.05

(*) caldera de recuperación más postcombustión.

5.4 Energía Eléctrica

Los balances de energía eléctrica de la instalación, varían dependiendo de que la nueva instalación se conciba como planta de cogeneración integrada a la fábrica (opción 1) o bien central térmica (opción 2).

Los balances mensuales de energía eléctrica se presentan en el anexo 6 y los balances anuales en el anexo 8 para cada una de las opciones y en cada una de las alternativas. Pueden resumirse en las tablas 11 y 12.

Tabla 11 Balance de electricidad. Planta Industrial (Opción 1). MWh / año.

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12	
CONSUMO ELÉCTRICO DE LA FABRICA	5660	5660	5660	5660	5660	
CONSUMO PLANTA DE GENERACIÓN	-	89	320	247	2666	
C. ELECT. DE LA FÁBRICA Y PLANTA DE GENERACIÓN	5660	5749	5980	5907	8326	C
AUTOGENERACIÓN:						
Turbina de gas / Motor de Gas	-	8908	32022	8260	91781	B
COMPRA DE LA RED	5660	262	262	306	0	A
EXCESO DE ENERGIA PARA VENTA A LA RED (TG / MG)	-	3421	26304	2659	83455	(A+B-C)
		38.40%	82.14%	32.19%	90.93%	(A+B-C) / B

En el apartado correspondiente al consumo de la fábrica, se ha incluido el consumo eléctrico de los auxiliares de la propia instalación de cogeneración.

A continuación se presenta el balance eléctrico anual para la opción 2.

Tabla 12. Balance de electricidad. Planta Térmica (Opción 2). MWh / año.

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12	
CONSUMO ELÉCTRICO DE LA FABRICA	5660	5660	5660	5660	5660	
CONSUMO PLANTA DE GENERACIÓN	-	89	320	247	2666	
C. ELECT. DE LA FÁBRICA Y PLANTA DE GENERACIÓN	5660	5749	5980	5907	8326	C
AUTOGENERACIÓN						
Turbina de gas / Motor de Gas	-	8908	32022	8260	91781	B
COMPRA DE LA RED	5660	5660	5660	5660	5660	A
EXCESO DE ENERGIA PARA VENTA A LA RED (TG / MG)	-	8819	31702	8013	89115	(A+B-C)
		99.00%	99.00%	97.01%	97.10%	(A+B-C) / B

5.5 Combustible

El consumo de combustible para cada alternativa, se resume en la tabla 13 se presenta con más detalle en los anexos 6 y 8.

Tabla 13. Balance de consumo de combustible. 10^9 BTU / año. PCI

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Turbina de gas / Motor de Gas	-	133.87	387.37	77.18	757.92
Postcombustión	-	48.86	0.00	0.00	0.00
Calderas existentes	221.18	67.95	9.91	198.92	7.80
TOTAL COMBUSTIBLE	221.18	250.68	397.28	276.10	765.72

CAPITULO 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA

6.1 Costes de inversión

Los costes estimados se basan en los precios de mercado actuales, sin tener en cuenta futuros incrementos de precios. La estimación de costes de inversión se presenta en detalle en el anexo 10. Los valores obtenidos se resumen en la Tabla 14

Tabla 14. Costes de inversión en millones de dólares (10⁶ US\$).

ALTERNATIVA	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Total equipos	1.591	3.192	1.008	7.489
Obra civil	0.100	0.234	0.095	0.440
Otros costes	0.293	0.606	0.212	1.385
TOTAL	1.984	4.032	1.315	9.314

En los costes de inversión se considera un incremento del 10% para imprevistos y no se considera el coste de los intereses durante la fase de construcción.

El apartado correspondiente a otros costes incluye ingeniería, supervisión e imprevistos.

6.2 Costes de Explotación

6.2.1 Combustible

Actualmente CONCHAN consume como combustible una mezcla de R6 y D2.

Al no existir condiciones que permitan obtener el precio del Gas Natural en el mercado interno, la Gerencia Adjunta de Regulación de Tarifas GART de Osinerg establece los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que usa como combustible el Gas Natural para la fijación de las tarifas en barra.

Actualmente en la refinería de CONCHAN, según reporte de la Comisión de Tarifas de Energía (Operación del Sector Hidrocarburos), el precio del Gas Natural al 02 de Febrero del 2002 es de 1.81 US\$ / 10⁶ BTU en generación (ver anexo 7.1). En el futuro, con la llegada del gas de Camisea, el precio previsto para dicho combustible será de 1.90 US\$ / 10⁶ BTU en generación (ver gráfico 22).

En el siguiente gráfico se muestra los precios del Gas Natural, cuando se este explotando el Gas de Camisea:

Gráfico 22. Precios estimados del Gas Natural.



PLUSPETROL - ARGENTINA
1° SIMPOSIO INTERNACIONAL GAS DE CAMISEA. Lima Mayo del 2001

A continuación se presentan los distintos costes de combustibles con y sin considerar el ISC. Para mayor información ver anexo 7.1

Tabla 15 Costes de combustibles. PCI

	CENTRAL TÉRMICA sin el ISC (*)	PLANTA INDUSTRIAL con el ISC (*)
US\$/10 ⁶ BTU (PCI)		
Diesel 2	5.29	9.83
Gas natural	1.81	2.81
US\$ / MWh		
Diesel 2	18.05	33.55
Gas natural	6.18	9.58

(*) ISC: Impuesto Selectivo al Consumo

6.2.2 Electricidad Compra

Actualmente, CONCHAN tiene un contrato de compra de electricidad con Luz del Sur. El coste por kWh en CONCHAN medio es de 53.96 US\$ / MWh. Respecto a la compra de electricidad por parte de CONCHAN una vez instalada la planta de cogeneración, el precio de compra depende de la opción elegida a la hora de concebir la planta de cogeneración. En el caso en que la planta de cogeneración forme parte de la planta industrial, el caso más desfavorable es que CONCHAN deberá abonar todos los meses el término de potencia, aunque no haya parada de la planta de cogeneración, así como la energía consumida. Para esta situación desfavorable se han considerado los precios de la tarifa de media tensión. Debido a que la cantidad de energía comprada es muy baja, esto supone precios muy altos de compra de electricidad.

Debido a que CONCHAN es cliente regulado, en la situación en que la planta de cogeneración se conciba como planta térmica de generación, CONCHAN no podrá ser cliente libre de dicho generador.

En la siguiente tabla se presentan dichos valores de compra en las dos opciones.

Tabla 16. Compra de electricidad.

PLANTA INDUSTRIAL Y PLANTA TERMICA

Tarifa MT3

Cargo fijo mensual	1.09 US\$/cliente
Cargo por Energía Activa en Punta	39.19 US\$/MWh
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	29.27 US\$/MWh
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída para clientes:	
Presentes en punta	8.40 US\$/kW mes
Precio medio de compra de Electricidad de la red (Actual y como Planta Termica)	53.96 US\$/MWh
Precio medio de compra de Electricidad de la red TG1, TG4 (Planta Industrial)	457.20 US\$/MWh
Precio medio de compra de Electricidad de la red Md1, MG12 (Planta Industrial)	338.35 US\$/MWh
Precio medio de venta de Electricidad a la red	50.95 US\$/MWh

Cambio 1 US\$ = 3.478 Soles (WWW.CTE.ORG.PE FEBRERO 2002)

6.2.3 Electricidad Venta

El precio de venta de electricidad depende de la opción seleccionada como concepto de planta de cogeneración.

En el caso en que se opte por la opción 1 (integración de la planta de cogeneración en el negocio de producción y venta del excedente), se ha considerado que se vende el excedente a un cliente libre a precios a nivel de barra equivalente en M.T. y que el precio de venta es el mismo que el de compra actual en CONCHAN menos los costes de transmisión y distribución

es decir 50.95 US\$/MWh, de forma que el comprador no tenga un precio mayor que en la actualidad paga CONCHAN por la energía comprada que es de 53.96 US\$/MWh (ver anexo 7.2).

Respecto a la opción 2, vende la energía al mismo precio que la opción 1, pero se ha considerado que la planta térmica percibirá el precio de su potencia firme.

En la siguiente tabla se presenta los precios considerados, de donde se obtienen los precios de venta en media tensión (10kV).

Tabla 17. Venta de electricidad.

PRECIOS A NIVEL DE BARRA EQUIVALENTE EN MT		
PP	US\$/KW-mes	7.81
PEPP	US\$/MWh	37.38
PEFP	US\$/MWh	27.92
PE	US\$/MWh	50.95

PP	Precio de la Potencia
PEPP	Precio de la Energía en Horas Punta
PEFP	Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta
PE	Precio Promedio de la Energía

COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGIA - OSINERG
WWW.CTE.ORG.PE FEBRERO 2002

6.3 Otros costes

Respecto a los costes de operación, se ha considerado según recomendación del IDAE - España que en las turbinas de gas correspondientes a las alternativas TG 1 y TG 4 el coste de mantenimiento

es 5.26 US\$ / MWh. En el caso de la alternativa de motores, el coste es de 6.84 US\$ / MWh.

Para el resto de la instalación (caldera), se ha considerado un coste de mantenimiento de 26.52 US\$ / 10⁹ BTU (0.09 US\$ / MWh).

Respecto a los costes de personal según recomendación del IDAE - España se ha considerado que la nueva instalación supondrá los costes de personal de 18420 US\$/Mwaño (2.103 US\$/MWh) en el caso de las tres alternativas de menor potencia y 36840 US\$/Mwaño (4.205 US\$/MWh), en la alternativa MG 12. Estos costes representan la parte correspondiente a supervisión y operación, para mas información ver anexo 9.

Resumiendo todo lo anterior, se obtienen las siguientes tablas de comparación de los costes actuales y futuros de la fábrica y nuevas instalaciones.

Tabla 18. Cuenta de explotación, millones de dólares al año (10⁶ US\$/año).

Opción 1. Planta industrial.

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Electricidad, compra	-0.305	-0.120	-0.120	-0.104	0.000
Electricidad, venta	0.000	0.174	1.340	0.135	4.252
Combustible	-0.622	-0.704	-1.116	-0.819	-2.152
Operación & Mntto	0.000	-0.066	-0.239	-0.075	-1.022
Coste total	-0.927	-0.716	-0.135	-0.862	1.079
Ahorros brutos	-	0.211	0.792	0.065	2.006

Tabla 19. Cuenta de explotación, millones de dólares al año (10⁶ US\$/año).

Opción 2. Planta térmica.

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Electricidad, compra	-0.305	-0.305	-0.305	-0.305	-0.301
Electricidad, venta	0.000	0.449	1.615	0.408	4.536
Combustible	-0.622	-0.571	-0.729	-0.720	-1.394
Operación & Mntto	0.000	-0.066	-0.239	-0.075	-1.022
Coste total	-0.927	-0.493	0.342	-0.692	1.820
Ahorros brutos	-	0.434	1.269	0.235	2.747

A continuación se presentan los costes unitarios de electricidad

Tabla 20. Costes unitarios de electricidad US\$/MWh.

Opción 1. Planta Industrial.

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Precio medio de compra	-53.96	-457.20	-457.20	-338.35	-
Precio medio de venta	0.00	50.95	50.95	50.95	50.95

Tabla 21. Costes unitarios de electricidad US\$/MWh.

Opción 2. Planta Térmica.

ALTERNATIVA	Base	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Precio medio de compra	-53.96	-53.96	-53.96	-53.96	-53.96
Precio medio de venta	0.00	50.95	50.95	50.95	50.95

Los costes unitarios de variables para producir la electricidad son:

Tabla 22. Costes unitarios de variables para producir electricidad & vapor.
US\$/MWh. Opción 1. Planta industrial.

ALTERNATIVA	Base(*)	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Combustible	9.59	9.59	9.59	10.12	9.59
Operación & Mntto	0.00	7.45	7.45	9.03	11.14
Coste total	9.59	17.04	17.04	19.16	20.72

(*) solo produce vapor de agua

Tabla 23. Costes unitarios de variables para producir electricidad & vapor.
US\$/MWh. Opción 2. Planta térmica.

ALTERNATIVA	Base(*)	TG 1	TG 4	Md 1	MG 12
Combustible	9.59	7.77	6.26	8.90	6.21
Operación & Mntto	0.00	7.45	7.45	9.03	11.14
Coste total	9.59	15.22	13.71	17.93	17.35

(*) solo produce vapor de agua

El coste de combustible incluye el ahorro debido al aprovechamiento de calor.

6.4 Balance Económico.

El monto de la inversión es para las turbinas de gas TG1 = US\$ 1 984 824, TG4 = US\$ 4 032 603, para los motores de gas Md1 = US\$ 1 315 834, MG12 = US\$ 9 314 557; de los cuales en promedio el 20% de la inversión total equivale a obra civil y otros costes. El saldo corresponde a importaciones.

La inversión de equipos importados turbina de gas / motor de gas, caldera de recuperación, equipos auxiliares, automatización y electrificación, tubería y ERM, obra civil y otros costes, deberá ser llevada a cabo mediante la modalidad de financiación por terceros que es una actividad desarrollada por una compañía denominada Compañía de Servicios Energéticos.

En una operación financiación por terceros, los agentes que intervienen son los siguientes:

- Compañía de servicios energéticos. Es la entidad que promueve y ejecuta el proyecto, corre con los riesgos Técnicos y Financieros. En nuestro estudio viene hacer el Instituto Diversificación y Ahorro de Energía IDAE.
- Refinería de CONCHAN, industria donde se realiza el proyecto. El cliente es la Compañía de Servicios Energéticos, IDAE.

- Agente Financiero. Es la entidad que financia el proyecto a través del IDAE. El financiamiento es con recursos de endeudamiento externo, del Banco Interandino de Fomento.

Después de un análisis de los componentes del financiamiento se ha podido resumir la oferta como se muestra a continuación:

- Tasa de interés efectiva anual: 12% en US\$
- El préstamo es por 15 años, capitalizándose a partir del 3er año mediante cuotas semestrales iguales.

La tasa de interés es de 12% anual. Los intereses se acumulan para los primeros 2 años y se empieza a amortizar la deuda a partir del 3er año por 13 años mediante cuotas iguales. La inflación considerada ha sido del 3.6% anual, este ultimo valor afecta el ahorro bruto que es la diferencia de la explotación total de la nueva planta de cogeneración menos el coste actual de la planta existente.

Finalmente se obtiene el Flujo de caja (Ahorro Neto) semestral en 30 partes debido a los 15 años de préstamo, y viene hacer la suma del ahorro bruto con inflación mas los componentes del financiamiento.

Las tabulaciones se encuentran en el anexo 11, se puede resumir los resultados como sigue:

Tabla 24. Balance económico de las diferentes alternativas

Alternativa :	TG 1		TG 4		Md 1		MG 12	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
Prestamo US\$	1984824	1984824	4032603	4032603	1315834	1315834	9314557	9314557
TIR %/año	23.90%	34.94%	32.83%	44.01%	17.88%	31.11%	34.63%	42.15%
VAN US\$	1633916	3365462	6145695	9843293	506181	1823520	15554000	21301997
P.R.	4.89	2.81	3.07	2.07	7.81	3.31	2.85	2.19
Ahorro neto, año 1 US\$	210675	433938	792417	1269181	65266	235122	2005511	2746650

Caso 1: Planta industrial

Caso 2: Planta térmica

P.R. = Periodo de recuperación de la inversión

En la tabla anterior se puede apreciar la gran influencia de los indicadores financieros al ser concebida la instalación como planta térmica, debido a la disminución del precio del gas natural consumido por las turbinas/motores en las distintas alternativas.

6.5 Actitud de los principales actores implicados

Es conveniente exponer algunas consideraciones, sobre la aptitud de los principales actores que intervienen en la promoción e instalación de los procesos de cogeneración, que puedan condicionar su desarrollo:

- El industrial debe estudiar con la debida atención todas y cada una de las circunstancias técnicas, económicas y administrativas para la adecuada puesta en marcha de una planta de cogeneración.
- Debido a las elevadas inversiones que generalmente conlleva los proyectos de cogeneración, se alarga el plazo de maduración y estudio de un proyecto.
- El mercado ha diseñado formulas que reducen total o parcialmente la aportación de capital por parte del propio industrial, tales como los proyectos de ahorros compartidos, financiación de proyectos, etc.
- Cabe mencionar la prudencia mostrada en cuanto a su introducción en una actividad nueva, producción de energía eléctrica, y ante la posible reacción de la compañía eléctrica local (Luz del Sur).
- Sin la voluntad participativa de las principales compañías eléctricas es muy difícil que se produzca un lanzamiento de la actividad de cogeneración que conducirá a medio plazo al logro de grandes resultados.

6.6 Impacto Ambiental

La combinación de tecnologías empleadas es muy respetuosa con el medioambiente, pues utiliza las técnicas más avanzadas y limpias para la generación de energía eléctrica. Dentro del estudio de impacto ambiental, se analizarán todas las repercusiones para minimizar el afecto sobre el entorno.

- **Clima y contaminación atmosférica:** Como en cualquier proceso de combustión, se produce CO₂, que tiene una repercusión sobre el efecto invernadero. Dada al mayor rendimiento de la planta de cogeneración respecto a la planta existente, se produce una reducción global de la emisión por kWh generado, contribuyendo a cumplir los compromisos adquiridos por la Unión Europea en la cumbre de Kyoto (ver anexo 12.1, LIBRO VERDE), sobre la reducción de emisiones asociadas al efecto invernadero. En cuanto a emisiones de azufre, se reducen al mínimo. Este contaminante es separado en fase gaseosa y transformado en azufre sólido, apto para su venta como materia prima en la industria química. La emisión de NO_x producido se sitúa muy por debajo de los límites de la legislación más estricta (ver tabla 27). Esto se consigue inyectando en la cámara de combustión de la turbina el nitrógeno separado en la planta de aire a fin de reducir la temperatura de combustión. Al ser combustible gaseoso, las emisiones de hidrocarburos que no combustionan, partículas, etc., son muy inferiores a los límites admitidos.

- Suelo: Se efectuará un estudio a fin de reducir el impacto visual, optimizando el movimiento de tierras.
- Ruido: Una selección adecuada de los equipos y la instalación de barreras de protección permitirá lograr un bajo nivel sonoro en la zona, cumpliendo estrictamente con la legislación existente de niveles de ruido permisibles.
- Efluentes líquidos: el agua utilizada en la planta será tratada mediante una serie de procesos que permitirá cumplir ampliamente con la legislación vigente y la calidad exigida en el vertido por las autoridades locales. El agua de mar utilizada en la refrigeración de la instalación será devuelta en condiciones aceptables para el medio receptor.
- Residuos sólidos: La instalación de cogeneración no genera residuos sólidos en el propio proceso, excepto en las actividades propias de la actividad industrial relativas a mantenimiento, reparación, etc.

A continuación presentamos los componentes de los gases de la descarga que son de preocupación:

Emisiones de CO₂

Proviene del combustible y es el producto principal de la combustión. Es un gas de efecto invernadero.

La reducción de emisiones de CO₂ para una cierta cantidad de producción de energía útil, es aumentar la eficacia de la utilización de combustible. El CO₂ emitido puede usarse con el hidrógeno para la producción de hidrocarburos sintéticos.

Emisiones de CO y HC (hidrocarburos que no combustionan C_xH_y)

En ciertos puntos de la combustión las condiciones están tales que a pesar del exceso del aire, no se oxidan moléculas de monóxido de carbono o no se queman moléculas de hidrocarburos (combustión incompleta), para producir anhídrido carbónico y vapor de agua respectivamente. Se persisten las cantidades de CO y HC en los gases de la descarga en un mínimo; provocando baja eficacia de combustión debido a la mezcla impropio de combustible con el aire, o las malas condiciones de operación.

El CO es un gas contaminante muy nocivo. No hay ninguna manera simple de calcular la concentración de CO y HC en los gases de la descarga. Se usan medidas experimentales realizadas por los fabricantes.

Emisiones de Óxidos de Nitrógeno NO_x (NO, NO₂)

Proviene del aire de combustión, se produce a altas temperaturas. En las turbinas de gas, la inyección de vapor en la cámara de la combustión es la técnica más usual para la disminución de NO_x.

En un motor dual a gas se reduce, al modificar el diseño de motor y su operación.

Emisión de partículas

Las partículas son principalmente de preocupación para las plantas de industriales, para evitarlos se instalan filtros o limpiadores.

Emisiones de SO₂

Proviene del combustible. Su producción es inevitable, es un gas contaminante, responsable de la lluvia ácida. Para los sistemas de cogeneración más pequeños (nuestro caso), no es rentable eliminar con técnicas el mínimo contenido de SO₂ que tienen, lo que si se hace en grandes sistemas de cogeneración con técnicas de agua y caliza.

En la siguiente tabla se muestra los valores aceptables de emisiones en la chimenea de gases de escape después de haberse realizado la combustión. Valores recomendados por los fabricantes de Turbinas de Gas y Motores de Gas.

Tabla 25. Valores típicos de emisiones según los fabricantes.

VALORES TÍPICOS DE EMISIONES DE LOS SISTEMAS DE COGENERACION

System	Fuel	Electrical efficiency (%)	Specific emissions (gr / kWh e) (*)					
			CO ₂	CO	NO _x	HC	SO _x	Particulates
Diesel	Diesel 0.2% S Dual (1)	35	738.15	4.08	15.56 (2)	0.46	0.91	0.32
			593.35	3.81	11.30 (3)	3.95	0.09	0.04
Gas engine	Natural gas	35	577.26	2.80	1.90	1.00	= 0	= 0
Gas turbine	Natural gas	25	808.16	0.13	2.14	0.1	= 0	0.07
	Diesel 0.2 % S		1033.41	0.05	4.35	0.1	0.91	0.18
Gas turbine low NO _x	Natural gas	35	577.26	0.3	0.5	0.05	= 0	0.05
Steam turbine new	Coal	25	1406.4	0.26	4.53	0.07	7.75	0.65
	Fuel oil		= 0	1.94	0.07	5.18	0.65	
	Natural gas		808.16	= 0	1.29	0.26	0.46	0.07
Fuel cell (PAFC)	Natural gas	40	505.1	0.03	0.03	0.05	= 0	= 0

(1) 90% of energy supplied by natural gas and 10% by Diesel oil

(2) Engines of modern designs emit 11 - 12 gr Nox /kWh

(3) Engines of modern design emit 7 - 8 gr Nox / kWh

(*) gr / kWh 1 gramo de partículas por cada kWh de electricidad cogenerada

Second Edition, EDUCOGEN

December 2001

En la siguiente tabla se muestra los valores aceptables de emisiones en la chimenea de gases de escape de la caldera de postcombustión, nuestro caso es la alternativa TG1 quien lleva una cámara de postcombustión.

Tabla 26. Valores típicos de emisiones según los fabricantes.

VALORES TÍPICOS DE EMISIONES DEL AGUA Y LAS CALDERAS

System	Fuel	Specific emissions (gr / kWh th)					
		CO ₂	CO	NO _x	HC	SO _x	Particulates
Boiler for hot water	Natural gas	252.55	0.03	0.19	0.02	= 0	0.02
	Diesel 0.2% S	322.94	0.06	0.25	0.02	0.37	0.03
Steam boiler	Coal	439.50	0.08	1.36	0.02	2.32	0.20
	Fuel oil	343.73	0.06	0.57	0.02	1.55	0.20
	Natural gas	252.55	0.03	0.39	= 0	= 0	0.02
Industrial steam boiler	Coal 2% S	439.50	0.16	1.12	0.08	5.65	0.98
	Fuel oil 1% S	343.73	0.06	0.78	0.02	2.03	0.30
	Natural gas	252.55	0.03	0.33	= 0	= 0	0.03

Second Edition, EDUCOGEN
December 2001Elevada temp. de Postcomb
750 °C

Debido a la cámara de Postcomb.

