



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO TERMOCONOMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELECTRICA DE PRESION SUPERCRITICA

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

ENERGIA – PROCESOS Y USO EFICIENTE DE ENERGIA

P R E S E N T A :

GONZALEZ PERALES JOSE ANTONIO

TUTOR:

ING. AUGUSTO SANCHEZ CIFUENTES

2010



JURADO ASIGNADO:

Presidente: (Dr. Méndez Lavielle Federico)

Secretario: (Ing. Sánchez Cifuentes Augusto)

Vocal: (Dr. Solorio Ordaz Francisco Javier)

1^{er}. Suplente: (Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo)

2^{do}. Suplente: (Ing. Buendía Domínguez Eduardo)

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

México, Distrito Federal

TUTOR DE TESIS:

Ing. Sánchez Cifuentes Augusto

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A mi Familia, que siempre me ha ofrecido apoyo y palabras de aliento para seguir adelante.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (U.N.A.M.), a la Facultad de Ingeniería (F.I.), y en especial al Posgrado de la Facultad de Ingeniería, por la enseñanza brindada y por darme la oportunidad de estudiar esta maestría.

A todos mis profesores que contribuyeron a mi formación profesional y que dirigieron mis pasos hacia el camino del conocimiento.

A los integrantes miembros del Jurado de examen de grado:

Ing. Buendía Domínguez Eduardo
Dr. Méndez Lavielle Federico
Dr. Solorio Ordaz Francisco Javier
Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo
Ing. Sánchez Cifuentes Augusto

Por su tiempo empleado en la revisión de esta tesis, por sus consejos y sugerencias significativas.

Al Ing. Augusto Sánchez Cifuentes por su tutoría, dirigiendo mi tesis, asesorándome y facilitándome herramientas para concluir mis estudios y por la confianza depositada en mí.

A todos mis compañeros de generación, ya que su apoyo, consejos y amistad hicieron más fácil mi labor en la maestría.



ÍNDICE	Pág
	.
RESUMEN	4
OBJETIVO	6
INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO I. GENERALIDADES	
I.1.- GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO	13
I.2.- GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	15
I.3.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS TIPO VAPOR	17
I.4.- IMPORTANCIA DEL USO DE CARBÓN EN CENTRALES GENERADORAS DE ELECTRICIDAD	19
I.5.- CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA POR ENCENDIDO DE CARBÓN	27
CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA “CCE PACÍFICO”	
II.1.-DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	39
II.2.-CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y SISTEMAS MECÁNICOS PRINCIPALES.	42
II.2.1.-GENERADOR DE VAPOR (CALDERA SUPERCRÍTICA)	42
II.2.2.-TURBINA DE VAPOR	48
II.2.3.-SISTEMA DE CONDENSADO	54
II.2.4.-SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN Y SISTEMA DE DRENAJE DE CALENTADOR Y VAPOR DE EXTRACCIÓN	57
II.2.5.-PRECIPITADOR ELECTROSTÁTICO	61



II.2.6.-SISTEMA DE VAPOR PRINCIPAL, VAPOR RECALENTADO Y DERIVACIÓN DE TURBINA	62
II.2.7.-BALANCES TÉRMICOS (100%, 75% Y 50% DE CARGA)	65
II.2.8.- TABLA DE PROPIEDADES (100%, 75% Y 50% DE CARGA)	69
II.2.9.- DIAGRAMA T – S (100% DE CARGA)	70

CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN SISTEMA AIRE - GASES

III.1.- ANÁLISIS QUÍMICO DEL CARBÓN	73
III.2.- ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN	74
III.3.- BALANCE DE MASA DE REACTIVOS Y PRODUCTOS	76
III.4.- ENERGÍA DE LOS REACTIVOS	76
III.5.- ENERGÍA DE LOS PRODUCTOS	77

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS EXERGEOCONÓMICO DE LA C.C.E. PACÍFICO

IV.1.- DESARROLLO	80
IV.2.- ANTECEDENTES	81
IV.3.- EXERGÍA Y ANÁLISIS EXERGÉTICO	83
IV.4.- TERMOECONOMÍA Y ANÁLISIS EXERGEOCONÓMICO	92
IV.5.- TEORÍA DEL COSTO EXERGÉTICO (B*)	93
IV.6.- TEORÍA DEL COSTO EXERGEOCONÓMICO (Π)	98
IV.7.- MEMORIA DE CÁLCULO	100
IV.8.- RESULTADOS	106



CAPÍTULO V.- ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE RESULTADOS

V.1.- ESTUDIO DE SENSIBILIDAD	117
V.2.- PRECIO DE COMBUSTIBLE	119
V.3.- PODER CALORÍFICO SUPERIOR DEL COMBUSTIBLE	120
V.4.- EFICIENCIA DE LA CALDERA	121