Tabla 27. Valores límites recomendados de emisiones.

CONCENTRACION MAXIMA ACEPTABLE DE CONTAMINACION EN EL AIRE	
PARAMETRO	LIMITES RECOMENDADOS
Contaminantes Convencionales	
Partículas, promedio 24h	120 g/m ³
Monóxido de Carbono, promedio 1h / 8h	35 mg/m ³ / 15 mg/m ³
Gases Acidos	
Acido Sulfidrico (H ₂ S), promedio 1h	30 g/m ³
Dióxido de azufre (SO ₂), promedio 24h	300 g/m ³
Oxidos de Nitrogeno (NO _x), promedio 24h	200 g/m ³
Compuestos Orgánicos	
Hidrocarburos, promedio 24h	15000 g/m ³

Con el objeto de estandarizar la composición del gas y los contaminantes, los objetivos de emisión se expresan en relación a los metros cúbicos secos de gas de combustión a 25 °C y 101.3 Kpa (presión atmosférica) y 11% de oxígeno con el gas de salida.

Ministerio de energía y Minas
Dirección General de Hidrocarburos

La tabla anterior muestra los valores exigidos de emisiones en la chimenea de gases de escape con o sin caldera de recuperación, publicado el año 1999 por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas Perú.

En suma, la viabilidad del proyecto de cogeneración permite que CONCHAN supere la limitación del mercado actual, generando energía eléctrica. Además dinamiza la economía de la zona, creando empleo e impulsando el desarrollo tecnológico. Todo ello utilizando una tecnología de vanguardia por su elevado rendimiento y máximo respeto al medio ambiente.

RESUMEN

La primera alternativa, está basada en la instalación de una turbina de gas TG1 de 1.1 MW, una caldera de recuperación de vapor y una cámara de postcombustión, sistema donde se produce vapor necesario en la refinería. En la planta industrial hay un exceso de energía eléctrica auto generada en 3421 MWh/año, que representa el 38.40% de la generación y sirve para venderlo al sistema en 10 kV. En la planta térmica principalmente se genera electricidad para venderlo al sistema en 10kV, con un 8819 MWh/año representando el 99% de la energía eléctrica auto generada. Desde el punto de vista térmico, es una instalación que no logra abastecer toda la demanda de vapor, generando como máximo 14620 lb/h de vapor incluso usando una cámara de postcombustión, frente a las 19011 lb/h de consumo medio, siendo necesario el funcionamiento de las calderas existentes en paralelo con la planta de cogeneración aportando 4391 lb/h de vapor.

La segunda alternativa, basada en una turbina de gas TG4 de 4.01 MW, una caldera de recuperación de calor, sistema donde se produce vapor. En la planta industrial la energía eléctrica auto generada abastecerá a la refinería y quedara un excedente de 26304 MWh/año que representa el 82.14% de la generación y sirve para venderlo al sistema en media tensión. En la planta térmica principalmente se genera electricidad para venderlo al sistema en 10kV, con un 31702 MWh/año representando el 99% de la energía eléctrica auto generada. Es la alternativa que mejor se adapta desde el punto de vista

térmico, sin necesidad de comprar la cámara de postcombustión, ni calderas existentes, cubriendo en su totalidad el vapor demandado en la refinería con 18665 lb/h. Esta alternativa de cogeneración alcanza una máxima producción sin necesidad de postcombustión en 23330 lb/h de vapor, que podría ser usado en futuras ampliaciones de la planta; además tiene la ventaja de generar a futuro 43200 lb/h de vapor si se adapta un quemador de postcombustión.

La tercera alternativa, es un motor dual gas/diesel de 1.04 MW y una caldera de recuperación de calor. En la planta industrial hay un exceso de energía eléctrica auto generada en 2659 MWh/año, que representa el 32.19% de la generación y sirve para venderlo al sistema en barra de media tensión 10 kV. En la planta térmica principalmente se genera electricidad para venderlo al sistema en 10kV, en 8013 MWh/año representando el 97.10% de la energía eléctrica auto generada. En cuanto a la producción de vapor, la instalación únicamente produce 2271 lb/h, además el motor dual consume aproximadamente 7.97% de diesel D2, encareciendo el coste de combustible; es necesario el funcionamiento de las calderas existentes produciendo 17907 lb/h de vapor a la refinería.

La cuarta alternativa, basada en una planta con cuatro motores de gas ciclo Otto, de 2.91 MW de potencia cada uno y cuatro calderas de recuperación, trabajando en paralelo. En la planta industrial la energía eléctrica auto generada abastecerá a la refinería y quedara un excedente de 83455 MWh/año que representa el 90.93% de la generación y sirve para venderlo al sistema en media tensión. En la planta térmica principalmente se genera electricidad para venderlo al sistema en 10kV, con un 89115 MWh/año representando el 97.10% de la energía eléctrica auto generada. Desde el punto de vista térmico produce 20178 lb/h de vapor, sin necesidad de usar las calderas existentes, alcanzando una máxima producción de vapor de 22668 lb/h en caso lo requiera la planta.

CONCLUSIONES

Desde el punto de vista térmico:

1. Las reservas limitadas de petróleo, han provocado la necesidad de utilizar la energía de la forma más económica y ecológica, de allí surge el Gas Natural como combustible que emite una cantidad mínima de gases contaminantes, que ayuda a conservar las paredes internas de la caldera de recuperación, chimenea y tuberías.
2. El difusor de la turbina de descarga, cumple una función muy importante, al permitir que los gases de escape de la combustión disminuyan su energía cinética y aumenten la presión en las paredes, beneficiando en el momento de ingresar en la caldera de recuperación, interactuando mayor cantidad de gases en las paredes internas de la caldera de recuperación y efectuar una óptima transferencia de calor por conducción y convección.
3. El diseño en la descarga de los gases de escape de la turbina de expansión hacia la caldera de recuperación, permite que el flujo de los gases de escape no sea turbulento, siempre y cuando trabajen a plena carga o porcentajes muy cercanos a plena carga; esto permitirá mantener su rendimiento eléctrico y evitaría el deterioro prematuro del quemador de postcombustión.

4. El rendimiento de la cámara de postcombustión es cerca al 100%, logrando disminuir considerablemente los hidrocarburos que no combustionan en la cámara de combustión a valores cercanos a cero.
5. La cámara de postcombustión, permite reducir el contenido en volumen de oxígeno (O_2) presente en los gases de la descarga de la turbina de gas de 16% O_2 a concentraciones de 2% O_2 .
6. El economizador de la caldera de recuperación es un intercambiador de calor, que debe tener un mantenimiento permanente por que gracias a él, se permite obtener la temperatura de ingreso a la caldera de recuperación, esta temperatura es llamada punto de aproximación (approach point), temperatura que en valores prácticos es 20 °C menor a la temperatura del líquido saturado y vapor saturado presentes en la caldera de recuperación.
7. Un parámetro característico de toda caldera de recuperación, es el Punto de Rocío (Pinch Point), en nuestro estudio registra un valor de 68 °F para las cuatro alternativas y se define como la diferencia entre la temperatura de los gases calientes que salen del evaporador menos la temperatura del punto de saturación del agua en la caldera de recuperación; nuestro caso esta temperatura de saturación es de 388 °F (197.78 °C)
8. Los porcentajes de energía primaria (kWh/h) que salen transformados en gases de escape son: Turbina de gas TG1 80.24%, Turbina de gas TG4

67.69%, Motor dual Md1 39.03% y Motor de gas MG12 36.43%. Es visible que las turbinas emiten mayor flujo másico de gases contaminantes que les permite intercambiar mayor energía térmica que los motores alternativos, por este motivo el agua de alimentación proveniente del desgasificador térmico hacia la caldera de recuperación en cada alternativa es: Turbina de gas TG1 y Turbina de gas TG4 de 60 °C, Motor dual Md1 y Motor de gas MG12 de 105.5 °C.

9. Al usar las calderas existentes para producir vapor en paralelo al sistema de cogeneración, con la Turbina de Gas TG1 las calderas acuotubulares existentes producirían 4391 lb/h de vapor que representa el 23.10% y con el Motor Dual Md1 las calderas acuotubulares existentes producirían 17907 lb/h de vapor que representa el 88.75%; para ambos casos mencionados no se lograría el objetivo principal, de fomentar el mayor rendimiento que se lograría usando únicamente el sistema de cogeneración.

La cogeneración, es una opción muy rentable en todas sus aplicaciones cuando hay consumos térmicos importantes, como lo representa la Turbina de Gas TG4 y el Motor de Gas MG12, que cubren todo el vapor de agua necesario en la refinería, sin necesidad de operar las calderas acuotubulares existentes; incluso pueden generar mayor producción de vapor al sistema, aproximadamente en un 25% de vapor para la turbina de gas TG4 y 12% de vapor para el motor de gas MG12, al operar en un 100% de su capacidad instalada, previniendo futuros requerimientos.

En el siguiente cuadro, representamos un resumen de comparación de producción de vapor entre calderas existentes y calderas de recuperación de calor:

Producción de Vapor (lb/h)

	Base	TG1	TG4	Md1	MG12
Caldera de recuper. :	-	14620 (***)	18665 (*)	2271	20178 (**)
Calderas Existentes:	20000	4391 23.10%	-	17907 88.75%	-
Total:	20000	19011	18665	20178	20178

(*) Producción máxima: 23330 lb/h
Producción máxima con postcomb.: 43290 lb/h

(**) Producción máxima: 22668 lb/h
(***) Producción máxima con postcombustión

10. El Motor Dual Md1 y los cuatro Motores de Gas MG12, tienen la desventaja de generar un gran excedente de calor (en el agua de enfriamiento del motor y aire de carga con 12.3% para Md1, 12.03% para MG12 y en el agua de enfriamiento del aceite lubricante con 8% para Md1, 6% para MG12), calor que no es sencillo utilizar en la refinería, debido a que no hay consumos importantes de calor de baja temperatura.

Desde el punto de vista eléctrico:

1. Tener presente que el excedente eléctrico vendida a la red, es controlado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES); al nivel de generación según ley no garantiza remuneración es decir puede haber ocasiones en que no podamos vender la energía generada, lo que sí se da al nivel de transmisión y distribución de energía, consideración que debemos de tener en cuenta al vender la energía en media tensión a 10 kV.

Desde el punto de vista económico:

1. En la siguiente tabla, se observa los costos aproximados de las tecnologías de generación hoy existentes:

Tecnología	Turbina de Gas ciclo simple	Motor de Gas ciclo simple
Fabricación	Industrial	Industrial
Rango (kW)	1000 +	50 - 5000 +
Rendimiento	21 - 42 %	28 - 42 %
Coste equipo (US\$ / kW)	300 - 600	250 - 600
(A) Coste llave en mano sin recuperación de calor (US\$ / kW)	650 - 900	600 - 1000
(B) Sobrecoste caldera recuperación (US\$ / kW)	100 - 200	75 - 150
(A + B) Coste Total llave en mano (US\$ / kW)	800 - 1200	700 - 1200



Nuestro estudio presenta los siguientes costos:

	TG1	TG4	Md1	MG12
Inversión Total (US\$)	1984824	4032603	1315834	9314557
Costos llave en mano con calderas recuper. de calor (US\$ / kW)	1804	1006	1265	800

- El costo de la alternativa TG1 de 1804 US\$/kW, tiene incluido el costo de la cámara de postcombustión que es de 13 US\$/kW, está fuera del rango 800 - 1200 US\$/kW, que viene hacer el costo total llave en mano para la turbina de gas con ciclo simple. Es notorio que una turbina de gas con potencias

menores a 4 MW, no es rentable su instalación en cogeneración industrial, económicamente por su elevado precio y eléctricamente por su bajo rendimiento.

- El costo de la alternativa TG4 de 1006 US\$/kW, se encuentra dentro del rango 800 - 1200 US\$/kW, que viene hacer el costo total llave en mano para la turbina de gas con ciclo simple.
- El costo de la alternativa Md1 de 1265 US\$/kW, esta fuera del rango 700 - 1200 US\$/kW, que viene hacer el costo total llave en mano para el motor de gas de ciclo simple. Su elevado costo del motor dual es debido a que su constitución más robusto respecto a un motor de gas de la misma potencia.
- El costo de la alternativa MG12 de 800 US\$/kW, se encuentra dentro del rango 700 - 1200 US\$/kW, que viene hacer el costo total llave en mano para el motor de gas de ciclo simple. Este costo de 800 US\$/kW, es un precio relativamente bajo, por que su fabricación son cuatro motores de gas que operan en serie, cantidad que reduce su precio de compra.

2. Respecto a los indicadores económicos, es mucho más favorable la consideración de la instalación como planta térmica que como planta industrial, debido a que las plantas térmicas están exentas del pago del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) en el combustible. Sin embargo, para poder tener la consideración de planta térmica, deberá asociarse con otros generadores, con el objeto de poder ser representado en el directorio del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

A continuación resumimos los indicadores económicos como planta térmica, usados en la evaluación financiera de las diferentes alternativas de planta de cogeneración:

- La alternativa Turbina de Gas TG1 (1.1MW), presenta un préstamo de US\$ 1 984 824, tiene un TIR de 34.94%, un VAN de US\$ 3 365 462 y un periodo de recuperación de la inversión de 2.81 años.
- La alternativa Turbina de Gas TG4 (4.01MW), presenta un préstamo de US\$ 4 032 603, tiene un TIR de 44.01%, un VAN de US\$ 9 843 293 y un periodo de recuperación de la inversión de 2.07 años.
- La alternativa Motor Dual Md1 (1.04MW), presenta un préstamo de US\$ 1 315 834, tiene un TIR de 31.11%, un VAN de US\$ 1 823 520 y un periodo de recuperación de la inversión de 3.31 años.
- La alternativa Motores de Gas MG12 (11.64MW), presenta un préstamo de US\$ 9 314 557, tiene un TIR de 42.15%, un VAN de US\$ 21 301 997 y un periodo de recuperación de la inversión de 2.19 años.

El mejor indicador para las cuatro alternativas con diferente inversión inicial, lo daría la TIR y es para la Turbina de Gas TG4 con 44.01%, siendo mayor a la tasa de interés de 12% anual.

RECOMENDACIONES

1. Mayor beneficio de las cuatro alternativas lo daría la Turbina de Gas TG4, por que cubre la demanda de vapor de la refinería manteniendo a las calderas existentes para emergencias o paradas de mantenimiento. Esta alternativa tiene la posibilidad de adaptarse una cámara de postcombustión y generar como máximo 43200 lb/h de vapor saturado, que representa aproximadamente un 85% de vapor adicional, respecto a la capacidad máxima actual de la planta de cogeneración que es 23330 lb/h; producción que seria necesaria en futuras ampliaciones. Instalar a futuro la cámara de postcombustión en la turbina de gas TG4, su costo llave en mano representa aproximadamente el 5% del valor de la caldera de recuperación de calor, es decir 28800 US\$ y en precio unitario 7.2 US\$/kW. Es la solución más viable técnica y económicamente, ya sea como planta industrial o planta térmica.

BIBLIOGRAFÍA

- 1^{ER} Simposio Internacional Gas de Camisea
UNI, UNAC, UNSAAC, SINDES. Lima Mayo 2001, 225 p.
- Revista Energuia.
Revistas semanales. España 2001.
<http://www.energuia.com> <http://www.alcion.es>
- Proyecto Cogeneración Energética.
Curso de capacitación cogeneración en Perú. Agencia española de cooperación internacional AECI - Cenergía. Lima 1998, 400 p.
- LIBRO VERDE
Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético.
Comisión Europea. Dirección general de Energía y Transportes.
Luxemburgo 2001, 114 p.
- EDUCOGEN "The European Educational Tool on Cogeneration".
<http://www.cogen.org/publications>. Diciembre 2001, 176 p.
- Autogeneración y Cogeneración de Energía con Motores Diesel y de Gas.
Finanzauto - Caterpillar. Lima 1998, 100 p.
- Uso Racional de Energía.
Eficiencia Energética y Energías Renovables. Carl Duisberg Gesellschaft e.V; Alemania, y el Ministerio de Energía y Minas del Perú.
Lima 1999, 500 p.
- Refinación y Petroquímica
Programa de capacitación integral progresiva, PETROPERU.
Lima 1976, 450 p.
- Curso Sistemas de Cogeneración de Energía.
Cooperación Española - Cenergía. Lima 1994, 400 p.
- Manual del Ingeniero Mecánico
MARKS 9^A Edición, Mc Graw Hill 1999, 2 ts.
- Cogeneración.
Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos. José M. Sala Lizarraga. Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco. Bilbao 1994, 564 p.
- Catálogos de Turbina de gas.
European Gas Turbines, GEC ALSTHOM 2000.

ANEXOS

ANEXO N° 1

SITUACIÓN ACTUAL

CONSUMO DE ENERGÉTICOS

SITUACIÓN PREVISTA DE CALDERAS EXISTENTES (DATOS BÁSICOS)

1. OPERACIÓN DE LA FÁBRICA													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Días totales	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Días operación	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Días paradas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Horas de operación	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
Horas punta	155	140	155	150	155	150	155	155	150	155	150	155	1825
Horas fuera de punta	589	532	589	570	589	570	589	589	570	589	570	589	6935
2. CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LA FÁBRICA, SITUACIÓN PREVISTA													
10 ⁹ BTU / mes	18.72	17.31	17.41	18.09	17.88	20.06	20.92	19.06	18.45	19.06	15.17	19.05	221.18
10 ³ BTU /s													7.01
3. CONSUMO DE VAPOR PREVISTO													
10 ³ kg / mes	6725	6216	6256	6499	6424	7207	7514	6847	6627	6848	5449	6842	79454
10 ³ lb / mes	14829	13706	13794	14330	14165	15891	16568	15098	14613	15100	12015	15087	175196
lb / h	19931	20396	18541	19903	19039	22071	22269	20293	20295	20295	16686	20278	20000
4. CONSUMO DE CALOR PREVISTO													
10 ⁹ BTU / mes	15.09	13.94	14.1	14.42	14.38	16.16	16.97	15.36	14.86	15.36	12.22	15.32	178.18
10 ³ BTU /s													5.65
5. CONSUMO ELÉCTRICO DE LA FÁBRICA ACTUAL Y PREVISTO, MWh/mes													
Actual (No es necesario mayor consumo)													
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	100	97	100	1199
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	380	368	380	4461
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5660

ANEXO N° 2

DIAGRAMA DE FLUJO
DE LA DEMANDA DE ENERGÉTICOS

DIAGRAMA DE LA DEMANDA DE VAPOR ALTERNATIVA BASE
PREVISTA DE CALDERAS EXISTENTES

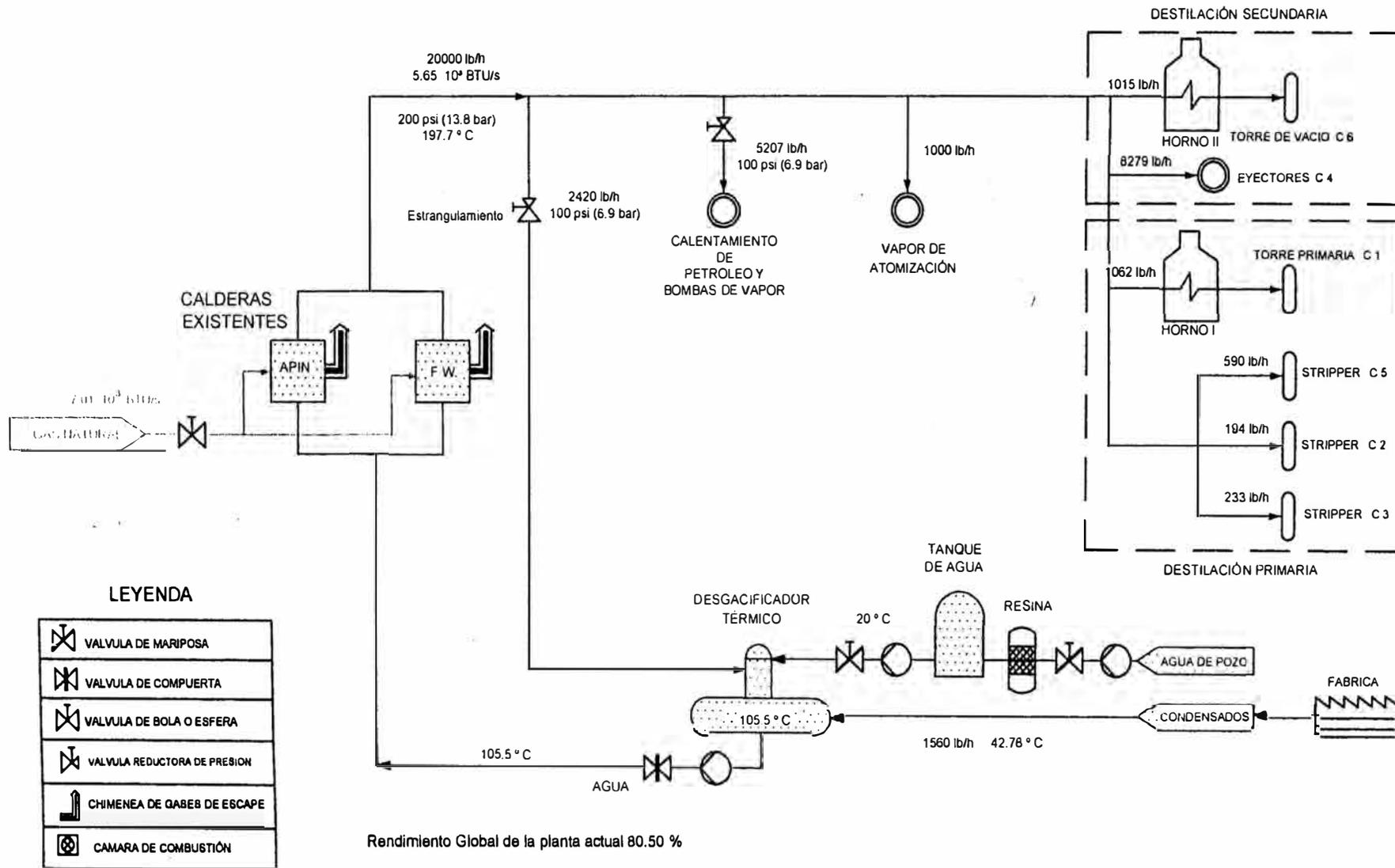
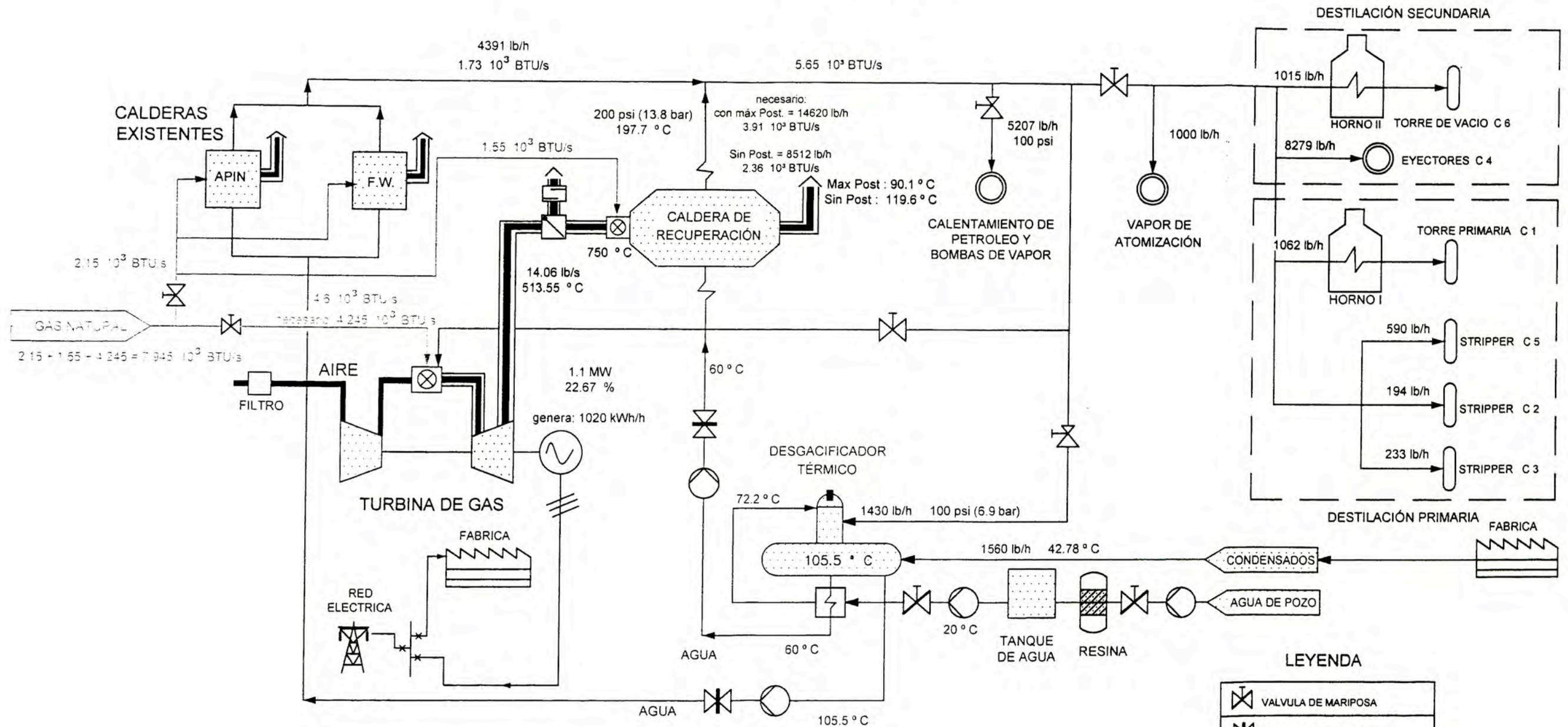


DIAGRAMA DE LA DEMANDA DE VAPOR ALTERNATIVA TG 1

Anexo 2
Página 2

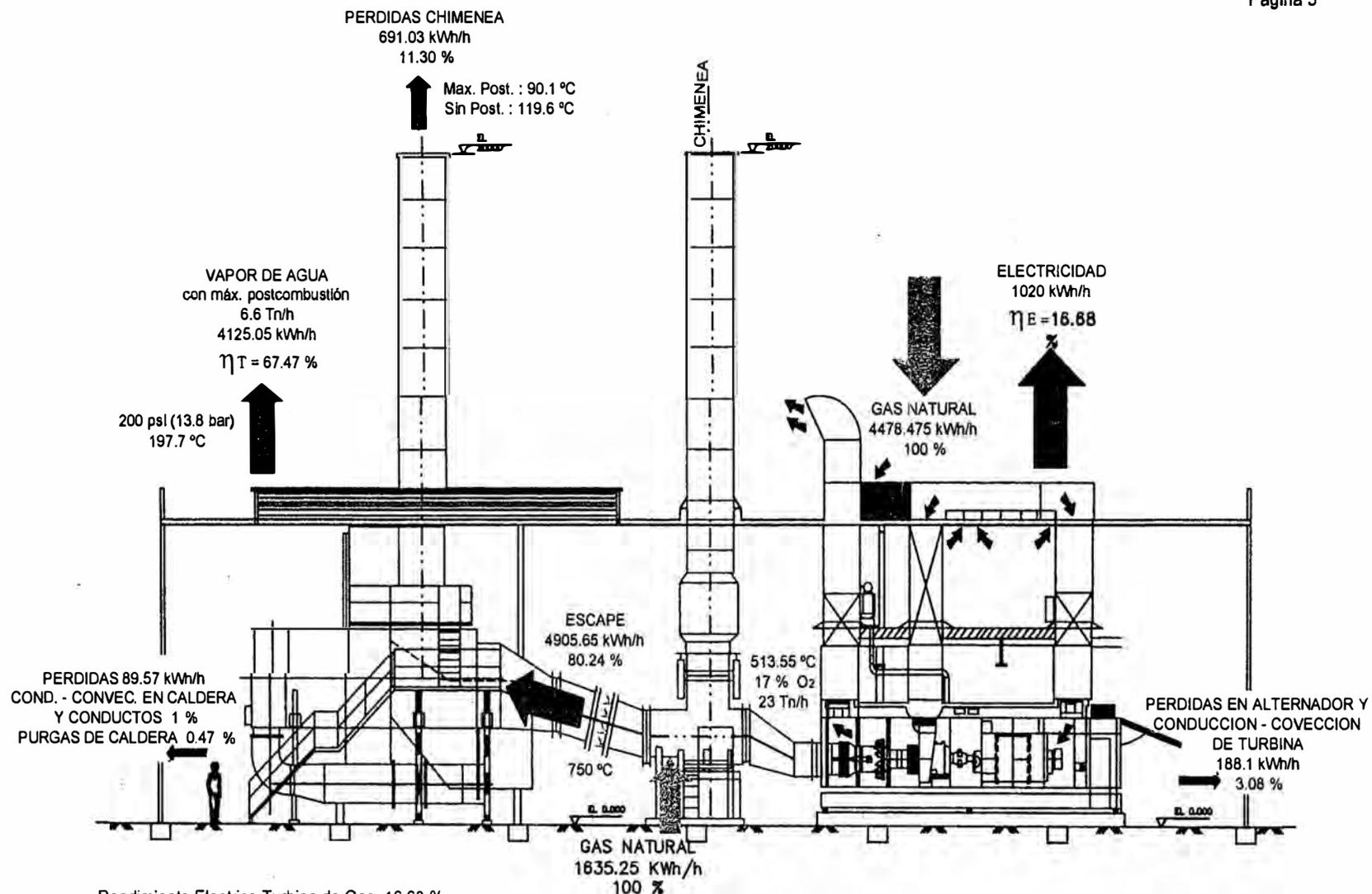


Rendimiento Electrico Turbina de Gas $(1.1/1.055)/4.6 = 22.67 \%$
 Rendimiento Total del Sistema Turbina de Gas, sin postcombustión $[(1.1/1.055) + 2.6]/4.6 = 79.19 \%$
 Rendimiento Global de la nueva planta de cogeneración $[(1.02/1.055) + 3.91 + 1.73]/7.945 = 83.15 \%$

LEYENDA

	VALVULA DE MARIPOSA
	VALVULA DE COMPUERTA
	VALVULA DE BOLA O ESFERA
	VALVULA REDUCTORA DE PRESION
	CHIMENEA DE GASES DE ESCAPE
	CAMARA DE COMBUSTION
	BOMBA DE AGUA

SISTEMA TURBINA DE GAS TG 1



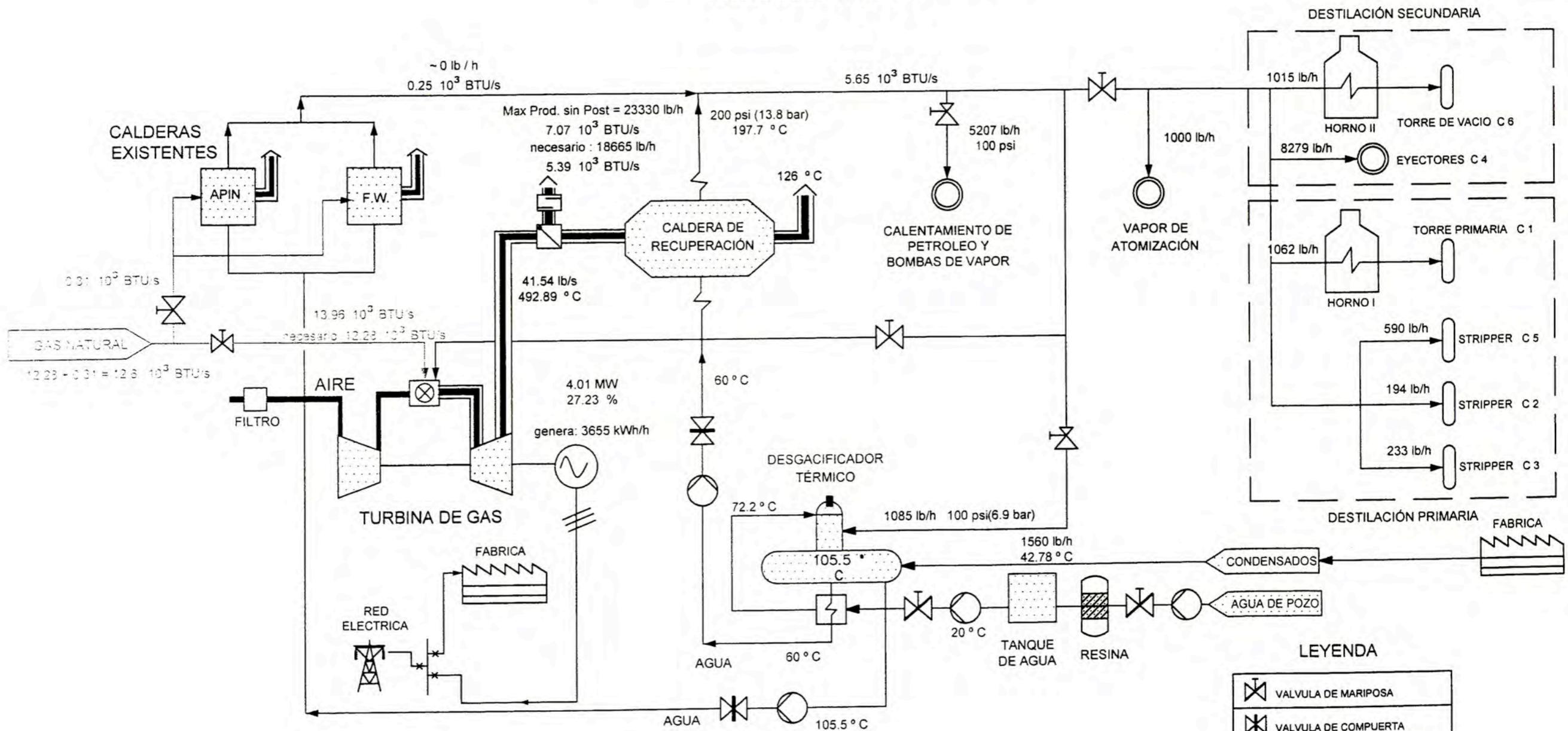
Rendimiento Electrico Turbina de Gas 16.68 %

Rendimiento Total del Sistema Turbina de Gas, con postcombustión $67.47 + 16.68 = 84.15 \%$

Energía útil contenida en los gases de escape, con postcombustión $4125.05 / 4905.65 = 84.09 \%$

DIAGRAMA DE LA DEMANDA DE VAPOR ALTERNATIVA TG 4

Anexo 2
Página 4

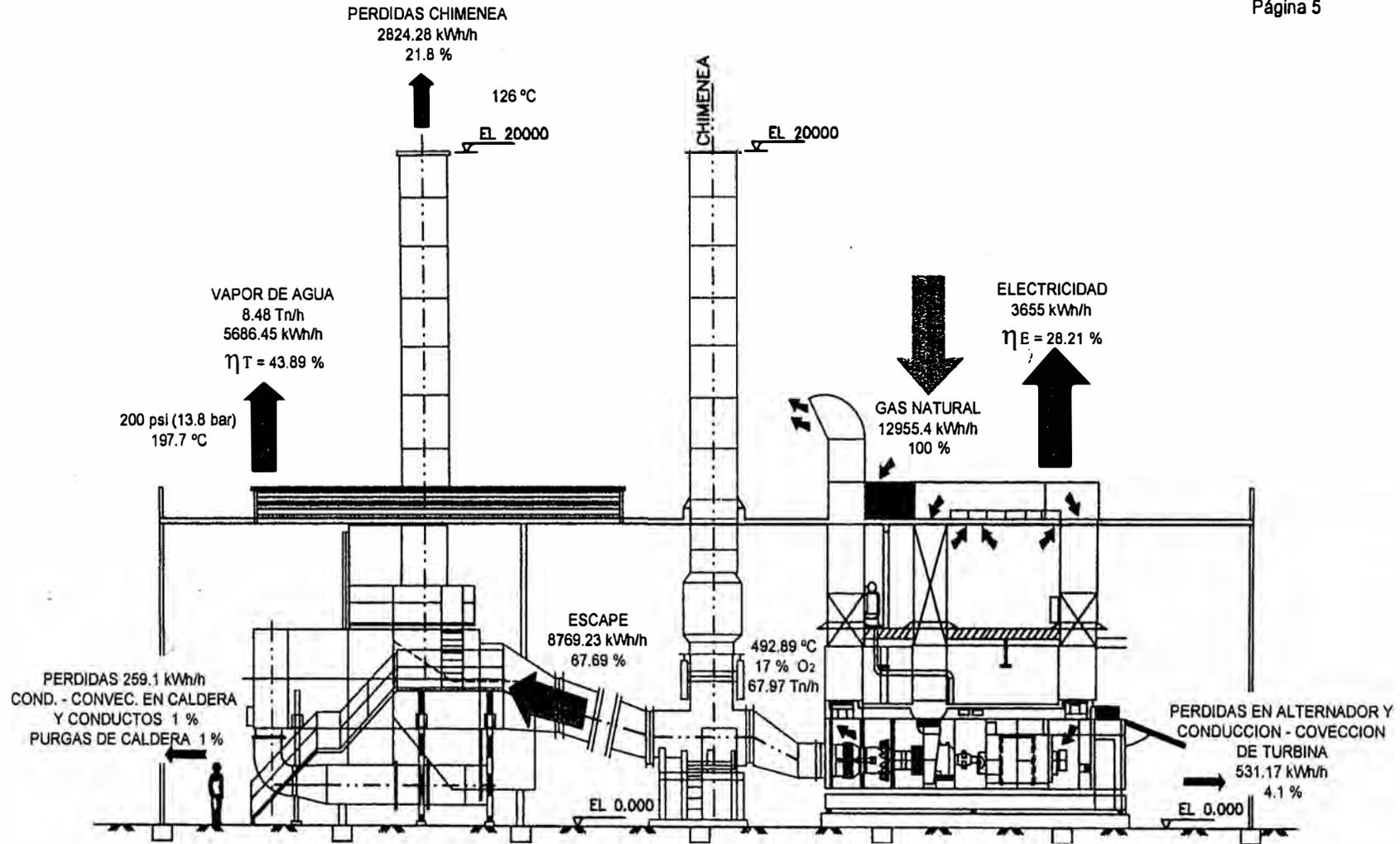


Rendimiento Electrico Turbina de Gas $(4.01/1.055)/13.96 = 27.23 \%$
 Rendimiento Total del Sistema Turbina de Gas, sin postcombustión $[(4.01/1.055)+7.07]/13.96 = 77.87 \%$
 Rendimiento Global de la nueva planta de cogeneración $[(3.655/1.055) + 0.25 + 5.39] = 72.32 \%$

LEYENDA

	VALVULA DE MARIPOSA
	VALVULA DE COMPUERTA
	VALVULA DE BOLA O ESFERA
	VALVULA REDUCTORA DE PRESION
	CHIMENEA DE GASES DE ESCAPE
	CAMARA DE COMBUSTION
	BOMBA DE AGUA

SISTEMA TURBINA DE GAS TG 4



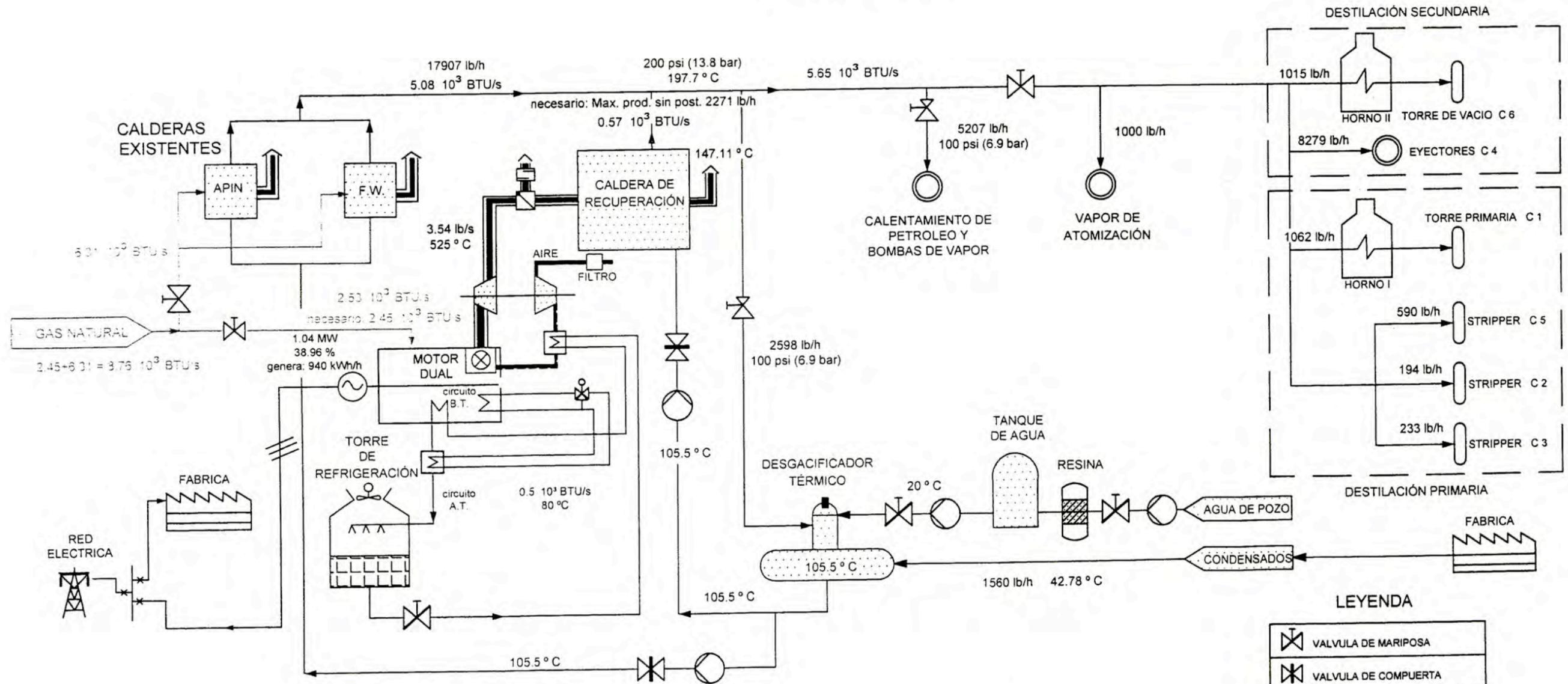
Rendimiento Electrico Turbina de Gas 28.21 %

Rendimiento Total del Sistema Turbina de Gas, sin postcombustión $43.89 + 28.21 = 72.1 \%$

Energía útil contenida en los gases de escape, sin postcombustión $5686.45/8769.23 = 64.85 \%$

DIAGRAMA DE LA DEMANDA DE VAPOR ALTERNATIVA Md 1

Anexo 2
Página 6



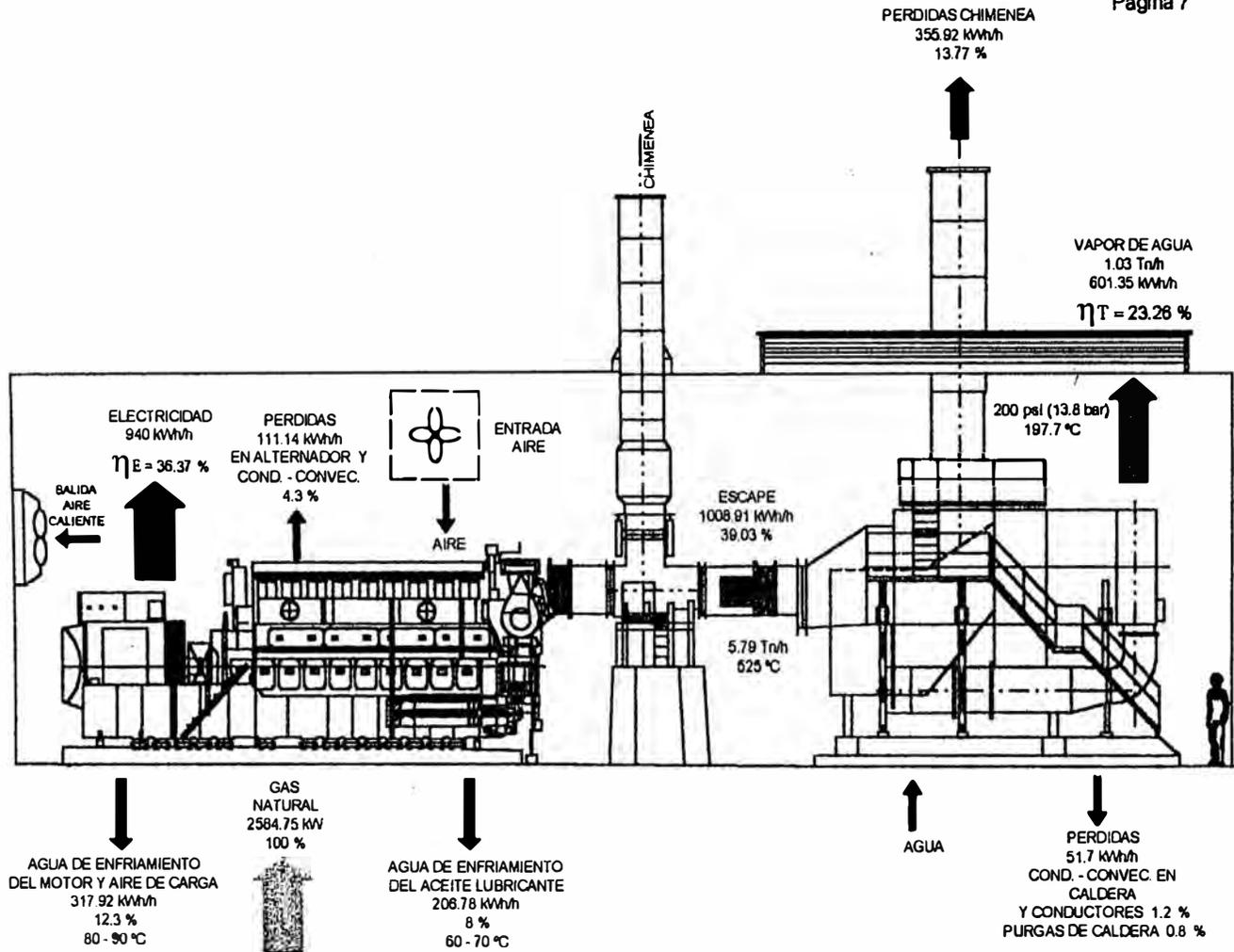
Rendimiento Electrico Motor Dual $(1.04/1.055)/2.53 = 38.96 \%$
 Rendimiento Total del Sistema Motor de Gas Dual, sin postcombustión $[(1.04/1.055) + 0.6]/2.53 = 62.68 \%$
 Rendimiento Global de la nueva planta de cogeneración $[(0.94/1.055) + 0.57 + 5.08]/8.76 = 74.70 \%$

LEYENDA

	VALVULA DE MARIPOSA
	VALVULA DE COMPUERTA
	VALVULA DE BOLA O ESFERA
	VALVULA REDUCTORA DE PRESION
	CHIMENEA DE GASES DE ESCAPE
	CAMARA DE COMBUSTIÓN
	BOMBA DE AGUA