CAPÍTULO VI.- CONCLUSIONES

VI.- CONCLUSIONES	122
-------------------	-----

ANEXOS

ANEXO 1: TABLA DE PROPIEDADES DEL FLUIDO DE TRABAJO DE LA CENTRAL "CCE PACIFICO"	128
--	-----

ANEXO 2: ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN EXERGÍA DEL COMBUSTIBLE Y DEL COMBURENTE	132
--	-----

ANEXO 3 : MATRICES Y VECTORES DE BALANCE DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA	135
---	-----

ANEXO 4: RESULTADOS DEL ESTUDIO	144
---------------------------------	-----

ANEXO 5: MATRICES DE COSTOS EXERGÉTICOS EXERGOECONÓMICOS, ESTRUCTURA PRODUCTIVA Y MATRIZ DE COSTOS INVERSA Y VECTOR DE BALANCE EXERGÉTICO.	152
--	-----

ANEXO 6; ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (RESULTADOS)	155
--	-----

ANEXO 7: COSTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	162
---	-----

NOMENCLATURA	164
--------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	166
--------------	-----



RESUMEN

CAPÍTULO I:

Se muestra un panorama global del consumo de energía eléctrica en México, así como las tecnologías utilizadas para generar electricidad. También se muestran los tipos de combustibles empleados.

Se da un énfasis importante al uso del carbón como combustible base en la generación de energía eléctrica, mostrando sus principales características, reservas e importancia a nivel mundial.

Se muestran una reseña histórica de centrales carboeléctricas con operación supercrítica, así como sus principales características y variaciones con respecto a centrales termoeléctricas convencionales.

CAPÍTULO II:

Se realizó una descripción general de la central que se analizará (CCE Pacífico), su ubicación y características técnicas principales, así como una descripción detallada y principio de funcionamiento de los principales equipos y sistemas que conforman la Central, se hace un énfasis más exhaustivo en la descripción del generador de vapor por sus características supercríticas de operación. También se presentan los balances térmicos a 50%, 75% y 100% de carga y se representó el ciclo termodinámico de la Central a 100% carga en un diagrama T-S.

CAPÍTULO III:

Con el objeto de conocer valores básicos para modelar el desempeño de la central "CCE Pacífico", en este capítulo se analizó el sistema aire – gases (proceso de combustión) de la Central (100 % carga). Se obtuvo la ecuación química de combustión balanceada. Los valores que se determinaron fueron: el consumo de combustible y de aire, que sirvieron para conocer la cantidad de energía suministrada a la caldera. También se presenta el análisis químico del carbón utilizado en la Central.

CAPÍTULO IV:

Este es el capítulo, principal del estudio, se muestra una reseña histórica relacionada con la exergía, así como una descripción de la teoría del costo exergético, sus postulados y reglas de asignación de costes, que sirvieron como base para el análisis exergoeconómico de la central.

Se realizó el balance de exergía del lado vapor y del lado aire – gases, con objeto de obtener sus costos exergéticos.



Se obtuvo la matriz de incidencia (A) que fue útil para realizar el estudio exergoeconómico, en el cual se obtuvieron los costos económicos de los flujos y equipos por unidad de tiempo para diferentes cargas de operación de la central (100%, 75% y 50%).

En este capítulo se muestran los resultados del estudio, los cuales fueron empleados para realizar las conclusiones correspondientes.

CAPÍTULO V:

En este capítulo se estudió la sensibilidad que tienen los resultados del estudio, principalmente el costo total del MWh neto generado, ante variaciones en parámetros básicos. Los parámetros analizados fueron: el costo del combustible, la variación en el poder calorífico superior del combustible y la eficiencia de la caldera.

CAPÍTULO VI:

Finalmente en este capítulo se presentan las conclusiones que se obtuvieron al aplicar la teoría del costo exergético, así como el análisis exergoeconómico a la central CCE Pacifico.



OBJETIVO

Aplicar la metodología del análisis exergoeconómico a la Central de Generación Eléctrica de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón (CCE Pacífico), caracterizándola y modelándola, con el fin de conocer el desempeño técnico y económico que tienen los equipos y flujos de materia que la conforman.