SISTEMA MOTOR DE GAS DUAL Md 1

Anexo 2
Página 7

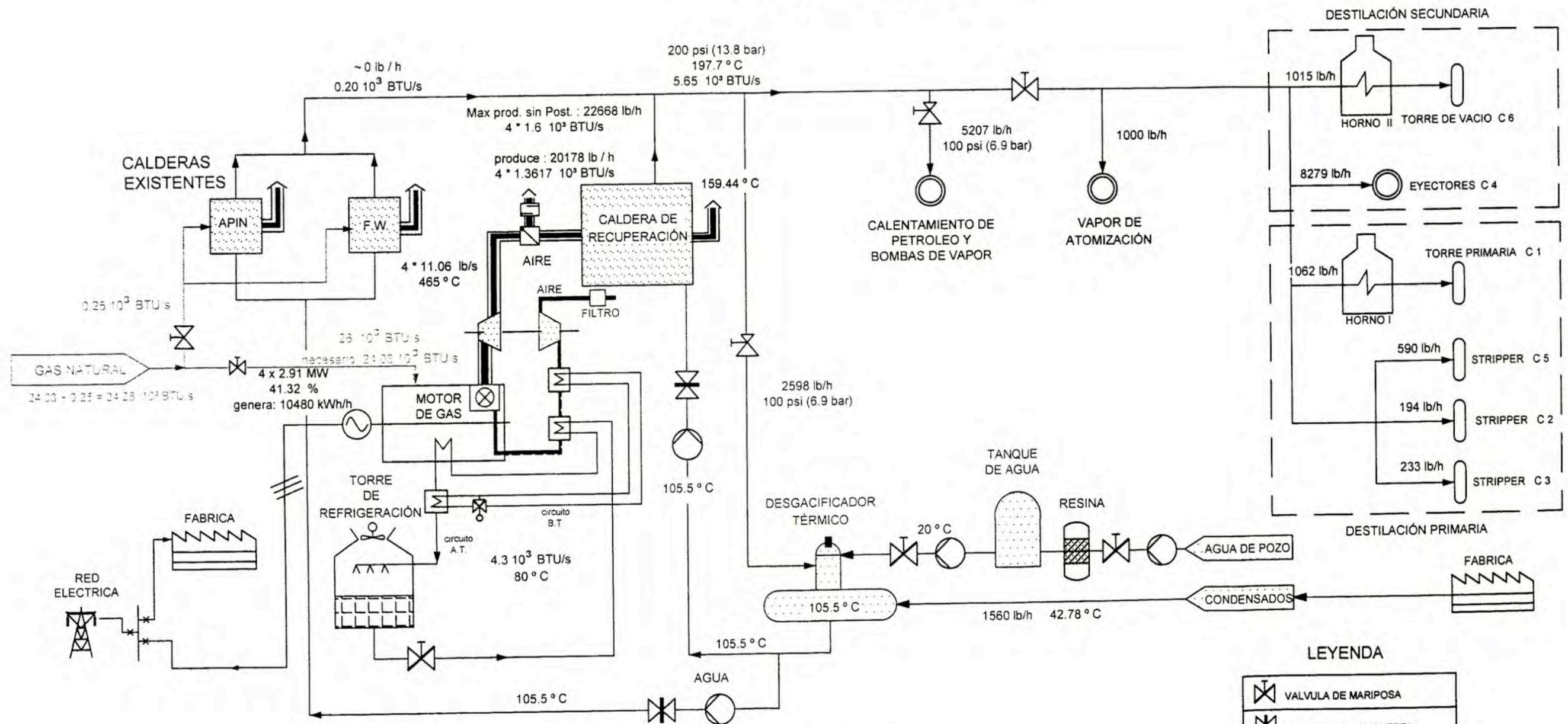


Rendimiento Electrico Motor Dual 36.37 %

Rendimiento Total del Sistema Motor de Gas Dual, sin postcombustión $36.37 + 23.26 = 59.63$ %

Energía útil contenida en los gases de escape, sin postcombustión $601.35/1008.91 = 59.6$ %

DIAGRAMA DE LA DEMANDA DE VAPOR ALTERNATIVA MG 12

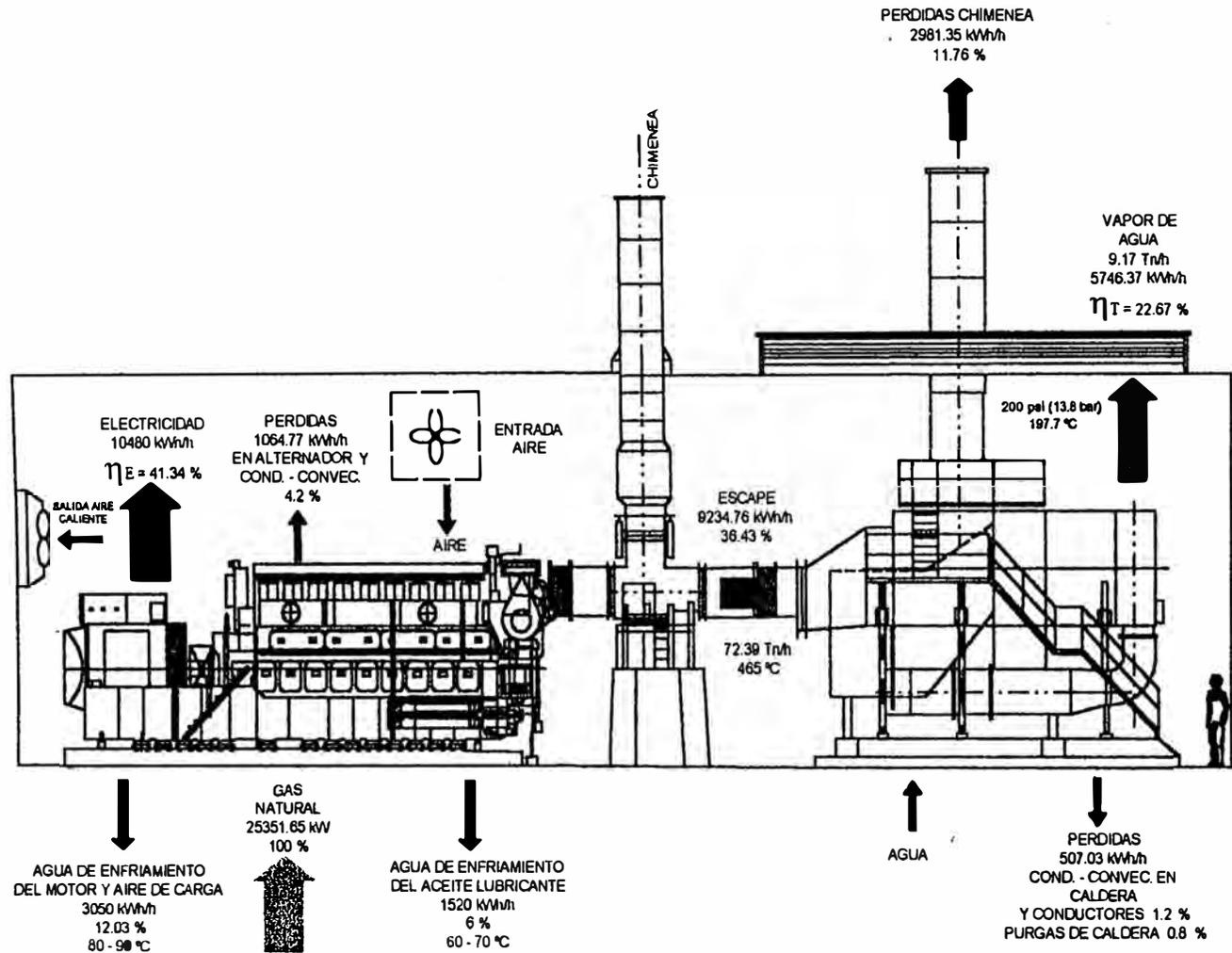


Rendimiento Eléctrico cuatro Motores de Gas $(11.64/1.055)/26 = 41.32 \%$
 Rendimiento Total del sistema cuatro motores de gas, sin postcombustión $[(11.64/1.055) + 6.4]/26 = 65.29 \%$
 Rendimiento Global de la nueva planta de cogeneración $[(10.48/1.055) + 0.2 + (4*1.3617)]/24.28 = 64.16 \%$

LEYENDA

	VALVULA DE MARIPOSA
	VALVULA DE COMPUERTA
	VALVULA DE BOLA O ESFERA
	VALVULA REDUCTORA DE PRESION
	CHIMENEA DE GASES DE ESCAPE
	CAMARA DE COMBUSTION
	BOMBA DE AGUA

SISTEMA CUATRO MOTORES DE GAS MG 12



Rendimiento Electrico cuatro Motores de Gas = 41,34 %

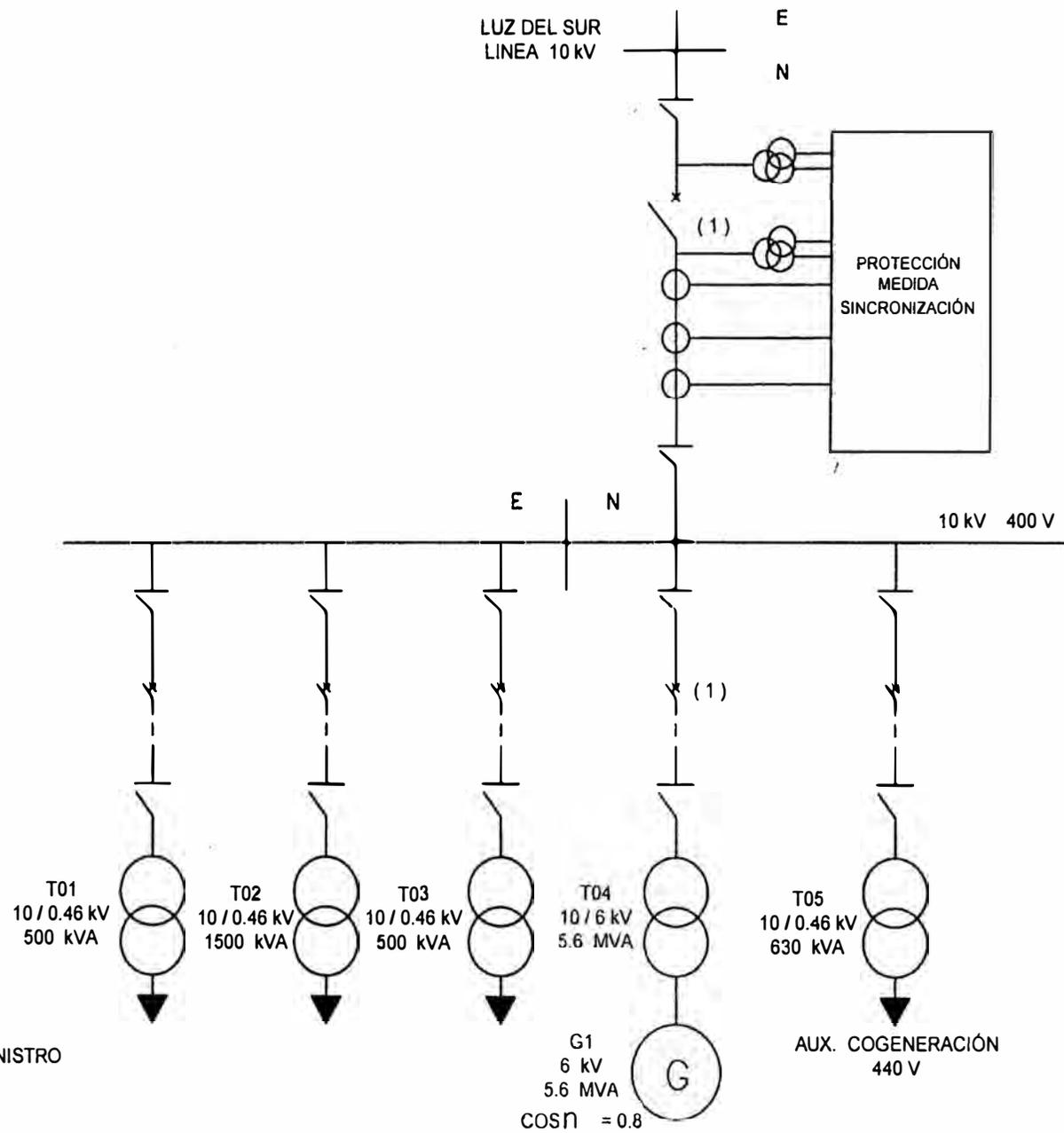
Rendimiento Total del Sistema cuatro Motores de Gas, sin postcombustión 41.34 + 22.67 = 64.01 %

Energía útil contenida en los gases de escape, sin postcombustión 5746.37/9234.76 = 62.23 %

A N E X O N ° 3

ESQUEMA UNIFILAR

DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICA



LIMITES DE SUMINISTRO

E : EXISTENTE
N : NUEVO

(1) SINCRONIZACIÓN

ANEXO N° 4

PARÁMETROS TÉCNICOS DE
EQUIPOS PRINCIPALES

PARÁMETROS TÉCNICOS

Alternativa: TG1

1.DATOS BÁSICOS

Altitud	m	3
Temperatura ambiente	°F	64
Humedad relativa	%	60-80
Pérdida en la admisión	mbar	10
Pérdida en la descarga	mbar	30
Presión de vapor	psi	200
Temperatura de vapor	°F	387.86
Pinch point	°F	68
Temperatura de agua de alimentación	°F	140

2.CARACTERISTICAS LOCALES DE LA TURBINA DE GAS

Carga	%	100.0
Potencia	MW	1.1
Combustible	10 ³ Btu/s	4.6
Rendimiento eléctrico	%	22.67
Flujo de gas de escape	lb/s	14.06
Temperatura de gases de escape a la caldera	°F	956.4

3. CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR (para uso exclusivo de fábrica)

3.1 Operación sin postcombustión

Capacidad de la caldera	10 ³ Btu/s	2.60
Producción de vapor	10 ³ lb/h	8.512
Temperatura de los humos	°F	247.28

3.2 Operación con máxima postcombustión

Temperatura de gases de escape a la caldera	°F	1382.0
Capacidad de la caldera con postcombustión	10 ³ Btu/s	4.40
Producción de vapor	10 ³ lb/h	14.62
Temperatura de los humos	°F	194.18

RENDIMIENTO TOTAL DEL SISTEMA

TURBINA DE GAS, sin postcombustión	%	79.19
------------------------------------	---	-------

PARÁMETROS TÉCNICOS

Alternativa: TG 4

1.DATOS BÁSICOS

Altitud	m	3
Temperatura ambiente	°F	64
Humedad relativa	%	60-80
Pérdida en la admisión	mbar	10
Pérdida en la descarga	mbar	30
Presión de vapor	psi	200
Temperatura de vapor	°F	387.86
Pinch point	°F	68
Temperatura de agua de alimentación	°F	140

2.CARACTERÍSTICAS LOCALES DE LA TURBINA DE GAS

Carga	%	100.0
Potencia	MW	4.01
Combustible	10 ³ Btu/s	13.96
Rendimiento eléctrico	%	27.23
Flujo de gas de escape	lb/s	41.54
Temperatura de gases de escape a la caldera	°F	919.2

3. CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR (para uso exclusivo de fábrica)

3.1 Operación sin postcombustión

Capacidad de la caldera (máxima)	10 ³ Btu/s	7.07
Producción de vapor	10 ³ lb/h	23.33
Temperatura de los humos	°F	258.8

3.2 Operación con máxima postcombustión

Temperatura de gases de escape a la caldera	°F	1382.0
Capacidad de la caldera con postcombustión	10 ³ Btu/s	13.09
Producción de vapor	10 ³ lb/h	43.2
Temperatura de los humos	°F	194.2

RENDIMIENTO TOTAL DEL SISTEMA

TURBINA DE GAS, sin postcombustión	%	77.87
------------------------------------	---	-------

PARÁMETROS TÉCNICOS

Alternativa: Md1

1. DATOS BÁSICOS

Altitud	m	3
Temperatura ambiente	°F	64
Humedad relativa	%	60-80
Pérdida en la admisión	mbar	10
Pérdida en la descarga	mbar	30
Presión de vapor	psi	200
Temperatura de vapor	°F	387.86
Pinch point	°F	68
Temperatura de agua de alimentación	°F	221.9

2. CARACTERÍSTICAS LOCALES DEL MOTOR DE GAS

Carga	%	100.0
Potencia	MW	1.04
Combustible	10 ³ Btu/s	2.53
Rendimiento eléctrico	%	38.96
Flujo de gas de escape	lb/s	3.54
Temperatura de gases de escape a la caldera	°F	977.0

3. CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR (para uso exclusivo de fábrica)

3.1 Operación sin postcombustión

Capacidad de la caldera	10 ³ Btu/s	0.60
Producción de vapor	10 ³ lb/h	2.271
Temperatura de los humos	°F	296.8

4. Circuito de refrigeración a alta temperatura del MOTOR

T salida agua	°F	176.0
Calor	10 ³ Btu/s	0.5

RENDIMIENTO TOTAL DEL SISTEMA MOTOR DE GAS, sin postcombustión	%	62.68
---	----------	--------------

PARÁMETROS TÉCNICOS

Alternativa: MG 12

1. DATOS BÁSICOS

Altitud	m	3
Temperatura ambiente	°F	64
Humedad relativa	%	60-80
Pérdida en la admisión	mbar	10
Pérdida en la descarga	mbar	30
Presión de vapor	psi	200
Temperatura de vapor	°F	387.86
Pinch point	°F	68
Temperatura de agua de alimentación	°F	221.9

2. CARACTERÍSTICAS LOCALES DE LOS 4 MOTORES DE GAS

Carga	%	100.0
Potencia	MW	11.64
Combustible	10 ³ Btu/s	26.70
Rendimiento eléctrico	%	41.32
Flujo de gas de escape	lb/s	44.24
Temperatura de gases de escape a la caldera	°F	869.0

3. CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR (para uso exclusivo de fábrica)

3.1 Operación sin postcombustión

Capacidad de la caldera (máxima)	10 ³ Btu/s	6.4
Producción de vapor	10 ³ lb/h	22.668
Temperatura de los humos	°F	319.0

4. Circuito de refrigeración a alta temperatura del MOTOR

T salida agua	°F	176.0
Calor	10 ³ Btu/s	4.3

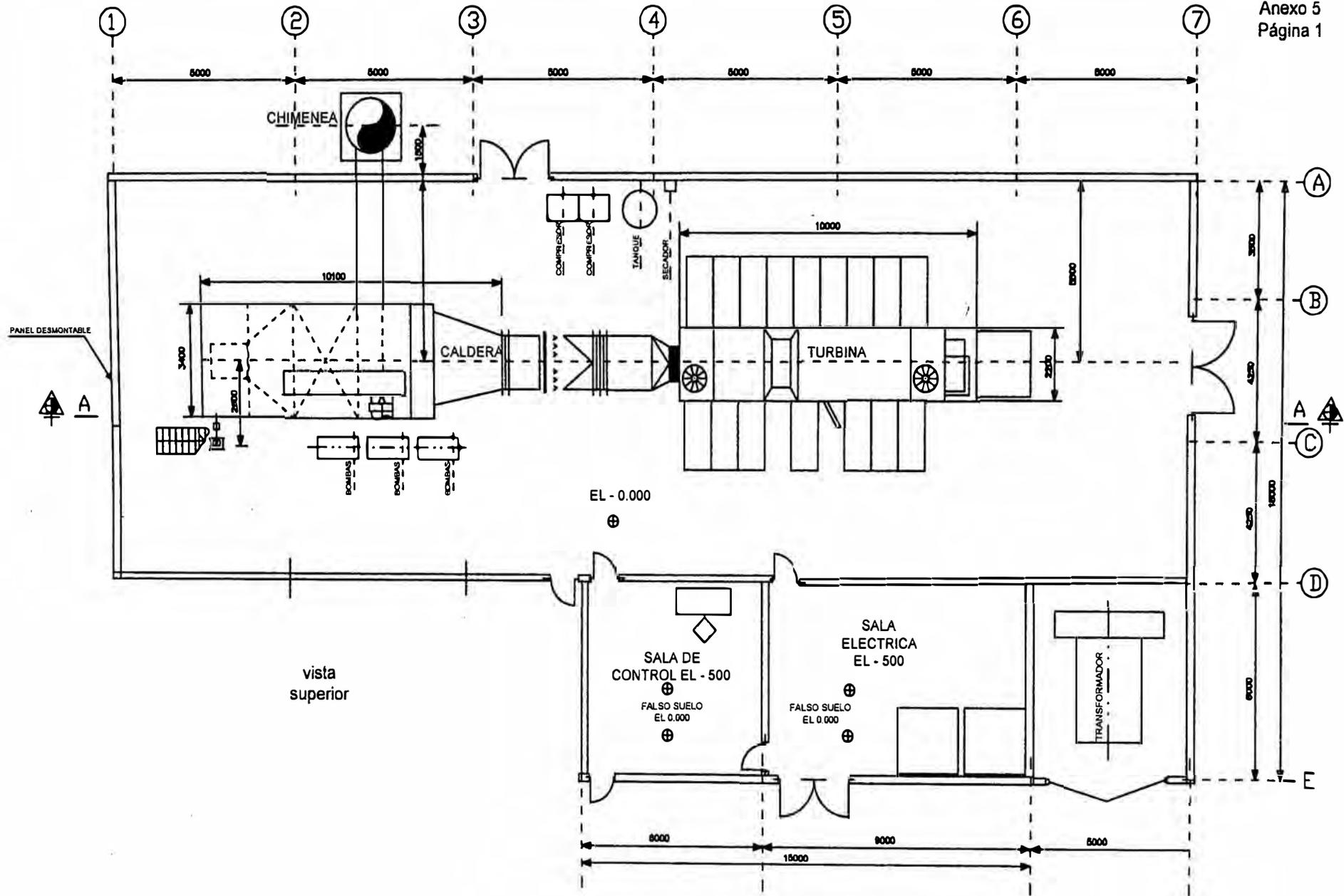
RENDIMIENTO TOTAL DEL SISTEMA

4 MOTORES DE GAS, sin postcombustión	%	65.29
--------------------------------------	---	-------

ANEXO N° 5

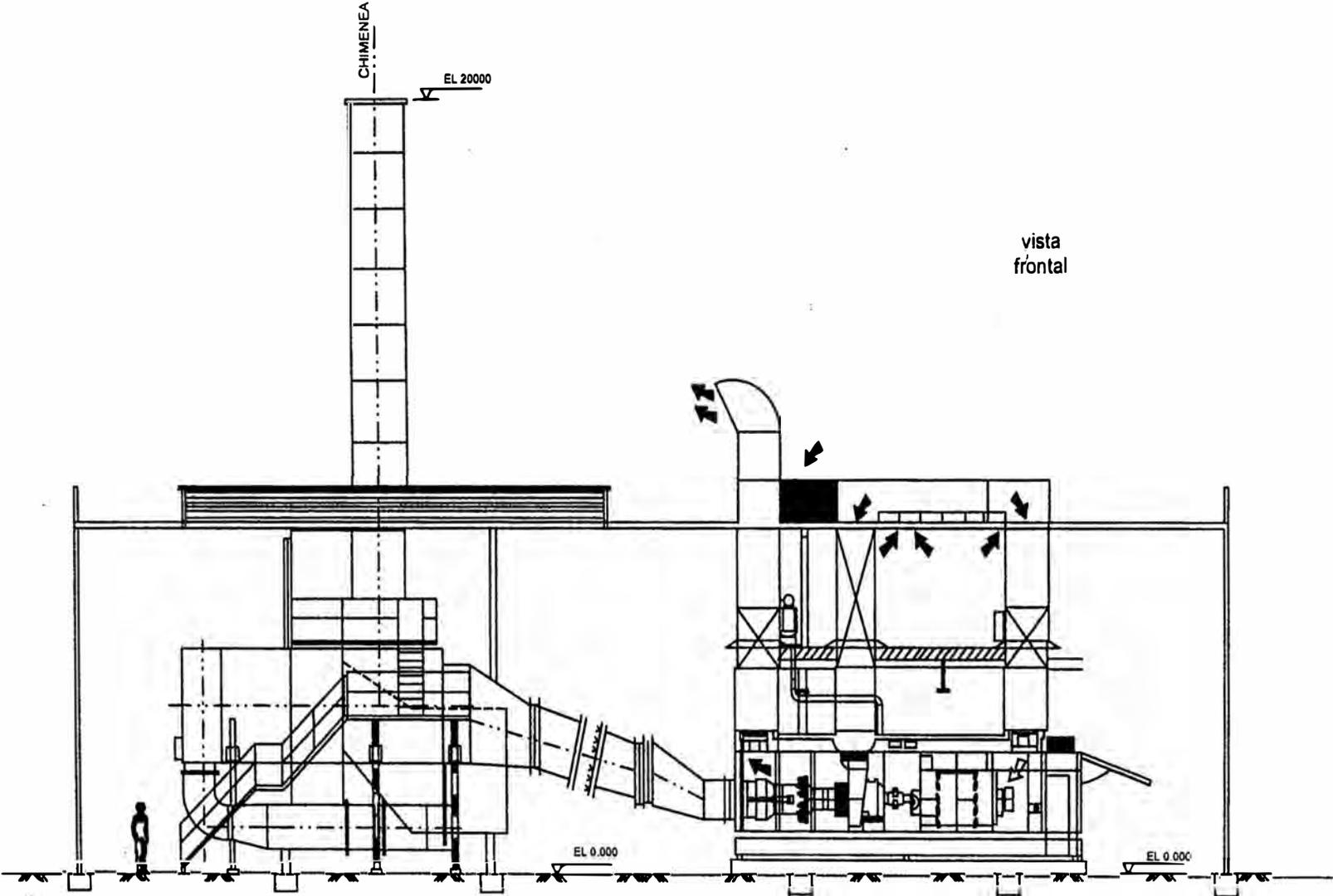
IMPLANTACIÓN

IMPLANTACION GENERAL TURBINA DE GAS TG 4



PLANTA EL 0.000

IMPLANTACION GENERAL TURBINA DE GAS TG 4



SECCIÓN A - A

A N E X O N ° 6

BALANCES MENSUALES

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES
Alternativa: TG 1

CONSUMO ELÉCTRICO DE LA FÁBRICA, MWh/mes													
Actual	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	100	97	100	1199
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	380	368	380	4461
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5660
AUTOGENERACIÓN MWh/mes													
Turbina de Gas	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<u>Planta de cogeneración</u>													
Punta	161	143	160	131	164	161	166	167	156	166	107	163	1843
Fuera de punta	619	540	616	503	630	614	627	637	611	635	407	626	7065
Total	779	683	776	633	794	775	793	803	767	801	514	789	8908

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: TG 1

Opción 1 Planta industrial

ELECTRICIDAD													
Compra/Venta MWh/mes													
ELECTRICIDAD DE LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	0	0	0	18	0	0	1	0	3	0	33	0	55
Fuera de punta	0	8	0	69	0	0	6	0	3	0	122	0	207
Total	0	8	0	87	0	0	6	0	6	0	155	0	262
ELECTRICIDAD A LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	53	29	70	38	72	50	64	68	69	62	40	60	674
Fuera de punta	224	110	281	154	297	204	265	270	290	250	160	241	2,747
Total	277	139	351	192	368	253	330	339	359	313	199	301	3,421

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: TG 1

Opción 2 Planta térmica

ELECTRICIDAD													
Compra/Venta MWh/mes													
ELECTRICIDAD DE LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	102	99	102	1,206
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	378	366	378	4,454
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5,660
ELECTRICIDAD A LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	159	141	158	129	163	159	164	165	155	165	105	162	1,825
Fuera de punta	612	535	610	498	624	608	621	630	605	628	403	619	6,994
Total	772	676	768	627	786	767	785	795	759	793	509	781	8,819

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES ASOCIADOS A LA PLANTA DE COGENERACION

Alternativa: TG 1

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CONSUMO ACTUAL DE COMBUSTIBLE*													
10 ⁹ Btu/mes PCI	19	17	17	18	18	20	21	19	18	19	15	19	221.18
10 ³ Btu/s PCI													7.01
CONSUMO DE GAS NATURAL													
	10 ⁹ Btu/mes PCI												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<u>Planta de cogeneración</u>													
Turbina de Gas	12	10	12	10	12	12	12	12	11	12	8	12	134
Postcombustión	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	2	4	49
Total	16	14	16	13	16	16	16	16	16	16	10	16	183
Calderas actuales*	5	5	4	7	4	7	7	5	5	5	7	5	68
GAS TOTAL	21	19	20	20	21	23	24	22	21	22	17	22	251

* sólo figura el consumo de combustible correspondiente a la producción de calor asociado a la planta de cogeneración

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: TG 4

CONSUMO ELÉCTRICO DE LA FÁBRICA, MWh/mes													
Actual	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	100	97	100	1199
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	380	368	380	4461
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	408	480	465	480	5660
AUTOGENERACIÓN, MWh/mes													
Turbina de Gas	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<u>Planta de cogeneración</u>													
Punta	574	510	570	467	588	577	597	601	563	598	382	585	6611
Fuera de punta	2,215	1,930	2,206	1,804	2,266	2,218	2,268	2,299	2,207	2,289	1,466	2,244	25411
Total	2,789	2,440	2,776	2,271	2,854	2,795	2,865	2,900	2,770	2,886	1,848	2,829	32022

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: TG 4

Opción 1 Planta industrial

ELECTRICIDAD

Compra/Venta MWh/mes

ELECTRICIDAD DE LA RED

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	0	0	0	18	0	0	1	0	3	0	33	0	55
Fuera de punta	0	8	0	69	0	0	6	0	3	0	122	0	207
Total	0	8	0	87	0	0	6	0	6	0	155	0	262

ELECTRICIDAD A LA RED

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	462	392	476	371	491	462	491	498	471	490	313	477	5,394
Fuera de punta	1,804	1,486	1,855	1,442	1,916	1,791	1,890	1,916	1,870	1,888	1,207	1,843	20,910
Total	2,266	1,878	2,331	1,813	2,408	2,253	2,381	2,414	2,342	2,378	1,520	2,320	26,304

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: TG 4

Opción 2 Planta térmica

ELECTRICIDAD													
Compra/Venta MWh/mes													
ELECTRICIDAD DE LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	102	99	102	1,206
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	378	366	378	4,454
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5,660
ELECTRICIDAD A LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	568	504	564	462	582	571	591	595	557	592	378	579	6,545
Fuera de punta	2,193	1,911	2,184	1,786	2,243	2,196	2,246	2,276	2,185	2,266	1,451	2,221	25,167
Total	2,761	2,415	2,748	2,248	2,826	2,767	2,836	2,871	2,742	2,858	1,830	2,800	31,702

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES ASOCIADOS A LA PLANTA DE COGENERACION

Alternativa: TG 4

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CONSUMO ACTUAL DE COMBUSTIBLE*													
10 ⁹ Btu/mes PCI	19	17	17	18	18	20	21	19	18	19	15	19	221.18
10 ³ Btu/s PCI													7.01
CONSUMO DE GAS NATURAL													
	10 ⁹ Btu/mes PCI												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<u>Planta de cogeneración</u>													
Turbina de Gas	34	30	34	28	35	34	34	35	33	35	22	34	387
Postcombustión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	34	30	34	28	35	34	34	35	33	35	22	34	387
Calderas actuales*	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	6	0	10
GAS TOTAL	34	30	34	31	35	34	35	35	34	35	28	34	397

* sólo figura el consumo de combustible correspondiente a la producción de calor asociado a la planta de cogeneración

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: Md 1

CONSUMO ELÉCTRICO DE LA FÁBRICA, MWh/mes

Actual

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	100	97	100	1199
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	380	368	380	4461
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5660

AUTOGENERACIÓN, MWh/mes

Motor de Gas dual

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

Planta de cogeneración

Punta	150	139	154	124	154	145	153	154	144	151	100	154	1725
Fuera de punta	580	520	576	473	576	561	577	576	562	579	378	576	6536
Total	730	659	730	597	730	707	730	730	707	730	478	730	8260

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: Md 1 Opción 1 Planta industrial

ELECTRICIDAD													
Compra/Venta MWh/mes													
ELECTRICIDAD DE LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	3	0	0	18	0	3	1	0	3	2	33	0	62
Fuera de punta	4	8	6	69	6	4	6	6	3	4	122	0	243
Total	7	8	6	87	6	7	6	6	6	6	155	0	306
ELECTRICIDAD A LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	42	23	61	29	59	34	49	53	54	46	31	47	530
Fuera de punta	178	80	236	115	237	144	204	205	231	188	123	188	2,129
Total	221	102	297	144	296	179	253	258	285	235	154	235	2,659

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: Md 1

Opción 2 Planta térmica

ELECTRICIDAD													
Compra/Venta MWh/mes													
ELECTRICIDAD DE LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	102	99	102	1,206
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	378	366	378	4,454
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5,660
ELECTRICIDAD A LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	146	135	150	121	150	141	149	150	140	147	97	150	1,673
Fuera de punta	563	504	559	459	559	544	560	559	545	562	367	559	6,340
Total	709	639	709	579	709	685	709	709	685	709	463	709	8,013

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES ASOCIADOS A LA PLANTA DE COGENERACION

Alternativa: Md 1

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CONSUMO ACTUAL DE COMBUSTIBLE*													
10 ⁹ Btu/mes PCI	19	17	17	18	18	20	21	19	18	19	15	19	221.18
10 ³ Btu/s PCI													7.01
CONSUMO DE GAS NATURAL													
	10 ⁹ Btu/mes PCI												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<u>Planta de cogeneración</u>													
Motor de Gas dual	8	5	8	5	8	7	6	8	7	5	3	6	77
Postcombustión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	8	5	8	5	8	7	6	8	7	5	3	6	77
Calderas actuales*	17	15	15	16	16	18	20	17	16	17	13	17	199
GAS TOTAL	25	20	23	21	24	25	26	25	23	22	16	23	276

* sólo figura el consumo de combustible correspondiente a la producción de calor asociado a la planta de cogeneración

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: MG 12

CONSUMO ELÉCTRICO DE LA FÁBRICA, MWh/mes													
Actual	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	100	97	100	1199
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	380	368	380	4461
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5660
AUTOGENERACIÓN, MWh/mes													
Motor de Gas	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<u>Planta de cogeneración</u>													
Punta	1,670	1,548	1,714	1,368	1,714	1,614	1,703	1,714	1,603	1,681	1,244	1,576	19150
Fuera de punta	6,447	5,772	6,403	5,239	6,403	6,237	6,414	6,403	6,248	6,436	4,727	5,905	72632
Total	8,117	7,320	8,117	6,607	8,117	7,851	8,117	8,117	7,851	8,117	5,971	7,481	91781

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: MG 12 Opción 1 Planta industrial

ELECTRICIDAD													
Compra/Venta MWh/mes													
ELECTRICIDAD DE LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuera de punta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0												
ELECTRICIDAD A LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	1,513	1,389	1,574	1,236	1,572	1,457	1,552	1,566	1,467	1,528	1,108	1,426	17,388
Fuera de punta	5,865	5,167	5,882	4,738	5,884	5,645	5,860	5,851	5,743	5,865	4,220	5,350	66,068
Total	7,378	6,556	7,456	5,974	7,455	7,102	7,411	7,411	7,210	7,393	5,328	6,776	83,455

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES

Alternativa: MG 12

Opción 2 Planta térmica

ELECTRICIDAD													
Compra/Venta MWh/mes													
ELECTRICIDAD DE LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	106	112	88	110	91	109	100	97	89	102	99	102	1,206
Fuera de punta	388	433	329	413	327	405	361	360	317	378	366	378	4,454
Total	495	545	417	522	418	514	462	457	406	480	465	480	5,660
ELECTRICIDAD A LA RED													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Punta	1,620	1,502	1,663	1,327	1,663	1,566	1,652	1,663	1,555	1,630	1,207	1,528	18,575
Fuera de punta	6,253	5,599	6,211	5,082	6,211	6,137	6,221	6,211	6,060	6,243	4,585	5,728	70,540
Total	7,873	7,101	7,873	6,409	7,873	7,703	7,873	7,873	7,616	7,873	5,792	7,256	89,115

BALANCES ENERGÉTICOS MENSUALES ASOCIADOS A LA PLANTA DE COGENERACION

Alternativa: MG 12

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CONSUMO ACTUAL DE COMBUSTIBLE*													
10 ⁹ Btu/mes PCI	19	17	17	18	18	20	21	19	18	19	15	19	221.18
10 ³ Btu/s PCI													7.01
CONSUMO DE GAS NATURAL													
	10 ⁹ Btu/mes PCI												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
<u>Planta de cogeneración</u>													
Motor de Gas	67	60	67	55	67	65	67	67	65	67	49	62	758
Postcombustión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	67	60	67	55	67	65	67	67	65	67	49	62	758
Calderas actuales*	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	2	1	8
GAS TOTAL	67	61	67	55	67	66	68	68	65	67	51	63	766

* sólo figura el consumo de combustible correspondiente a la producción de calor asociado a la planta de cogeneración

ANEXO N° 7

COSTES DE ENERGÍA

COMPRA COMBUSTIBLE Y ELECTRICIDAD

1. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

			US\$/10 ⁶ Btu PCI		
			Planta industrial	Planta térmica	
Gas natural			2.81	1.81	(**)
Diesel 2			9.83	5.29	(**)
ISC					
Gas natural			3.4 (*)	US\$/MWh =	1.00 US\$/10 ⁶ Btu PCI
Diesel 2	2.07 Sol/gal (*)	=	0.60	US\$ / gal =	4.54 US\$/10 ⁶ Btu PCI
Donde:					
PC 02	=	0.131		10 ⁵ Btu / gal	

2. COSTES DE ELECTRICIDAD

Tarifa MT3

Cargo fijo mensual	1.09 US\$/cliente
Cargo por Energía Activa en Punta	39.19 US\$/MWh
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	29.27 US\$/MWh
Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída para clientes:	
Presentes en punta	8.40 US\$/kW mes
Precio medio de compra de Electricidad de la red (Actual y como Planta Termica)	53.96 US\$/MWh
Precio medio de compra de Electricidad de la red TG1, TG4 (Planta Industrial)	457.20 US\$/MWh
Precio medio de compra de Electricidad de la red Md1, MG12 (Planta Industrial)	338.35 US\$/MWh
Precio medio de venta de Electricidad a la red	50.95 US\$/MWh

Cambio 1 US\$ = 3.478 Soles (WWW.CTE.ORG.PE FEBRERO 2002)

(*) ESTRUCTURA DE PRECIOS VIGENTE DESDE EL 08/02/02 HASTA 07/03/02
PREPARADO POR PETROPERU PARA LA PLANTA DE CONCHAN

(**) INCLUYE PRECIO EN BOCA DE POZO + TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

VENTA DE ELECTRICIDAD

TARIFA ELECTRICA

PRECIOS A NIVEL DE BARRA EQUIVALENTE EN MT

PP	US\$/KW-mes	7.81
PEPP	US\$/MWh	37.38
PEFP	US\$/MWh	27.92
PE	US\$/MWh	50.95

PP Precio de la Potencia
PEPP Precio de la Energía en Horas Punta
PEFP Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta
PE Precio Promedio de la Energía

ANEXO N° 8

BALANCES ANUALES

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Alternativa: TG 1 Opción 1 Planta industrial

1. ELECTRICIDAD		
	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
	MWh/a	MWh/a
Autogeneración		
Turbina de Gas	0	8908
Autogeneración total	0	8908
Compra de la red	5660	262
TOTAL DISPONIBLE	5660	9170
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-5749
Exceso para venta a la red	0	3421
2. CONSUMO DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	74.50
Postcombustión	0.00	48.85
Calderas existentes	178.05	54.70
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Turbina de Gas	0.00	133.87
Postcombustión	0.00	48.86
Calderas existentes	221.18	67.95
GRAN TOTAL	221.18	250.68
Rendimiento global (%)	80.50	83.15

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Alternativa: TG 1

Opción 2 Planta termica

1. ELECTRICIDAD	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
	MWh/a	MWh/a
Autogeneración		
Turbina de Gas	0	8908
Autogeneración total	0	8908
Compra de la red	5660	5660
TOTAL DISPONIBLE	5660	14568
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-5749
Exceso para venta a la red	0	8819
2. CONSUMO DE CALOR	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	74.50
Postcombustión	0.00	48.85
Calderas existentes	178.05	54.70
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Turbina de Gas	0.00	133.87
Postcombustión	0.00	48.86
Calderas existentes	221.18	67.95
GRAN TOTAL	221.18	250.68
Rendimiento global (%)	80.50	83.15

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Alternativa: TG 4 Opción 1 Planta industrial

1. ELECTRICIDAD		
	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
	MWh/a	MWh/a
Autogeneración		
Turbina de Gas	0	32022
Autogeneración total	0	32022
Compra de la red	5660	262
TOTAL DISPONIBLE	5660	32284
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-5980
Exceso para venta a la red	0	26304
2. CONSUMO DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	170.07
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	178.05	7.98
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Turbina de Gas	0.00	387.37
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	221.18	9.91
GRAN TOTAL	221.18	397.28
Rendimiento global (%)	80.50	72.32

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Alternativa: TG 4 Opción 2 Planta termica

1. ELECTRICIDAD		
	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
	MWh/a	MWh/a
Autogeneración		
Turbina de Gas	0	32022
Autogeneración total	0	32022
Compra de la red	5660	5660
TOTAL DISPONIBLE	5660	37682
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-5980
Exceso para venta a la red	0	31702
2. CONSUMO DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	170.07
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	178.05	7.98
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Turbina de Gas	0.00	387.37
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	221.18	9.91
GRAN TOTAL	221.18	397.28
Rendimiento global (%)	80.50	72.32

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL
Alternativa: Md 1 Opción 1 Planta industrial

1. ELECTRICIDAD		
	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
	MWh/a	MWh/a
Autogeneración		
Motor de Gas	0	8260
Autogeneración total	0	8260
Compra de la red	5660	306
TOTAL DISPONIBLE	5660	8566
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-5907
Exceso para venta a la red	0	2659
2. CONSUMO DE CALOR		
	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR		
	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	17.92
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	178.05	160.13
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)		
	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Motor de Gas	0.00	77.18
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	221.18	198.92
GRAN TOTAL	221.18	276.10
Rendimiento global (%)	80.50	74.70

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Alternativa: Md 1 Opción 2 Planta termica

1. ELECTRICIDAD		
	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
	MWh/a	MWh/a
Autogeneración		
Motor de Gas	0	8260
Autogeneración total	0	8260
Compra de la red	5660	5660
TOTAL DISPONIBLE	5660	13920
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-5907
Exceso para venta a la red	0	8013
2. CONSUMO DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	17.92
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	178.05	160.13
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)		
	10 ⁹ Btu/año	10 ⁹ Btu/año
Motor de Gas	0.00	77.18
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	221.18	198.92
GRAN TOTAL	221.18	276.10
Rendimiento global (%)	80.50	74.70

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Alternativa: MG 12 Opción 1 Planta industrial

1. ELECTRICIDAD		
	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
	MWh/a	MWh/a
Autogeneración		
Motor de Gas	0	91781
Autogeneración total	0	91781
Compra de la red	5660	0
TOTAL DISPONIBLE	5660	91781
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-8326
Exceso para venta a la red	0	83455
2. CONSUMO DE CALOR		
	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR		
	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	171.77
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	178.05	6.28
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)		
	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Motor de Gas	0.00	757.92
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	221.18	7.80
GRAN TOTAL	221.18	765.72
Rendimiento global (%)	80.50	64.15

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Alternativa: MG 12

Opción 2 Planta termica

1. ELECTRICIDAD	ACTUAL	P.COGENERACIÓN
Autogeneración	MWh/a	MWh/a
Motor de Gas	0	91781
Autogeneración total	0	91781
Compra de la red	5660	5660
TOTAL DISPONIBLE	5660	97441
Consumo eléctrico de la fábrica y planta de generación	-5660	-8326
Exceso para venta a la red	0	89115
2. CONSUMO DE CALOR	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Fabricación	178.05	178.05
Calor para cogeneración	0.00	0.00
TOTAL	178.05	178.05
3. PRODUCCIÓN DE CALOR	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Caldera de recuperación	0.00	171.77
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	178.05	6.28
TOTAL	178.05	178.05
4. COMBUSTIBLES (PCI)	10⁹ Btu/año	10⁹ Btu/año
Motor de Gas	0.00	757.92
Postcombustión	0.00	0.00
Calderas existentes	221.18	7.80
GRAN TOTAL	221.18	765.72
Rendimiento global (%)	80.50	64.15

Nota: los consumos de calor y combustible son los asociados a la P. de cogeneración

ANEXO N° 9

CUENTA DE EXPLOTACIÓN

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
 Alternativa: TG 1 Opción 1. Planta industrial

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	2.103
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento turbina de gas	US\$/MWh	0.00	5.26
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
Coste de combustible, PCI			
Turbina de Gas	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	-119786.10
venta		0.00	174310.97
total		-305438.42	54524.87
Combustibles		-621515.80	-704410.80
Operación y Mantenimiento		0.00	-66393.41
COSTE TOTAL		-926954.22	-716279.34
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	210674.88
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	-457.20
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	9.59
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
VARIABLE TOTAL		9.59	17.04

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
Alternativa: TG 1 Opción 2. Planta térmica

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	2.103
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento turbina de gas	US\$/MWh	0.00	5.26
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
Coste de combustible, PCI			
Turbina de Gas	US\$/10 ⁶ Btu	-	1.81
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	-305438.42
venta		0.00	449356.47
total		-305438.42	143918.05
Combustibles		-621515.80	-570540.80
Operación y Mantenimiento		0.00	-66393.41
COSTE TOTAL		-926954.22	-493016.17
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	433938.05
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	-53.96
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	7.77
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
VARIABLE TOTAL		9.59	15.22

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
Alternativa: TG 4 Opción 1. Planta industrial

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	2.103
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento turbina de gas	US\$/MWh	0.00	5.26
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
Coste de combustible, PCI			
Turbina de Gas	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	-119786.10
venta		0.00	1340273.56
total		-305438.42	1220487.46
Combustibles		-621515.80	-1116356.80
Operación y Mantenimiento		0.00	-238667.48
COSTE TOTAL		-926954.22	-134536.82
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	792417.40
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	-457.20
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	9.59
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
VARIABLE TOTAL		9.59	17.04

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
Alternativa: TG 4 Opción 2. Planta térmica

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	2.103
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento turbina de gas	US\$/MWh	0.00	5.26
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
Coste de combustible, PCI			
Turbina de Gas	US\$/10 ⁶ Btu	-	1.81
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	-305438.42
venta		0.00	1615319.05
total		-305438.42	1309880.63
Combustibles		-621515.80	-728986.80
Operación y Mantenimiento		0.00	-238667.48
COSTE TOTAL		-926954.22	342226.36
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	1269180.58
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	-53.96
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	6.26
Operación y mantenimiento		0.00	7.45
VARIABLE TOTAL		9.59	13.71

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
Alternativa: Md 1 Opción 1. Planta industrial