ANTECEDENTES

Como requisito indispensable para titulación en la licenciatura y como vínculo hacia el trabajo profesional tuve la oportunidad de realizar el servicio social en la Comisión Federal de Electricidad (CFE), dentro del proyecto: Central Carboeléctrica “62 CCE PACIFICO”, del cual mencionare las características más importantes de este proyecto, además del porque de su construcción a continuación:

Dentro del Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico (POISE) 1998-2007, se consideró la ampliación de la capacidad de generación eléctrica en la zona del Pacífico, con la instalación de una central Carboeléctrica con una unidad de 651 MW en una sola unidad, en Petacalco Guerrero, el Proyecto 62 CCE Pacífico (Central de Generación Eléctrica de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón), fue construida y operará mediante un esquema financiero bajo la modalidad de Obra Pública Financiada, lo que significa que la construcción de la central se adjudicó mediante un proceso de licitación pública, la ejecución de las obras se realizará con las especificaciones contenidas en las bases de licitación de la CFE, la contratación se realiza a precio alzado (el licitante se compromete a realizar la obra a un precio determinado y que no sufrirá modificaciones en el tiempo que dure la construcción), una vez que el proyecto inicie su operación comercial, la Comisión Federal de Electricidad lo recibe inmediatamente en propiedad y se hace cargo de su operación, administración, CFE pagará al constructor en una sola exhibición, el precio del proyecto establecido en el contrato.

El proyecto fue construido en el predio de la Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles, que se localiza en el estado de Guerrero, municipio de la Unión, cercana a la comunidad de Petacalco.

El proyecto “CCE Pacífico” estará utilizando carbón mineral como combustible para la operación normal de la unidad de 651MW, para lo que habrá que desarrollar la infraestructura necesaria para el transporte de carbón, así como de las cenizas generadas por la combustión, lo cual será responsabilidad de CFE.

La construcción de este proyecto es debido a que se tiene que satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica la cual se estima que se incrementará en un 5.9% anual durante los próximos años. Específicamente para el área occidental del país, se estimó que tendrá un crecimiento promedio anual de 6.2 % durante el periodo 2000-2009, por lo que en el programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico, se contempla el



desarrollo del Proyecto “62 CCE Pacífico” para satisfacer este incremento de demanda, con la generación de 651MW adicionales de capacidad media anual bruta. El proyecto permitirá mantener la oferta de energía eléctrica requerida por el Sistema Eléctrico Nacional.

Actualmente en México no se tiene instalada una central de este tipo (Central de Generación Eléctrica de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón). En febrero de 2006 se dio a conocer el Contrato que firmó la CFE con el Consorcio formado por Carboeléctrica Diamante, S.A. de C.V. / Mitsubishi Corporation para la realización del Proyecto CCE Pacífico. El Contrato cubre la construcción de la primera Central de Generación Eléctrica de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón en México, las Bases de Diseño de la Central deberá ser de acuerdo a lo estipulado en las Especificaciones Técnicas hechas por la CFE. El tipo de Contrato es OPF (Obra Pública Financiada).

La CCE Pacífico se encuentra instalada dentro de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco) y tendrá la capacidad de generar 651 MW de electricidad, haciendo de ésta una de las Centrales eléctricas más grandes del país. El inicio de la operación comercial está programado para febrero de 2010.

El Contrato de esta nueva planta es el primer macro-proyecto de construcción de infraestructura concedido a una empresa japonesa posterior a la firma del Acuerdo de Asociación Económica entre México y Japón, que entró en vigor en abril de 2005.

En observancia a los lineamientos de este contrato, CFE responde a las necesidades de México por expandir la capacidad la generación de energía de manera que se pueda satisfacer la creciente demanda de electricidad y de igual manera colaborará con el programa para diversificar sus fuentes de energía.

Por otra parte, en mi instancia dentro del proyecto “62 CCE Pacífico”, donde participe en actividades diversas dentro de la jefatura de proyecto, tuve la oportunidad de realizar mi tesis de licenciatura, aprovechando las características en las cuales operará la central, como es la implementación de nueva tecnología como lo es una caldera que operará en condiciones supercríticas (es la primera caldera que operara en México) en comparación a las otras centrales carboeléctricas ya construidas cuyo funcionamiento es en condiciones subcríticas.

El título de la tesis realizada fue *“Estudio técnico - económico de una central termoeléctrica con y sin condiciones supercríticas de operación”*.

En esta tesis se comparó dos tipos de centrales termoeléctricas, una con condiciones Subcríticas de Operación, C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles, y otra con condiciones Supercríticas de Operación, CCE Pacífico, determinando la eficiencia de cada Central y evalué cuál de ellas es más factible tanto técnica como económicamente, y se establecieron las diferencias en los equipos principales y su operación.



Por lo que dicha tesis de licenciatura fue la base para la realización de esta tesis de maestría, en la cual aplique los nuevos conocimientos aprendidos en la maestría realizando un estudio termoeconómico de la Central Carboeléctrica “CCE Pacífico”, con el objeto de conocer mas a fondo el desempeño y funcionamiento de este tipo de centrales de generación eléctrica.

La razón de ser de esta tesis es que hasta hace unos pocos días no existía una central de generación eléctrica de este tipo operando en México y por consiguiente no existe ningún estudio energético o económico aplicado a este tipo de central, y atendiendo a las nuevas corrientes para la realización de estudios energéticos se tiene el estudio termoeconómico, en el que une el estudio energético (primera ley de la termodinámica), el estudio exegético (segunda ley de la termodinámica) y el estudio económico, mostrándose como el método de estudio mas completo, obteniendo resultados mas confiables y mas detallados.



INTRODUCCIÓN

Desde que el hombre descubrió la electricidad y posteriormente su utilidad e importancia, éste se ha esforzado en generarla y aprovecharla para mejorar su calidad de vida y alcanzar una serie de desarrollos tecnológicos sin los cuales la sociedad moderna sería impensable.

En México con el crecimiento poblacional, comercial, e industrial y con una educación insensible al ahorro de energía, la demanda de energía eléctrica aumenta considerablemente (el incremento en la demanda de electricidad para el periodo 2008-2017 indican una tasa de crecimiento anual de 3.3%, ya que se espera aumente de 209.7 TWh en 2008 a 281.5 TWh en 2017¹), la cual podría rebasar la oferta en los próximos años.

Frente a esa situación, el gobierno, el cual tiene la responsabilidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica por medio de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), ha incrementado la generación de energía eléctrica a fin de generarla, distribuirla y comercializarla. En el año 2007 se contemplaron 21 proyectos de Centrales generadoras que representan 7,844 MUSD de inversión, los cuales contemplan satisfacer la demanda de potencia (MW) y de energía (GWh) eléctrica en los próximos años.

Pero no todo termina ahí, dentro de esta problemática de crecimiento de demanda energética se presentan otros problemas que es el incremento en los precios de los combustibles (hidrocarburos) en el mundo y en especial el precio del gas natural que es considerado como un energético primario para la generación de energía eléctrica.

En el periodo (1997-2007), dentro de los combustibles fósiles, el consumo del gas natural en el ámbito mundial registró la mayor tasa anual de crecimiento con 2.7 % anual, superior a la promedio primaria total (2.2%). Este comportamiento se atribuye a gran medida a que el gas natural se ha convertido en la alternativa predilecta para generar electricidad por su eficiencia en los ciclos combinados y su combustión limpia, además de su rápido crecimiento en los sectores industrial, residencial y de autotransporte.²

En los últimos años el mercado internacional de gas natural se ha caracterizado por un mayor uso en los sectores de consumo, resultado de los beneficios ecológicos y económicos que ofrece respecto a otros combustibles, lo que lo ha llevado a convertirse en la tercer fuente de energía primaria más importante.

Se estima que para el periodo 2005-2020 la demanda de gas natural alcanzará una tasa de crecimiento promedio anual de 2.1 % comparada con 1.3 % para el petróleo y

¹ Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2007, México 2008, SENER

² Prospectiva del mercado del gas natural 2008- 2017, Secretaría de Energía, México 2008



2.3 % para el carbón. Esta expansión será más notoria en países en desarrollo como México, donde la tasa media de crecimiento anual alcanzara 2.9%, frente a 1.2% en países industrializados.³

Tomando en consideración las expectativas a futuro de los precios del gas natural y que la mayor parte de las Centrales generadoras que la CFE tiene en funcionamiento actualmente son termoeléctricas (46.12%) a base de ciclo combinado y que México es considerado como un país monoenergético, CFE contempla dentro de sus nuevos programas la diversificación de la oferta energética, y la implementación de nueva tecnología para lograr satisfacer las necesidades de demanda de energía eléctrica para los próximos años.

La CFE desarrolla desde los años 90's centrales carboeléctricas tales como Río Escondido (1200 MW), Carbón II (1400 MW), o duales como la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (2100 MW) y actualmente el Proyecto Central Carboeléctrica "CCE Pacífico".

Esta nueva central carboeléctrica tendrá una capacidad de generación garantizada de 651.16 MW (una unidad turbogeneradora) y estará localizada en el Municipio de La Unión, en el estado de Guerrero. El monto total de la inversión es de 611.29 millones de dólares y entrará en Operación Comercial en febrero de 2010.