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	2.103
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento Motor Dual	US\$/MWh	0.00	6.84
Operación y mantenimiento		0.00	9.03
Coste de combustible, PCI			
Motor Dual	US\$/10 ⁶ Btu	-	3.37
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	-103535.35
venta		0.00	135484.62
total		-305438.42	31949.27
Combustibles		-621515.80	-819022.75
Operación y Mantenimiento		0.00	-74614.52
COSTE TOTAL		-926954.22	-861687.99
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	65266.23
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	-338.35
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	10.12
Operación y mantenimiento		0.00	9.03
VARIABLE TOTAL		9.59	19.16

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
Alternativa: Md 1 Opción 2. Planta térmica

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	2.103
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento Motor Dual	US\$/MWh	0.00	6.84
Operación y mantenimiento		0.00	9.03
Coste de combustible, PCI			
Motor Dual	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.09
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	-305438.42
venta		0.00	408288.17
total		-305438.42	102849.75
Combustibles		-621515.80	-720067.34
Operación y Mantenimiento		0.00	-74614.52
COSTE TOTAL		-926954.22	-691832.10
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	235122.12
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	-53.96
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	8.90
Operación y mantenimiento		0.00	9.03
VARIABLE TOTAL		9.59	17.93

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
Alternativa: MG 12 Opción 1. Planta industrial

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	4.205
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento Motor de Gas	US\$/MWh	0.00	6.84
Operación y mantenimiento		0.00	11.14
Coste de combustible, PCI			
Motor de Gas	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	0.00
venta		0.00	4252301.16
total		-305438.42	4252301.16
Combustibles		-621515.80	-2151673.20
Operación y Mantenimiento		0.00	-1022070.85
COSTE TOTAL		-926954.22	1078557.11
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	2005511.33
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	9.59
Operación y mantenimiento		0.00	11.14
VARIABLE TOTAL		9.59	20.72

CUENTA ANUAL EXPLOTACIÓN
Alternativa: MG 12 Opción 2. Planta térmica

1. DATOS BÁSICOS		ACTUAL	NUEVA PLANTA
Costes de superv. & operc. (coste de personal)	US\$/MWh	0.00	4.205
Mantenimiento caldera recuperad. calor	US\$/10 ⁹ Btu	0.00	26.52
Mantenimiento Motor de Gas	US\$/MWh	0.00	6.84
Operación y mantenimiento		0.00	11.14
Coste de combustible, PCI			
Motor de Gas	US\$/10 ⁶ Btu	-	1.81
Postcombustión	US\$/10 ⁶ Btu	-	2.81
Calderas existentes	US\$/10 ⁶ Btu	2.81	2.81
2. CUENTA DE EXPLOTACIÓN		ACTUAL	PLANTA DE COGENERACIÓN
		US\$/año	US\$/año
Electricidad			
compra total		-305438.42	-300743.52
venta		0.00	4536263.47
total		-305438.42	4235519.95
Combustibles		-621515.80	-1393753.20
Operación y Mantenimiento		0.00	-1022070.85
COSTE TOTAL		-926954.22	1819695.90
AHORRO BRUTO ANUAL		BASE	2746650.12
3. COSTES UNITARIOS ELECTRICIDAD		US\$/MWh	US\$/MWh
Precio medio de compra de la red		-53.96	-53.96
Precio medio de venta a la red		0.00	50.95
Coste variable de energía autogenerada			
Combustible		9.59	6.21
Operación y mantenimiento		0.00	11.14
VARIABLE TOTAL		9.59	17.35

A N E X O N ° 10

COSTES DE INVERSIÓN

COSTES DE INVERSIÓN	TG1
	US\$
Turbina de gas	912800
Caldera de recuperación	308942
Equipos auxiliares	66392
Automatización y electrificación	270546
Tubería y ERM	32349
TOTAL EQUIPOS	1591029
OBRA CIVIL	100680
Ingeniería, supervisión, obra, etc.	112676
Interés durante construcción	0
Imprevistos	180439
OTROS COSTES	293115
TOTAL	1984824

COSTES DE INVERSIÓN	TG4
	US\$
Turbina de gas	1839158
Caldera de recuperación	576386
Equipos auxiliares	129988
Automatización y electrificación	547582
Tubería y ERM	99476
TOTAL EQUIPOS	3192590
OBRA CIVIL	234532
Ingeniería, supervisión, obra, etc.	238881
Interés durante construcción	0
Imprevistos	366600
OTROS COSTES	605481
TOTAL	4032603

COSTES DE INVERSIÓN	Md 1
	US\$
Motor Dual	577895
Caldera de recuperación	101961
Equipos auxiliares	63565
Automatización y electrificación	240337
Tubería y ERM	24798
TOTAL EQUIPOS	1008556
OBRA CIVIL	95444
Ingeniería, supervisión, obra, etc.	92213
Interés durante construcción	0
Imprevistos	119621
OTROS COSTES	211834
TOTAL	1315834

COSTES DE INVERSIÓN	MG 12
	US\$
Motor de gas	4307368
Caldera de recuperación	1054692
Equipos auxiliares	344685
Automatización y electrificación	1159406
Tubería y ERM	623623
TOTAL EQUIPOS	7489774
OBRA CIVIL	440782
Ingeniería, supervisión, obra, etc.	537223
Interés durante construcción	0
Imprevistos	846778
OTROS COSTES	1384001
TOTAL	9314557

ANEXO N° 11

FLUJO DE CAJA

CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA

Alternativa: TG 1 Opción 1. Planta industrial

1. DATOS BÁSICOS		Cuenta Anual de Explotación		Actual		Nueva planta		PRESTAMO		US \$		PERIODO TOTAL		VIDA DEL PROYECTO		años		15																																																																																										
		US \$/año		US \$/año		US \$		TASA ANUAL		TASA SEMESTRAL		PERIODO DE GRACIA		INFLACION		% / año		3.6% (*)																																																																																										
Electricidad	compra	-305438		-119786		1984824		12.00%		30		30		4		15																																																																																												
	venta	0		174311				5.83%		4		4		26																																																																																														
	total	-305438		54525						26		26																																																																																																
Combustible		-621516		-704411																																																																																																								
Operación y mantenimiento		0		-66393																																																																																																								
TOTAL		-926954		-716279																																																																																																								
Ahorro bruto anual. Año 1				210675																																																																																																								
2. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA		Semestres																																																																																																										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30																																																																												
		US \$/año																																																																																																										
SITUACION ACTUAL																																																																																																												
Electricidad compra			-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438																																																																												
Combustible			-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516																																																																												
Operación y mantenimiento			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																																																																												
COSTE ACTUAL			-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954																																																																																					
PLANTA DE COGENERACIÓN																																																																																																												
Electricidad compra			-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786	-119786																																																																												
Electricidad venta			174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311	174311																																																																												
Combustible			-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411	-704411																																																																												
Operación y mantenimiento			-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393	-66393																																																																												
EXPLOTACIÓN TOTAL			-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279	-716279																																																																																					
AHORRO BRUTO con inflación			210675	218259	226117	234257	242590	251427	260478	269855	279570	289635	300062	310864	322055	333649	345660																																																																																											
		US \$/semestre																																																																																																										
Desembolso US\$		-1984824																																																																																																										
Saldo		1984824	2100540	2223002	2352605	2489763	2446607	2400935	2352600	2301448	2247313	2190022	2129391	2065226	1997319	1925453	1849398	1768909	1683727	1593578	1498175	1397209	1290356	1177274	1057600	930948	796912	655063	504943	346071	177937	0																																																																												
Interes			115716	122463	129602	137158	145154	142638	139976	137158	134176	131020	127679	124145	120404	116445	112255	107821	103128	98162	92906	87344	81458	75228	68636	61659	54275	46460	38190	29438	20176	10374																																																																												
Amortización			0	0	0	0	43156	45672	48335	51153	54135	57291	60631	64166	67907	71866	76055	80489	85182	90148	95404	100966	106852	113082	119675	126652	134036	141850	150120	158872	168134	177937																																																																												
Cuota			0	0	0	0	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310	188310																																																																											
Flujo de caja semestral		-1984824	0	210675	0	218259	188310	414427	188310	422567	188310	431000	188310	439737	188310	448788	188310	458166	188310	467880	188310	477945	188310	488372	188310	499174	188310	510365	188310	521959	188310	533970																																																																												
INDICADORES FINANCIEROS																																																																																																												
TIR, Tasa interna de retorno		% / semestre																									11.31%	YAN, Valor actual neto	US\$																									1633916	Período de recuperación de la inversión	años																									4.89	Ahorro neto, año 1	US\$																									210675
		% / año																									23.90%																																																																																	

(*) REVISTA CIMA INVESTMENTS 2002. enofai@cima.com.ar

CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA
 Alternativa: TG 4 Opción 1 Planta industrial

1. DATOS BÁSICOS		Cuenta Anual de Explotación		Nueva planta		PRESTAMO		TASA ANUAL		TASA SEMESTRAL		PERIODO TOTAL		PERIODO DE GRACIA		PERIODO DE AMORTIZACIÓN		VIDA DEL PROYECTO		INFLACION		Febrero-02																																				
		Actual		US \$/año	US \$/año	US \$												años	15	%/año	3.6% (*)																																					
Electricidad	compra	-305438		-305438	-119786	4032603		12.00%				30																																														
	venta	0		0	1340274							4																																														
	total	-305438		-305438	1220487			5.83%				26																																														
Combustible		621516		621516	1116357																																																					
Operación y mantenimiento		0		0	-238667																																																					
TOTAL		-926954		-926954	-134537																																																					
Ahorro bruto anual Año 1					792417																																																					
2. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA																																																										
Semestres		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30																										
		US \$/año																																																								
SITUACION ACTUAL																																																										
Electricidad compra			305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438																									
Combustible			-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516																									
Operación y mantenimiento			0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00																									
COSTE ACTUAL			-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954																									
PLANTA DE COGENERACIÓN																																																										
Electricidad compra			119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786		-119786																									
Electricidad venta			1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274		1340274																									
Combustible			-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357		-1116357																									
Operación y mantenimiento			-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667		-238667																									
EXPLOTACIÓN TOTAL			-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537		-134537																									
AHORRO BRUTO con inflación			792417		820944		850498		881116		912837		945699		979744		1015015		1051555		1089411		1128630		1169261		1211354		1254963		1300141																											
		US \$/semestre																																																								
Desembolso US\$		-4032603																																																								
Saldo		4032603	4267706	4516515	4779831	5058498	4970817	4878025	4779822	4675895	4565908	4449509	4326325	4195958	4057991	3911980	3757457	3593925	3420859	3237703	3043869	2838735	2621641	2391890	2148745	1891425	1619102	1330903	1025902	703118	361517	0																										
Interes			235103	248810	263315	278667	294913	289801	284391	278666	272607	266195	259409	252227	244627	236583	228070	219062	209528	199438	188760	177459	165500	152843	139448	125273	110271	94394	77592	59811	40992	21077																										
Amortización			0	0	0	0	37681	92792	98202	103928	109987	116399	123185	130367	137967	146011	154523	163532	173066	183156	193834	205134	217094	229751	243145	257321	272323	288199	305001	322783	341601	361517																										
Cuota			0	0	0	0	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594																										
Flujo de caja semestral		-4032603	0	792417	0	820944	82594	1233092	382594	1263710	382594	1295430	382594	1328292	382594	1362337	382594	1397608	382594	1434149	382594	1472005	382594	1511224	382594	1551854	382594	1593948	382594	1637556	382594	1682735																										
Coota Total = US\$		9947435 incluye al prestamo y representa el 146.68% adicional a pagar respecto del prestamo																																																								
INDICADORES FINANCIEROS																																																										
TIR, Tasa interna de retorno		% / semestre																									15.25%	YAN, Valor actual neto	US\$											5145595	Periodo de recuperación de la inversión	años				3.07	Ahorro neto, año 1	US\$			792417							
		% / año																									32.83%																															

CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA
 Alternativa: TG 4 Opción 2. Planta térmica

1. DATOS BÁSICOS		Cuenta Anual de Explotación		Nueva planta		PRESTAMO		US \$		PERIODO TOTAL		VIDA DEL PROYECTO		años																		
		Actual		US \$/año	US \$/año	TASA ANUAL		US \$		PERIODO DE GRACIA		INFLACION		%/año																		
Electricidad	compra	-305438		-305438	-305438	12.00%		4032603		30		3.6% (*)	15																			
	venta	0		1615319	1615319	5.83%				4																						
	total	-305438		1309881	1309881					26																						
Combustible		-621516		-728987	-728987																											
Operación y mantenimiento		0		-238667	-238667																											
TOTAL		-926954		342226	342226																											
Ahorro bruto anual. Año 1				1269181	1269181																											
2. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA																																
Semestres		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		US \$/año																														
SITUACION ACTUAL																																
Electricidad compra			-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	
Combustible			-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	
Operación y mantenimiento			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
COSTE ACTUAL			-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954		
PLANTA DE COGENERACIÓN																																
Electricidad compra			-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438		
Electricidad venta			1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319	1615319		
Combustible			-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987	-728987		
Operación y mantenimiento			-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667	-238667		
EXPLOTACIÓN TOTAL			342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226	342226		
AHORRO BRUTO con inflación			1269181	1314871	1362206	1411246	1462051	1514685	1569213	1625705	1684230	1744863	1807678	1872754	1940173	2010019	2082380															
		US \$/semestre																														
Desembolso US\$		4032603																														
Saldo		4032603	4267706	4516516	4779831	5058498	4970817	4878025	4779822	4675895	4565908	4449509	4326325	4195958	4057991	3911980	3757457	3593925	3420859	3237703	3043869	2838735	2621641	2391890	2148745	1891425	1619102	1330903	1025902	703118	361517	0
Interes			235103	248810	263315	278667	294913	289801	284391	278666	272607	266195	259409	252227	244627	236583	228070	219062	209528	199438	188760	177459	165500	152843	139448	125273	110271	94394	77592	59811	40992	21077
Amortización			0	0	0	0	87681	92792	98202	103928	109987	116399	123185	130367	137967	146011	154523	163532	173066	183156	193834	205134	217094	229751	243145	257321	272323	288199	305001	322783	341601	361517
Cuota			0	0	0	0	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594	382594
Flujo de caja semestral		-4032603	0	1269181	0	1314871	382594	1744800	382594	1793840	382594	1844644	382594	1897278	382594	1951807	382594	2008299	382594	2066824	382594	2127456	382594	2190271	382594	2255348	382594	2322767	382594	2392613	382594	2464974
INDICADORES FINANCIEROS																																
Cuota Total =		US\$		9947435		incluye al prestamo y represer		146.68%		adicional a pagar respecto del prestamo																						
TIR, Tasa interna de retorno		% / semestre		20.00%		VAN, Valor actual neto		US\$		9843293		Periodo de recuperación de la inversión		años		2.07		Ahorro neto, año 1		US\$		1269181										
		% / año		44.01%																												

(*) REVISTA CIMA INVESTMENTS 2002. enofal@cima.com.ar

CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA
 Alternativa: Md 1 Opción 1. Planta industrial

1. DATOS BÁSICOS		Cuenta Anual de Explotación		Nueva planta		PRESTAMO		PERIODO TOTAL		VIDA DEL PROYECTO		Febrero-02																						
	Actual		US \$/año		US \$/año		US \$				años		15																					
Electricidad	compra	-305438		-103535			1315834		30																									
	venta	0		135485			12.00%		4																									
	total	-305438		31949			5.83%		26																									
Combustible		-621516		-819023																														
Operación y mantenimiento		0		-74615																														
TOTAL		-926954		-861688																														
Ahorro bruto anual. Año 1				65266																														
2. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA																																		
Semestres	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
	US \$/año																																	
SITUACION ACTUAL																																		
Electricidad compra		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		
Combustible		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		
Operación y mantenimiento		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		
COSTE ACTUAL		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		
PLANTA DE COGENERACIÓN																																		
Electricidad compra		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		-103535		
Electricidad venta		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		135485		
Combustible		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		-819023		
Operación y mantenimiento		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		-74615		
EXPLOTACIÓN TOTAL		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		-861688		
AHORRO BRUTO con inflación			65266		67616		70050		72572		75184		77891		80695		83600		86610		89728		92958		96304		99771		103363		107084			
			US \$/semestre																															
Desembolso US\$		-1315834																																
Saldo		1315834	1392548	1473734	1559654	1650583	1621972	1591694	1559651	1525740	1489851	1451870	1411675	1369137	1324118	1276475	1226054	1172694	1116223	1056459	993211	926276	855439	780471	701133	617170	528311	434272	334751	229427	117963	0		
Interes			76714	81186	85919	90929	96230	94562	92797	90928	88951	86859	84645	82301	79821	77197	74419	71480	68369	65076	61592	57905	54002	49873	45502	40876	35981	30801	25318	19516	13376	6877		
Amortización			0	0	0	0	28610	30278	32043	33911	35888	37981	40195	42539	45019	47643	50421	53360	56471	59764	63248	66935	70838	74967	79338	83963	88859	94039	99522	105324	111464	117963		
Cuota			0	0	0	0	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840		
Flujo de caja semestral		-1315834	0	65266	0	67616	124840	194890	124840	197412	124840	200024	124840	202731	124840	205535	124840	208440	124840	211450	124840	214568	124840	217798	124840	221144	124840	224611	124840	228203	124840	231924		
Cuota Total =		US\$	3245838	incluye al préstamo y represer		146.68%	adicional a pagar respecto del préstamo																											
INDICADORES FINANCIEROS																																		
TIR, Tasa interna de retorno		% / semestre		8.57%		VAN, Valor actual neto		US\$	506181	Periodo de recuperación de la inversión		años	7.81	Ahorro neto, año 1		US\$	65266																	
		% / año		17.88%																														

(*) REVISTA CIMA INVESTMENTS 2002. enofa@cima.com.ar

CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA
 Alternativa: Md 1 Opción 2. Planta térmica

1. DATOS BÁSICOS		CUENTA ANUAL DE EXPLOTACION		Actual		Nueva planta		PRESTAMO		US \$		PERIODO TOTAL		VIDA DEL PROYECTO		años		15																			
		US \$/año		US \$/año				TASA ANUAL		12.00%		PERIODO DE GRACIA		INFLACION		% / año		3.6% (*)																			
Electricidad	compra	-305438		-305438																																	
	venta	0		408288																																	
	total	-305438		102850																																	
Combustible		-621516		-720067																																	
Operación y mantenimiento		0		-74615																																	
TOTAL		-926954		-691832																																	
Ahorro bruto anual. Año 1				235122																																	
2. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30					
Semestres		US \$/año																																			
SITUACION ACTUAL																																					
Electricidad compra			-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438					
Combustible			-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516					
Operación y mantenimiento			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
COSTE ACTUAL			-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954						
PLANTA DE COGENERACIÓN																																					
Electricidad compra			-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438						
Electricidad venta			408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288	408288						
Combustible			-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067	-720067						
Operación y mantenimiento			-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615	-74615						
EXPLOTACIÓN TOTAL			-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832	-691832						
AHORRO BRUTO con inflación			235122	243587	252356	261440	270852	280603	290705	301170	312012	323245	334881	346937	359427	372366	385771																				
		US \$/semestre																																			
Desembolso US\$		1315834																																			
Saldo		1315834	1392548	1473734	1559654	1650583	1621972	1591694	1559651	1525740	1489851	1451870	1411675	1369137	1324118	1276475	1226054	1172694	1116223	1056459	993211	926276	855439	780471	701133	617170	528311	434272	334751	229427	117963	0					
Interes			76714	81186	85919	90929	96230	94562	92797	90928	88951	86859	84645	82301	79821	77197	74419	71480	68369	65076	61592	57905	54002	49873	45502	40876	35981	30801	25318	19516	13376	6877					
Amortización			0	0	0	0	28610	30278	32043	33911	35888	37981	40195	42539	45019	47643	50421	53360	56471	59764	63248	66935	70838	74967	79338	83963	88859	94039	99522	105324	111464	117963					
Cuota			0	0	0	0	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840	124840					
Flujo de caja semestral		-1315834	0	235122	0	243587	124840	377196	124840	386280	124840	395692	124840	405443	124840	415545	124840	426010	124840	436852	124840	448085	124840	459721	124840	471777	124840	484267	124840	497206	124840	510611					
Cuota Total = US\$		3245838		incluye al prestamo y represer 146.68% adicional a pagar respecto del prestamo																																	
INDICADORES FINANCIEROS																																					
TIR, Tasa interna de retorno	% / semestre	14.50%		VAN, Valor actual neto		US\$		1823520		Periodo de recuperación de la inversión		años		3.31		Ahorro neto, año 1		US\$		235122																	
	% / año	31.11%																																			

1. DATOS BÁSICOS																																	Febrero-02					
CUENTA ANUAL DE EXPLOTACION																																						
		Actual US \$/año																													Nueva planta US \$/año			PERIODO TOTAL	30	VIDA DEL PROYECTO	años	15
Electricidad	compra	-305438																													0	PRESTAMO	US \$	9314557		INFLACION	%/año	3.6% (*)
	venta	0																													4252301	TASA ANUAL		12.00%	PERIODO DE GRACIA	4		
	total	-305438																													4252301	TASA SEMESTRAL		5.83%	PERIODO DE AMORTIZACIÓN	26		
Combustible		-621516																													-2151673							
Operación y mantenimiento		0																													-1022071							
TOTAL		-926954																													1078557							
Ahorro bruto anual. Año 1																															2005511							
2. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA																																						
Semestres	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30							
	US \$/año																																					
SITUACION ACTUAL																																						
Electricidad compra			-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438		-305438							
Combustible			-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516		-621516							
Operación y mantenimiento			0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00							
COSTE ACTUAL			-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954		-926954							
PLANTA DE COGENERACIÓN																																						
Electricidad compra			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0							
Electricidad venta			4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301		4252301							
Combustible			-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673		-2151673							
Operación y mantenimiento			-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071		-1022071							
EXPLOTACIÓN TOTAL			1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557		1078557							
AHORRO BRUTO con inflación			2005511		2077710		2152507		2229998		2310277		2393447		2479612		2568878		2661357		2757166		2856424		2959255		3065788		3176157		3290498							
	US \$/semestre																																					
Desembolso US\$		-9314557																																				
Saldo		9314557	9857600	10432304	11040513	11684180	11481654	11267321	11040493	10800440	10546391	10277532	9992998	9691875	9373197	9035940	8679021	8301292	7901543	7478487	7030767	6556945	6055499	5524818	4963198	4368836	3739822	3074136	2369640	1624072	835036	0						
Interes			543044	574703	608209	643668	681194	669386	656891	643667	629671	614860	599186	582597	565041	546462	526800	505991	483970	460664	436000	409897	382273	353039	322100	289357	254705	218034	179224	138151	94684	48683						
Amortización			0	0	0	0	202526	214333	226829	240053	254048	268859	284534	301123	318678	337257	356920	377728	399750	423055	447720	473822	501446	530681	561620	594362	629014	665686	704496	745568	789035	835036						
Cuota			0	0	0	0	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720						
Flujo de caja semestral		-9314557	0	2005511	0	2077710	883720	3036227	883720	3113717	883720	3193997	883720	3277167	883720	3363331	883720	3452597	883720	3545077	883720	3640886	883720	3740144	883720	3842975	883720	3949508	883720	4069676	883720	4174218						
Cuota Total = US\$ 22976708 incluye al prestamo y represer 146.68% adicional a pagar respecto del prestamo																																						
INDICADORES FINANCIEROS																																						
TIR, Tasa interna de retorno	% / semestre	16.03%	VAN, Valor actual neto		US\$ 15554000	Periodo de recuperación de la inversión		años	2.85	Ahorro neto, año 1		US\$ 2005511																										
	% / año	34.63%																																				

1. DATOS BÁSICOS		Cuenta Anual de Explotación		Nueva planta		PRESTAMO		PERIODO TOTAL		VIDA DEL PROYECTO																																											
		Actual		US \$/año	US \$/año	US \$				años																																											
Electricidad	compra	-305438		-300744		9314557		30		15																																											
	venta	0		4536263		12.00%		4		3.6% (*)																																											
	total	-305438		4235520		5.83%		26																																													
Combustible		-621516		-1393753																																																	
Operación y mantenimiento		0		-1022071																																																	
TOTAL		-926954		1819696																																																	
Ahorro bruto anual. Año 1				2746650																																																	
2. CALCULO DEL FLUJO DE CAJA		US \$/año																																																			
Semestres		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30																					
SITUACION ACTUAL																																																					
Electricidad compra			-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438	-305438																						
Combustible			-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516	-621516																						
Operación y mantenimiento			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																						
COSTE ACTUAL			-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954	-926954																						
PLANTA DE COGENERACIÓN																																																					
Electricidad compra			-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744	-300744																						
Electricidad venta			4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263	4536263																						
Combustible			-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753	-1393753																						
Operación y mantenimiento			-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071	-1022071																						
EXPLOTACIÓN TOTAL			1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696	1819696																							
AHORRO BRUTO con inflación			2746650	2845530	2947969	3054095	3164043	3277948	3395955	3518209	3644864	3776080	3912018	4052851	4198754	4349909	4506506																																				
Desembolso US\$		-9314557																																																			
Saldo		9314557	9857600	10432304	11040513	11684180	11481654	11267321	11040493	10800440	10546391	10277532	9992998	9691875	9373197	9035940	8679021	8301292	7901543	7478487	7030767	6556945	6055499	5524818	4963198	4368836	3739822	3074136	2369640	1624072	835036	0																					
Interes			543044	574703	608209	643668	681194	669386	656891	643667	629671	614860	599186	582597	565041	546462	526800	505991	483970	460664	436000	409897	382273	353039	322100	289357	254705	218034	179224	138151	94684	48683																					
Amortización			0	0	0	0	202526	214333	226829	240053	254048	268859	284534	301123	318678	337257	356920	377728	399750	423055	447720	473822	501446	530681	561620	594362	629014	665686	704496	745568	789035	835036																					
Cuota			0	0	0	0	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720	883720																					
Flujo de caja semestral		-9314557	0	2746650	0	2845530	883720	3831688	883720	3937815	883720	4047762	883720	4161668	883720	4279674	883720	4401928	883720	4528584	883720	4659799	883720	4795738	883720	4936571	883720	5082473	883720	5233628	883720	5390225																					
Cuota Total = US\$		22976708		incluye al prestamo y represer		146.68%		adicional a pagar respecto del prestamo																																													
INDICADORES FINANCIEROS		TIR. Tasa interna de retorno		%/ semestre		19.23%		VAN, Valor actual neto		US\$		21301997		Periodo de recuperación de la inversión		años		2.19		Ahorro neto, año 1		US\$		2746650																													
				%/ año		42.15%																																															

(*) REVISTA CIMA INVESTMENTS 2002, enofal@cima.com.ar

ANEXO N° 12

IMPACTO AMBIENTAL

Air pollution	incinerator	SO ₂ ,NO _x ,CO,CO ₂ ,O ₂	ZSP,ZSQ
	Desulfurization and denitration of exhaust gas	SO ₂ ,NO _x ,O ₂	ZSP
	General combustion furnaces (including boilers)	SO ₂ ,NO _x ,O ₂	ZSP
	Marine boiler	SO ₂ ,NO _x ,O ₂	ZRF,ZRM,ZFK
	Diesel generation	SO ₂ ,NO _x ,O ₂	ZSP
	Automobile exhaust gas	CO,HC,CO ₂ ,O ₂	ZKE
Biochemistry (microbes)	For fermentation	methanol,CO ₂	ZRH
	Incubator	O ₂	ZFK,ZRY
Storage and maturation of fruits		O ₂	ZFK,ZRY
Gas separation		O ₂ ,CO	ZAJ,ZRF
Iron and steel	Blast furnace	CO,CO ₂ ,O ₂	ZRH,ZAJ
	Converter furnace	CO,CO ₂ ,H ₂ ,O ₂	ZRH,ZAJ
	Heat treatment furnace	CO,CO ₂ ,O ₂	ZRH,ZFK,ZRM
	Sintering (pellet equipment)	CO,CO ₂ ,O ₂	ZRH,ZAJ
	Coke oven (CDQ)	CO,CO ₂ ,O ₂	ZRH,ZAJ
Clinical medicine	Oxygen aspirator	N ₂ O	ZRG
Saving energy	Boiler, Heat treatment furnace	O ₂ ,CO ₂ ,CO	ZFK,ZRN,ZRM,ZRY,Z
Hazard prevention	Analysis of gases produced through combustion of new building materials	CO,CO ₂ ,HC,O ₂	ZRH,ZAJ
	Marine inert gas analysis	CO ₂ ,O ₂	ZRH,ZRM,ZRY,ZFK
Ceramic industry	Tunnel kiln	CO,O ₂	ZRH,ZAJ
	Cement	CO,CO ₂	ZRH
Water and Sewerage water	Sewerage incinerator	SO ₂ ,NO _x ,CO,O ₂	ZSP
Thermal treatment	Generating furnace	CO ₂	ZRH
	Carburization furnace	CO ₂ ,CO,O ₂	ZRH,ZAJ
	Annealing furnace	CO ₂ ,CO,O ₂	ZRH,ZAJ
Agriculture	Reserch of photo synthesis	CO ₂	ZRH,ZRF
Chemistry	Oil refining plant	CO,CO ₂ ,CH ₄	ZRH
	Petrochemical plant	CO,CO ₂ ,CH ₄	ZRH
	Gas production plant	CO,O ₂ ,CO ₂	ZRH,ZAJ,ZRF
Electronics	Solder furnace	O ₂	ZFK,ZRM
Environmental safeguard	Ambient	CO,CO ₂	ZRF
Various scientific experiments	Laboratory	Various gases	ZRF,ZRH,ZAJ

INFRARED GAS ANALYZER FOR STACK GAS

DATA SHEET
ZSP

This instrument consists of an (or two) infrared gas analyzer(s), a zirconia O₂ sensor and a sampling device. It is used for measuring the NO_x, SO₂, CO and O₂ components in the flue gas of various boilers, garbage incinerators, furnaces, etc. through a selective combination of the components. The instrument has passed a type approval test in compliance with regulations on measurement and weighing (specified in Japan) of each component. It is extensively applicable as a gas analyzer for environmental pollution control and combustion control.

FEATURES

- 1. Simultaneous measurement of five components**
A combination of two infrared gas analyzers plus a zirconia O₂ sensor allows simultaneous measurement of four components, NO_x, SO₂, CO, CO₂ and O₂.
- 2. Easy operation with multiple functions**
This analyzer can be equipped with a number of functions such as auto calibration, O₂ correction and self-diagnosis. It is easier to operate and maintain than a separate type calculator system.
- 3. Little interference from other gases**
Measuring error due to interfering gases contained in sample is nearly zeroed by the Permapure dryer and interference compensating detector adopted in the analyzer section respectively.
- 4. Excellent measuring accuracy and stability**
The optical system is so constructed as to be free from external stress by using a single light source and double beam paths, and therefore assures improved measuring accuracy plus excellent stability.
- 5. High sensitivity and wide dynamic range**
The infrared gas analyzer, which mounts a mass flow sensor, has a high sensitivity and a broad dynamic range, and is capable of switching the measuring range to obtain 1:20 at maximum.
- 6. Reliable sampling system**
Simple but reliable sampling system based on Fuji's rich experience in the field enables easy maintenance and reduces frequency of maintenance.

SPECIFICATIONS

Type of cubicle: Indoor type or outdoor installation type
 Measuring system:
 Non-dispersion infrared absorption (NDIR) method for NO_x, SO₂ and CO;
 zirconia method for O₂
 Sampling system: Dry sampling at approx. -15°C (dew point) (Permapure dryer adopted)



Measuring range: NO_x: 0 to 100...2000ppm
 SO₂: 0 to 100...1000ppm
 CO: 0 to 200...2000ppm
 CO₂: 0 to 5...50%
 O₂: 0 to 10/25%
 Dual range (except for O₂), max. range ratio 1:20

Note: A type test-satisfied instrument having a measuring range of 50 to 2000ppm is available for each of NO_x, SO₂ and CO.

Repeatability: ±0.5% of full scale
 Drift: Zero: ±2% of full scale/week for NO_x, SO₂ and CO
 ±2% of full scale/month for O₂
 Span: ±2% of full scale/week
 Linearity: ±2% of full scale
 Response time: Within 3 minutes for 90% indication (after extracting sample gas through the inlet)
 Within 4 minutes for SO₂
 Output: 4 to 20mA DC (allowable load resistance 550Ω), non-isolated
 For the number of output points, see Table 1.
 Contact output: Each NO (1a) contact (100V AC, 1 A) for error (analyzer error, calibration error) and auto calibration status
 Indication: Digital indication (on analyzer front panel)
 Sample gas extracting rate: Approx. 2 l / min
 Gas extractor: Electrical heating type (filter built in)
 Filter mesh: 40μm mesh of 316 stainless steel
 Probe: 316 stainless steel, length 600, 800 or 1000mm
 Flange: JIS 5K65A FF

Sample inlet tube:

φ10/φ 8mm Teflon tube for CO and O₂ meter and NO_x and O₂ meter
 Heating tube (φ10/φ 8mm teflon tube) for NO_x, SO₂ and O₂ meter and NO_x, SO₂, CO and O₂ meter

Standard gas (3.4 ℓ):

Standard air gas for zero calibration and O₂ span calibration
 Standard analyte/remaining N₂ gas for low range span calibration and O₂ zero calibration

Ambient temperature:

-5 to +40°C

Power supply: 100 ± 10V AC, 50 or 60Hz

Power consumption:

Approx. 1.1kVA (excluding heating tube)

Mass (weight): Approx. 300kg

Finish color: Munsell 5Y 7/1

Standard requirements for sample gas:

Temperature; 60 to 800°C
 Dust, 100 mg/Nm³ or less
 Pressure; -2.94 to +2.94kPa
 (-300 to +300mmH₂O)

Components:

SO₂ 0 to 1000ppm
 NO_x 0 to 2000ppm
 CO₂ several % to over 10%
 CO 0 to 2000ppm
 O₂ 0.5 to 21%
 H₂O } remaining percent
 N₂ }

When other component is contained in sample gas, consult with Fuji.

Installation requirements:

Select a location free from direct sunlight and severe vibration.

Table 1 Number of output points and kinds of outputs

Type	ZSP1L	ZSP1F	ZSP1P	ZSP1B	ZSP1A	ZSP1H	ZSP1M
Analyte	NO _x , SO ₂ , CO, (O ₂)	NO _x , SO ₂ , (O ₂)	NO _x , (O ₂)	CO, (O ₂)	SO ₂ , (O ₂)	NO _x , CO, (O ₂)	NO _x , SO ₂ , CO, CO ₂ , (O ₂)
No. of output points	11	7	3	3	3	5	12
Kind of output	A, B, C, (D (2points), E, F, G, H, J, K)	A, B, (D, E, F, H, J)	A, (D, E)	C, (D, K)	B, (D)	A, C, (D, E, K)	A, B, C, L (D (2points), E, F, G, H, J, K)

- A: NO_x instantaneous value
- B: SO₂ instantaneous value
- C: CO instantaneous value
- D: O₂ instantaneous value
- E: NO_x instantaneous value after O₂ correction
- F: SO₂ instantaneous value after O₂ correction
- G: CO instantaneous value after O₂ correction
- H: 1hr. moving average NO_x value after O₂ correction
- J: 1hr. moving average SO₂ value after O₂ correction
- K: 4hr. moving average CO value after O₂ correction
- L: CO₂ instantaneous value

(1) O₂ correction

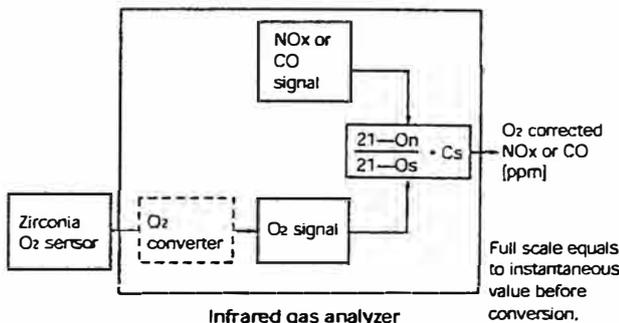
(a) Calculating equation

$$C = \frac{21 - O_n}{21 - O_s} \cdot C_s$$

C : Concentration after O₂ correction
 C_s : NO_x or CO concentration measured
 O_s : O₂ concentration measured
 O_n : O₂ concentration as conversion basic:
 4% Oil combustion boiler

- 5% Gas combustion boiler
- 6% Solid object combustion boiler, petroleum heating furnace
- 12% Garbage incinerator

(b) Block diagram



(2) Moving average output

- 1 hr. moving average output (for NO_x, SO₂)
- 4 hr. moving average output (for CO)

Auto calibration

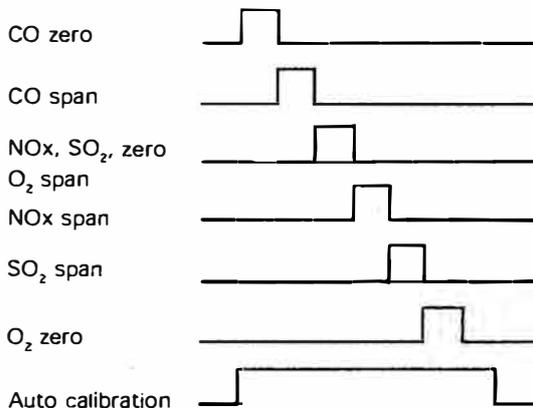
Calibration accuracy:

±0.2% of full scale

Output hold during calibration:

Possible

Calibration gas flow mode (Example of four components):



Calibration cycle: Once daily (variable up to 7 days)

Calibration gas flow time:

Variable from 2 to 10min on each gas

Indication:

Calibration abnormality;
 Error code E — □ indicated when zero or span exceeds ±20% of full scale.

Under calibration;

CAL lamp lights up

Auto calibration contact output:

NO (1a) contact, 250V AC, 1A (resistive load)

CODE SYMBOLS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Description
Z	S	P					4						Application
	1												Combustion exhaust gas
	2												Others
		P											Component
		A											NOx + (O ₂)
		B											SO ₂ + (O ₂)
		F											CO + (O ₂)
		H											NOx + SO ₂ + (O ₂)
		L											NOx + CO+ (O ₂)
		M											NOx + SO ₂ + CO + (O ₂)
		Z											Others
													O ₂ meter
													Without
													With zirconia type (Standard)
													With paramagnetic type (option)
													Auto calibration
													With
													Type of cubicle
													Indoor installation type
													Outdoor installation type

ORDERING INFORMATION

1. Measuring range of analyzer
2. Length of sample inlet tube
3. Insertion length of gas extracting tube
4. Power supply voltage and frequency
5. Omission of calibration standard gases if desired
6. Omission of type test for each component by Japan quality assurance organization if desired
7. Necessity of spares for 1-year measurement
8. Contents of other function if necessary

Remarks: Separate specification is required for functions such as remote range selection, output holding via external contact, auto calibration start via external contact, isolated output and measured concentration alarm.

Functions of individual components

- **Gas extractor (type ZBA):**
With heating type stainless steel filter; standard diameter 40μm for filter.
- **Gas conditioner (type ZBH9):**
For separating drain and removing sulfuric acid mist and oil mist or fine dust particles. Automatically extractor air to prevent drain from being sucked when internal pressure reaches -6.78kPa {-690mmH₂O}.
- **Pump(typeZBG8):**
A diaphragm type suction pump to extractor sample gas (sample gas flow rate approx. 2 ℓ /min).
- **Electronic gas cooler (type ZBCA):**
An electronic dehumidifier which dries the moisture in sample gas to a dew point of approximately 2°C.
A valve for adjusting sample gas flow rate and to be operated while monitoring the flowrator on the front panel.
- **Converter (type ZDL):**
Added to the NOx analyzer. A converter using a special catalyst which converts NO₂ gas into NO. The catalyst must be renewed once every year.
Temperature controller is equipped in the unit.
- **Solenoid valve (type; AB21):**
Used for introducing calibration gas when auto calibration function is provided.
- **Membrane filter (type ZBBM):**
Eliminates fine dust particles with a paper filter made of glasswool or Teflon, and permits monitoring dust adhering condition on the front panel of the gas analyzer.
- **Flow rotor:** Monitors standard flow rate of sample gas.
- **Standard gas (type ZBM):**
Reference gas used for calibrating zero and span of the analyzer. When using a zirconia oxygen meter, this is used together with air for calibrating zero for NO, SO₂, and CO and for calibrating span for O₂.
- **Zirconia O₂ sensor (type; ZFK4)**
Used in combination with the infrared analyzer. Outputs about 0V at measurement of the air, and an inverse logarithm of about 1V at measurement of 0.05% O₂.

IN-SITU ZIRCONIA OXYGEN ANALYZER <ZIRCOMAT-P>

DATA SHEET
ZFK, ZRM

This oxygen analyzer is used to continuously measure oxygen concentration in combustible exhaust gas of industrial boilers or furnaces, and is ideally suited for combustion monitoring and control.

The detector (ZFK) used with the analyzer is directly inserted into the objects measured, eliminating the need for a sampling device and provides quick response.

The converter (ZRM) features automatic calibration and blowdown functions. The adoption of liquid crystal display facilitates operation and setting in interactive mode.

Besides the general-use type detector, corrosion resisting type and high temperature type are available for selection according to applications.



General-use detector

High-temperature detector



Converter

FEATURES

- Output range easily set**
 Output range can be easily set in 0.5% increments within the scope of 2 to 50%. When oxygen decreases, incomplete combustion level appears on the display (rich mode; output voltage of oxygen detector), instead of oxygen concentration.
- Automatic calibration/blowdown function**
 Automatic calibration and manual/auto blowdown functions are provided as standard functions. An external solenoid valve is required.
- Easily operated in interactive mode**
 Interactive mode is adopted to the liquid crystal display for operation and parameter setting, facilitating use even for beginners.
- Combustion efficiency display function**
 Combustion efficiency calculated from oxygen concentration and temperature of exhaust gas can be displayed as an optional function, which is useful to improve combustion efficiency.
- Sampling device is unnecessary**
 Gas sampling devices such as a gas aspirator, a dehumidifier, etc. are unnecessary because of use of direct-insertion type detector. The adoption of a flow guide tube utilizing the flow of the measured gas assures quick response (less than 7sec).
- Selection of detector type according to applications**
 Besides the general-use type detector used under temperatures of less than 600°C, a corrosion-proof detector for measuring incinerator exhaust gas, and a high temperature type detector using heat insulator for the ejector and insertion tube, capable of measuring temperatures up to 1590°C, are available for selection according to applications.

SPECIFICATIONS

General

- Measuring object:** Oxygen contained in noncombustible gas
Measuring principle: Direct-insertion zirconia system
Measuring range: 0 to 2 ~~~~~50 vol% O₂ freely settable (in 0.5% steps)
Repeatability: Within ±0.5% of max. output signal
Linearity: ±2% of full scale
Response time: Within 7sec for 90% response (from calibration gas inlet)
Power supply: 100, 115, 220 or 230V AC, 50/60Hz
Power consumption:
 (approx.) 15 + 50VA (at steady state of general-use detector)
 15 + 200VA (at start of general-use detector)
Warmup time: Approx. 15min
- Oxygen detector (ZFK2.5), ejector (ZTA)**
Measuring detector:
 For general-use: ZFK2
 For corrosive gas: ZFK5

Measured gas temperature:

Flow guide tube system; -20 to +600°C
(for general-use, corrosive gas)
Ejector system; -20 to +1590°C (for
high-temperature gas)
-20 to +800°C (for general-use)

Measured gas pressure:

-3 to +3kPa (-306 to +306mmHzO)

Flow guide tube:

With or without blow-down nozzle
Flange: JIS5K 65A FF
(JIS5K-80AFF for high particulate gas)
Insertion length; 0.3, 0.5, 0.75, 1m
(0.8m for high particulate gas)

Ejector (general-use):

Probe for guiding measured gas to de-
tector
Flange: JIS10K 65A RF
Insertion length; 0.5, 0.75, 1, 1.5m
(according to customer's specification)

Ambient temperature:

-20 to +60°C for cable section
-5 to +100°C for ejector section
125°C or less at detector flange surface
with power applied

Structure:

Dust/rain-proof structure(IEC IP55
equivalent)

Filter:

Alumina(filtering accuracy 50µm) and
quartz paper

Main materials of gas-contacting parts:

General-use detector; Zirconia, SUS316,
platinum
Anticorrosive detector; Zirconia, tita-
nium, platinum
Flow guide tube; SUS304 or SUS316
Ejector (general use);SUS316, SUS304
Ejector; (for high temperature) SiC,
SUS316, SUS304

Calibration gas inlet:

Polypropylene or brass joint

Reference air inlet (option):

Rc1/8 or NPT1/8

Detector mounting:

Horizontal plane ±45°, ambient sur-
rounding air should be clean.

Outer dimensions: (L x max. dia.) 210mm x 100mm
(detector)**Mass (approx.) (weight):**

Detector; 1.6kg
Ejector; 15kg (insertion length 1m)
Flow guide tube (general-use, 1m); 5kg

Finish color:

Silver and SUS metallic color

Ejector air inlet flow rate:

5 to 10 l /min

Blowdown air inlet pressure:

200 to 300kPa {2 to 3 kgf/cm²}

Ejector exhaust gas processing:

Within furnace, returned to flue

Heater temperature drop alarm output (ejector):

Alarm output when below 100°C
Mechanical thermostat
N.O. (1a) contact, 200V AC, 2A

Oxygen converter (ZRM)

Measuring range: 0 to 250 vol% O₂ freely settable
(in 0.5% O₂ steps)

Repeatability: ±0.5% of full scale

Linearity: ±1.0% of full scale

Indication: Oxygen concentration; 3-digit LED
Operation/setting display: 16-digit, 2-line
LCD
Mode display: 3pcs LED

Oxygen concentration output signal:

4 to 20mA DC (allowable load resistance:
500Ω or less)
or 0 to 1V (output resistance: 100Ω or
less)
Isolated output, linear

Contact output signal:

(1) Contact specification; 4 points, N.O. (1a), 250V AC, 2A
(2) Contact function;

- Under maintenance
- Under blowdown
- Span calibrating gas
- Zero calibration gas

Following functions freely selected

- High limit alarm
- Low limit alarm
- High/low limit alarm
- Fault (abnormal)

Contact input signal:

Auto. calibration start (auto. calibration
starts when contact closes)
Calibration disable (calibration disabled
when contact closes)
Contact specification; isolated, ON at
1kΩ or less

Calibration method:

(a) Manual calibration with key operation
(b) Auto. calibration (standard function)
Calibration cycle; 00 day 00 hour to 90
days 60 hours

Calibration gas:

- Range settings
Zero gas; 0.010 to 50.000% O₂
Span gas; 8.000 to 23.000% O₂
- Recommended calibration gas concen-
tration
Zero gas; 0.25 to 2.0% O₂
Span gas; 20.6 to 21.0% O₂
(oxygen concentration in the
air)

Blowdown:

A function for blowing out with com-
pressed air dust that has deposited in the
flow guide tube. Blowdown can be
performed for a predetermined time and
at predetermined intervals.
Blowdown cycle; 00 hour 00 minute to
99 hours 60 minutes
Blowdown time; 0 minute 00 second to
9 minutes 60 seconds

Output signal hold:

Output signal is held during calibration
and blowdown. The hold function can
also be released.

Transmission function (option):

RS-485
Transmission distance; Max. 500m total
Number of units connected; Max. 8 units
Half-duplex bit serial transmission, start-
stop synchronization.

Remark: When connecting via an RS-232C interface, a RS232 ↔ RS 485 converter should be used.

Combustion efficiency display (option):

This function calculates and displays combustion efficiency from oxygen concentration and measured gas temperature.

Thermocouple (K or R) is required for temperature measurement.

Rich mode display:

When the detector output voltage exceeds 200mV (0.0023%O₂), the rich mode (fuel rich) is indicated in LCD where the LED showing the detector output voltage flickers.

Self-diagnosis function:

Provided for detector temperature fault, zero calibration fault, span calibration fault, calibration disable, and detector output fault.

Ambient temperature:

-10 to +50°C

Ambient humidity: 90% RH or less

Power supply: 90 to 220 or 230 V AC, 50/60Hz

Construction: Dust-proof, rainproof construction (corresponding to IP53 of IEC)

Material: Steel

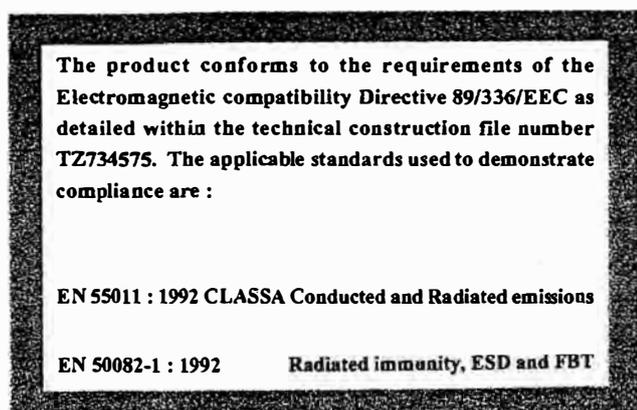
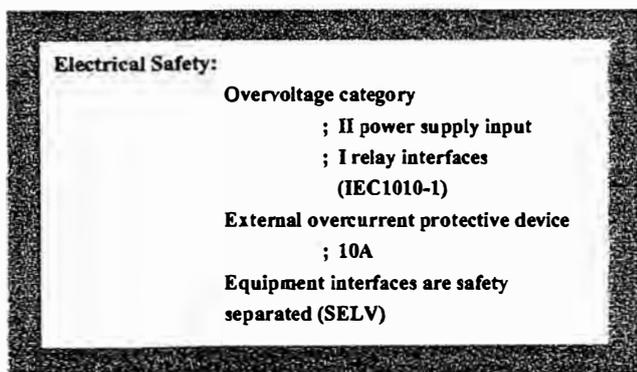
Outer dimensions (H x W x D):

220 X 193 X 89mm

Mass (weight): Approx. 3.5kg (excluding cable and detector)

Finish color: Munsell 2.5Y8.4/1.2

Mounting method: Mounted flush on panel or on pipe



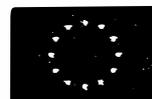
ZFK, ZRM

LIBRO VERDE

Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético



COMISIÓN
EUROPEA



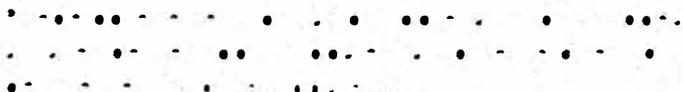
El presente Libro Verde fue adoptado por la Comisión Europea el 29 de noviembre de 2000 [COM(2000) 769 final]. La Comisión invita a todos aquellos que tras la lectura del texto estén interesados en intervenir a enviar observaciones o presentar propuestas antes del 30 de noviembre de 2001 (preferentemente por correo electrónico y mediante el formulario preparado a tal fin).

E-mail tren-enersupply@cec.eu.int

**Dirección Comisión Europea
Dirección General de Energía y Transportes
Sra. Nina Commeau
Rue de la Loi 200
B-1049 Bruxelles**

Fax (32-2) 295 61 05

**La página web dedicada al Libro Verde y el formulario se encuentran en la siguiente dirección de Internet:
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/es/lpi_es.html**



Al final de la obra figura una ficha bibliográfica.

Luxemburgo: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas, 2001

ISBN 92-894-0316-0

© Comunidades Europeas, 2001
Reproducción autorizada, con indicación de la fuente bibliográfica

Printed in Italy

UN NUEVO MARCO DE REFERENCIA PARA LA ENERGÍA

Toda reflexión sobre el futuro del abastecimiento energético en Europa, en particular sobre las opciones para permitir la diversificación, debe integrar dos factores nuevos de reciente aparición. El primero de ellos es el cambio climático. Cualquiera que sea la magnitud del fenómeno, se confirma, y amenaza el desarrollo armonioso del mundo. No hay más remedio que constatar que, frente a esta amenaza, la Unión Europea, aun cuando ha suscrito los compromisos de Kioto, todavía no se ha dotado de medios eficaces para luchar contra los efectos del cambio climático a largo plazo. Una política voluntarista a favor del desarrollo

sostenible (artículo 6 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea) refuerza simultáneamente la seguridad del abastecimiento y la lucha contra el cambio climático.

El segundo elemento es la realización de un mercado progresivamente integrado de la energía. También en función de este nuevo dato, hay que elegir las medidas para afrontar el desafío del cambio climático a escala europea. En efecto, con la realización de este mercado europeo de la energía, las decisiones nacionales o las estrategias de las empresas tienen un efecto que rebasa el ámbito nacional.

I. El desafío del cambio climático

Hoy, al contemplar la seguridad del abastecimiento del mercado energético europeo, hay que tener en cuenta el imperativo de la lucha contra el cambio climático y la búsqueda del desarrollo sostenible (artículos 2 y 6 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea). Si no se adoptan medidas importantes de restricción de la demanda, la Unión Europea no podrá luchar contra el cambio climático ni respetar los compromisos de Kioto. Tales medidas deberán ser coherentes con la preocupación de una menor dependencia energética.

Ante estas cuestiones, las respuestas en materia fiscal, de ayudas estatales y de política de la demanda son inadecuadas.

A. Cuestiones nuevas

Los datos estadísticos y científicos han demostrado, en los últimos años, que los fenómenos climáticos se ven perturbados por la concentración de los gases de efecto invernadero producidos por nuestro modo de desarrollo.

1. La lucha contra el cambio climático: una urgencia

Según el Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC), desde 1900 se acelera el calentamiento de la atmósfera. La

Tierra se ha recalentado en un promedio de 0,3 a 0,6° C. Este calentamiento ha provocado una elevación del nivel de los océanos de 10 a 25 cm y el espesor medio de los bancos de hielo se ha reducido un 40 % en medio siglo. El calentamiento del planeta parece que ha sido más intenso en los últimos 25 años y la serie de temperaturas récord alcanzadas sería una prueba tangible de ello.

a) Las causas: emisiones antropogénicas

El calentamiento se debe a la intensificación de un fenómeno natural y esencial para la supervivencia en la Tierra: el efecto invernadero. Al retener una parte del calor solar reflejado por la superficie, los gases de efecto invernadero establecen una temperatura media de 15 °C al sol, frente a los - 18 °C que reinarían en su ausencia.

Ahora bien, desde la primera revolución industrial, la concentración en la atmósfera de gases de efecto invernadero ⁽⁴⁴⁾ ha aumentado de forma significativa, al mismo tiempo que se ha ido reduciendo la capacidad natural de absorción de los mismos. La concentración de CO₂ —el gas que más contribuye al efecto invernadero— ha aumentado un 30 % desde 1750 ⁽⁴⁵⁾.

El 94 % de las emisiones de CO₂ generadas por el hombre en Europa pueden atribuirse al sector energético en su conjunto.

Los combustibles fósiles son los primeros acusados. En valores absolutos, el consumo de petróleo representa por sí solo el 50 % de las emisiones de CO₂ en la Unión Europea, el gas natural el 22 % y el carbón el 28 %. En términos de sectores de consumo, la producción de electricidad y de vapor es responsable del 30 % de las emisiones de CO₂, el transporte del 28 %, los hogares del 14 %, la industria del 16 % y el terciario del 5 %. Los incrementos previstos de las emisiones de CO₂ serán atribuibles en un 90 % al sector del transporte. A modo de ilustración, **un coche mediano produce cada año de 2 a 3 veces su masa en CO₂**. En los demás sectores, pueden bajar con respecto a 1990.

La dependencia del transporte de las energías fósiles —y el hecho de que el transporte por carretera pueda llegar a soportar la mayor parte del crecimiento de la demanda de movilidad— se traduce en emisiones de gases de efecto invernadero, que son producto de la combustión de los combustibles fósiles. Durante

el último decenio, se reconoció que estos gases, y en particular el CO₂, representan una grave amenaza para las generaciones futuras.

Provocan un recalentamiento de la atmósfera que se traduce en un cambio climático cada vez más preocupante. Aun cuando la repercusión de la Unión Europea, con un 14 % de las emisiones mundiales de CO₂, es limitada, debe dar ejemplo en este campo aplicando una política decidida para disminuir de forma significativa la producción de este tipo de gases. Asumiendo su responsabilidad global, la Unión Europea adquirió en Kioto el compromiso de reducir de aquí a 2008-2012 sus emisiones de efecto invernadero en un 8 % con respecto a 1990.

El consumo energético del transporte representaba en 1998 el 28 % de las emisiones de CO₂, el principal gas de efecto invernadero. Según las últimas estimaciones, si no se hace nada para invertir la tendencia del aumento del tráfico, las emisiones de CO₂ debidas al transporte deberían aumentar en torno a un 50 % entre 1990 y el 2010, alcanzando los 1 113 millones de toneladas de emisiones, frente a los 739 millones registrados en 1990. Una vez más, el transporte por carretera es el principal responsable de esta situación, dado que él sólo representa el 84 % de las emisiones de CO₂ imputables al transporte, mientras que el transporte aéreo produce un 13 %. Ahora bien, es notorio que el motor de explosión va rezagado en términos de eficiencia energética, en particular porque sólo una parte de la combustión sirve para mover el vehículo ⁽⁴⁶⁾.

Reducir la dependencia del petróleo y mejorar la eficiencia energética de los modos de transporte constituye una necesidad ecológica y un desafío tecnológico. En este contexto, la Comunidad quiere hacer hincapié en una serie de medidas que afectarán, en particular, a la reducción de las emisiones de CO₂ de los vehículos particulares y utilitarios y su consumo de carburante.

⁽⁴⁴⁾ Los gases de efecto invernadero de origen antropogénico son seis: el dióxido de carbono (CO₂), al que corresponde la mayor responsabilidad (80 %), los hemioxidos de nitrógeno (N₂O), el metano (CH₄), los hidrofluorocarbonos (HFC), el hidrocarburo perfluorado (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆).

⁽⁴⁵⁾ Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático, 1995.

⁽⁴⁶⁾ Un estudio del Ministerio de Transportes y Equipamiento francés indica que la eficiencia energética de un vehículo particular (en kilómetros por kilogramo equivalente de petróleo) es dos veces menor que la del metro. Para centrar las ideas, el rendimiento de un motor térmico de coche es del orden del 17 % («Pour la Science», enero de 1998).

b) Las consecuencias: una multiplicación de las catástrofes naturales

Si los científicos están de acuerdo en el origen de la aceleración del calentamiento del planeta, todavía son objeto de debate su magnitud y la gravedad de sus consecuencias.

Incendios arrasadores, lluvias torrenciales, canículas prolongadas y disminución del grosor del casquete glaciar serán al parecer la consecuencia de la concentración de los gases de efecto invernadero. Según el Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático, si los fenómenos censados no constituyen en sí mismos nada extraño, es su proliferación y frecuencia lo que resulta preocupante.

Lo peor está por venir, aunque no es seguro. El citado grupo estima que, si no se toma ninguna medida, la temperatura media en la Tierra aumentará entre 1 °C y 3,5 °C de aquí al 2100. Este calentamiento provocaría una elevación del nivel del mar de 15 a 95 cm. Zonas costeras, pero también islas y archipiélagos enteros podrían desaparecer del mapa debido a la expansión de los océanos y a la fusión de los hielos. Las consecuencias potenciales son catastróficas ya que se conjugan con factores agravantes asociados al conjunto de las actividades económicas y a la ordenación del territorio. Los episodios de sequía y de inundación serán probablemente a la vez más severos y más frecuentes, trastornando la economía agrícola.

2. El respeto de los compromisos internacionales: una apuesta

Para estabilizar la concentración de CO₂ en su nivel actual, habría que reducir de inmediato las emisiones entre un 50 % y un 70 %. Para simplemente moderar los efectos esperados, habría que actuar sin dilación. Se estima que, para limitar la elevación de las temperaturas a 1,5 °C en el 2050 y la elevación del nivel del mar a 2 cm por decenio, los países industrializados deberían reducir sus emisiones al menos en un 35 % entre 1990 y el 2010 ⁽⁴⁷⁾. **Si no es posible detener el fenómeno, hay que frenar su ritmo. Cuanto más se espere para actuar, más drásticas serán las medidas que haya que adoptar.**

Aunque el transporte sólo representa el 28 % de las emisiones totales de CO₂, será la causa principal de la inobservancia por la Unión Europea de los compromisos contraídos en Kioto si no se introducen rápidamente cambios radicales.

En efecto, los aumentos previstos de CO₂ entre 1990 y el 2010 pueden atribuirse en un 90 % al sector del transporte. A este respecto, la carretera tiene una responsabilidad especialmente grave, dado que representa el 85 % de las emisiones de CO₂ imputables al transporte. Una acción comunitaria encaminada a reequilibrar el reparto modal adquiere aquí todo su sentido, habida cuenta de que, en promedio, un camión genera seis veces más CO₂ por tonelada/km transportada que un tren.

Se impone así un discurso de la verdad sobre el lugar del transporte de mercancías por carretera y el lugar del coche particular en las ciudades.

El próximo Libro Blanco de la Comisión sobre el futuro de la política común de transportes destacará la urgencia de adoptar medidas concretas en este ámbito.

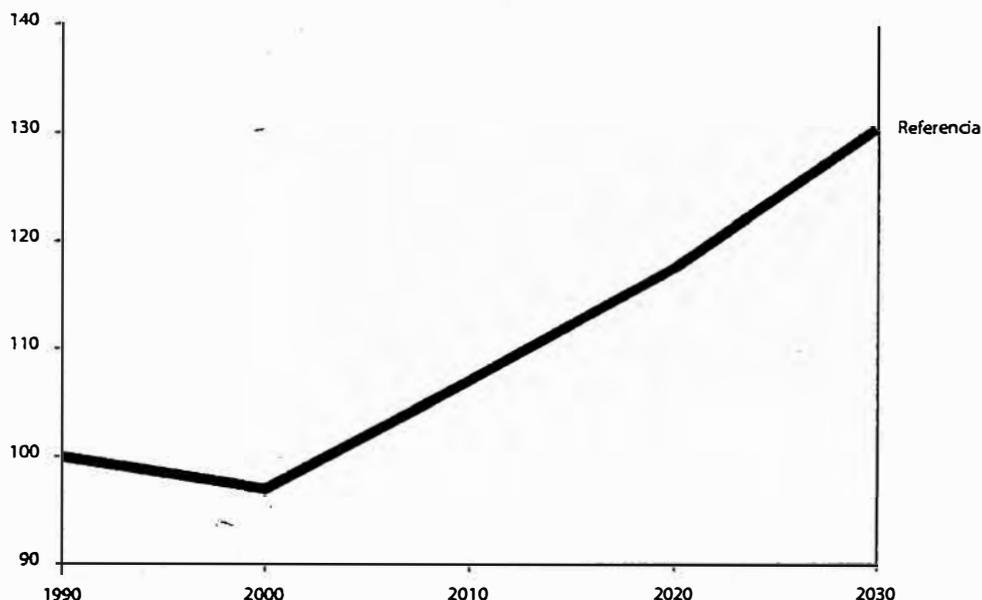
a) Los compromisos de Kioto: un hito histórico

La lucha contra el cambio climático condujo a la adopción de unos objetivos provisionales en la Cumbre de la Tierra de Río, celebrada en 1992 bajo la égida de las Naciones Unidas. El Convenio de Río fue seguido de un protocolo firmado en Kioto en 1997, que incluía —una vez ratificado— compromisos más precisos y vinculantes para los países industrializados.

La Unión Europea se comprometió, en un primer momento, a estabilizar sus emisiones de CO₂ en el año 2000 al nivel de las de 1990 y, después, a reducir globalmente sus emisiones de gases de efecto invernadero hasta el período 2008-2012 en un 8 % con respecto al nivel de 1990, lo que equivale a una reducción de 346 millones de toneladas de CO₂. Dentro de la Unión Europea se celebró un acuerdo de reparto de la carga en virtud del cual Alemania debe aplicar una reducción del 21 % y el Reino Unido del 12,5 %, mientras que Francia y Finlandia pueden limitarse a estabilizar sus emisiones.

⁽⁴⁷⁾ «Environment at the turn of the century», Agencia Europea del Medio Ambiente, 1999.

EU-30: Emisiones de CO₂ producidas por el sector energético (1990 = 100)



b) Un compromiso difícil de alcanzar

En noviembre del 2000, la reunión de La Haya aplazó las conversaciones sobre la aplicación de las disposiciones del Protocolo de reducción de los gases de efecto invernadero a la primavera del 2001. Para entrar en vigor, el acuerdo debe ser ratificado por al menos 55 países que representen un 55 % del total de las emisiones de los países industrializados. La Unión Europea hace todo lo posible para que el Protocolo de Kioto entre en vigor en el 2002.

Desde 1990, las emisiones de gases de efecto invernadero han continuado aumentando en la mayoría de los países industrializados. Por su parte, Europa ha conseguido estabilizar sus emisiones de CO₂ en el año 2000 al nivel de 1990. Pero ha sido en gran parte gracias a factores coyunturales, como la desaceleración económica resultante de la crisis del Golfo en 1991 y la reestructuración industrial en el Reino Unido y los nuevos *Länder*.

Según las proyecciones de la Agencia Europea del Medio Ambiente⁽⁴⁸⁾, las emisiones totales de gas de efecto invernadero de los Quince, si no se hace nada, aumentarán probablemente al menos un 5,2 % entre 1990 y el 2010. Los países candidatos cuentan con un margen apreciable con respecto a 1990 debido a la recesión económica que siguió a la caída del telón de acero.

Las emisiones totales de los países candidatos a la adhesión deberían decrecer un 11 %, pero

cabe esperar que rápidamente recuperen el nivel de emisiones debido a un crecimiento económico sostenido en el futuro (en torno al 4 % anual en promedio). Durante el período de transición, podrían preverse intercambios de permisos de emisiones entre los Estados miembros y los países candidatos.

Europa, por su parte, sólo contribuye al 14 % del total de emisiones anuales de CO₂, muy por detrás de Asia (25 %) y Norteamérica (29 %). El Protocolo de Kioto no puede ser sino una primera etapa para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Son necesarios objetivos más amplios a largo plazo que contribuyan a encuadrar la política energética futura y el desarrollo sostenible de la Unión Europea. Corresponde, pues, a la Unión desarrollar una gama completa de tecnologías de ahorro energético y de energías renovables, así como más en general un modelo de producción y consumo de energía sostenible.

Una política ambiciosa de lucha contra el cambio climático no debe poner en peligro el desarrollo económico, sino estar al servicio de la promoción de la innovación y de los cambios estructurales, y conducir a unos sistemas de producción más eficaces y a una mejora de la competitividad de la economía europea.

⁽⁴⁸⁾ «Environment at the turn of the century», Agencia Europea del Medio Ambiente, 1999

La baza del cambio climático se juega también fuera de Europa. Corresponde a la Unión Europea elaborar soluciones técnicas satisfactorias ⁽⁴⁹⁾ e inventar un nuevo modelo de desarrollo exportable que permita la aplicación de los mecanismos de flexibilidad, como el del desarrollo limpio.

Las medidas políticas deben tener como objetivo prioritario la reducción del consumo y el aumento de la cuota de los productos energéticos menos intensivos en carbono y, más en particular, en el transporte por carretera y en los edificios. En este contexto, debería alentarse a los países en desarrollo a que orienten su política energética a favor de energías no intensivas en carbono y, en especial, de las energías nuevas y renovables. La Unión podría acompañar los esfuerzos internos de los terceros países, y de forma prioritaria de los países que registran un rápido crecimiento, como los de la América Latina, de una política de transferencia de tecnologías limpias. La lucha contra el cambio climático refuerza la seguridad del abastecimiento.

Conclusión

El cumplimiento de los compromisos de Kioto y, más en general, el control de las emisiones de gases de efecto invernadero dependen esencialmente de las políticas energéticas y de transporte. Una lucha eficaz contra el cambio climático a falta de medidas drásticas en estos sectores requiere que la Unión Europea se comprometa resueltamente, como preconiza el presente Libro Verde, a adoptar medidas concretas (en particular, fiscales y reglamentarias) a favor del ahorro energético y la promoción de las energías renovables (por ejemplo, en los edificios). En efecto, dichas medidas están tanto más justificadas cuanto que el nuevo funcionamiento del mercado energético en Europa concede una importancia esencial a la demanda.

B. Respuestas inadecuadas

El desafío del cambio climático no se ha visto respaldado por una reforma de la fiscalidad y de las ayudas estatales a los productos energéticos adecuada a la evolución reciente, y tampoco se ha traducido en acciones ambiciosas sobre la demanda, en particular en favor del ahorro energético.

1. El desorden fiscal

Los productos energéticos constituyen la mayor parte de los ingresos fiscales energéticos de los Estados miembros. Si bien están sometidos a una fuerte presión fiscal, ésta se ejerce de forma desordenada según los productos energéticos y los Estados miembros.

A pesar de la existencia de fuertes disparidades entre los Estados de la Unión, la fiscalidad, en particular en lo concerniente a los «impuestos especiales», puede constituir una herramienta eficaz al servicio de la política energética. En efecto, los objetivos de dicha política, como la internalización de los costes asociados a la degradación del medio ambiente o la aplicación del principio de quien contamina paga, pueden alcanzarse muy eficazmente a través de una fiscalidad incentivadora. Habida cuenta de la rigidez de la demanda con respecto a los precios, la presión fiscal debe ser suficientemente alta para emitir una «señal precio» coherente en el tiempo y ha de ir acompañada de medios de aplicación simples, en su caso progresivos, inteligibles para todos los interesados y poco onerosos desde el punto de vista de la gestión administrativa.

Es necesario un marco comunitario de fiscalidad de los productos energéticos más armonizado para evitar distorsiones de la competencia.

a) Las disparidades fiscales

TENDENCIAS GENERALES

Desde 1980, los ingresos fiscales obtenidos de las exacciones sobre la energía y los transportes han registrado un ligero aumento, pasando del 5,7 % al 6,5 % del total de los ingresos fiscales y las cotizaciones a la seguridad social entre 1980 y 1997. Esta tendencia debe relacionarse con «reformas fiscales verdes», que han introducido nuevos impuestos y reducido las exacciones que gravan el empleo.

Existen disparidades significativas entre los Estados miembros. Las causas de las diferencias de niveles de imposición de la energía son muy complejas. Dichas diferencias revelan enfoques

⁽⁴⁹⁾ Existen esperanzas tecnológicas, pero su realización es difícil y costosa, como el soterramiento del CO₂ en cavidades subterráneas, el desarrollo de nuevas tecnologías productoras de electricidad carentes de dióxido de carbono, la producción de pozos de carbono, la reforestación o el desarrollo del plancton marino, etc.