La importancia de este nuevo Proyecto es primero, utilizará como combustible carbón importado, lo cual presenta ventajas en cuanto a diversificación energética, pues se tendrá mayor protección contra la volatilidad de los precios de los energéticos primarios, así como una menor dependencia de un proveedor único de combustibles, y segundo que implementará nueva tecnología como lo es una caldera que operará en condiciones supercríticas en comparación a las otras centrales carboeléctricas ya construidas cuyo funcionamiento es en condiciones subcríticas.

Este tipo de central podría ser una opción importante para solucionar los problemas en el alza de los combustibles (hidrocarburos), porque si tomamos en cuenta que este tipo de centrales funciona con un combustible como es el carbón, que es el que tiene mejores expectativas económicas a futuro y sumado a la nueva tecnología en estas Centrales se pueden alcanzar altas eficiencias, por lo que el problema estará parcialmente resuelto.

Cabe destacar que la implementación de nueva tecnología presenta varias situaciones para su estudio entre ellas un mayor costo de equipos y nuevos sistemas, pero teniendo por lo contrario mayor eficiencia de la Central y mayor disponibilidad.

En este trabajo se realizó un estudio termoeconómico de la nueva central en el cual se presentaran con detalle el funcionamiento y desempeño de la planta y de los elementos

³ Prospectiva del mercado del gas natural 2008- 2017, Secretaría de Energía, México 2008.



principales que conforman la misma, también se obtuvo información económica como lo es el costo de los flujos de materia (agua-vapor-combustible) y de la energía eléctrica (MWh producido).

Cabe mencionar que a diferencia de los resultados de la tesis de licenciatura este nuevo estudio se destaca porque además de aplicar la primera ley de la termodinámica, se aplica la segunda ley de la termodinámica y se involucran los costos económicos de los flujos de materia (agua-vapor-combustible) obteniendo resultados teóricamente mas confiables y detallados.

Si los resultados son los esperados se tendrá la certeza en decir que las centrales carboeléctricas con condiciones supercríticas de operación serán una buena opción para lograr abastecer la demanda de energía eléctrica del país, manteniendo una heterogeneidad energética, y obteniendo energía eléctrica muy competitiva y estable económicamente en comparación con otros tipo de Centrales que tienen dependencia al precio de los hidrocarburos, como son ahora las Centrales de Ciclo Combinado.



CAPÍTULO I
GENERALIDADES

I.1.- GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO⁴

La generación de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad se realiza en Centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nucleares. Al cierre del mes de septiembre de 2008, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 49,834.29* Megawatts (MW), de los cuales: 11,456.90 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 11,044.98 MW son de hidroeléctricas; 22,322.56 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoeletrica, y 85.48 MW a la eoloeléctrica. (Ver figuras 1 y 2).

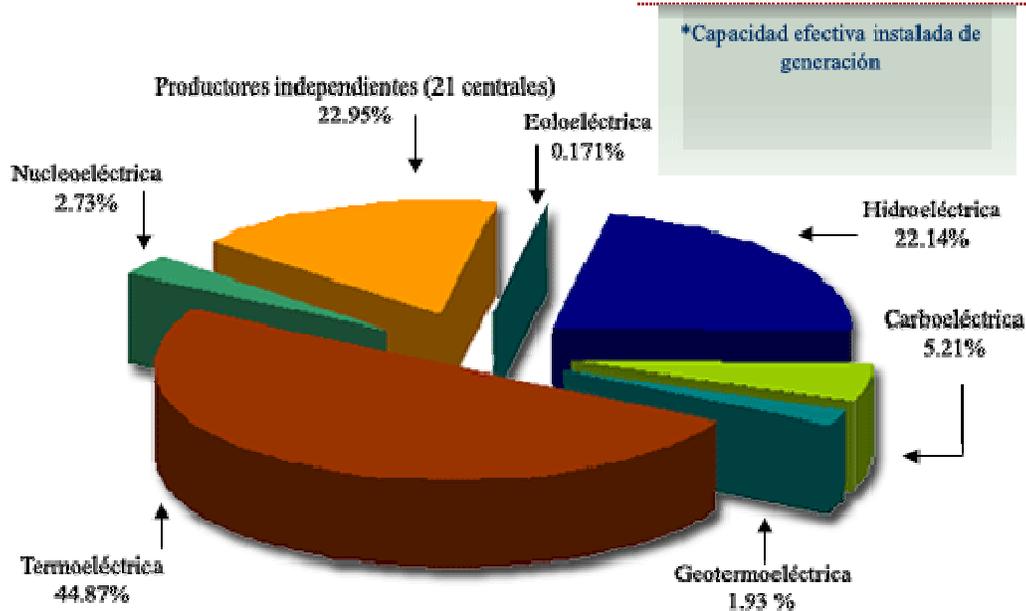


Figura 1.- Capacidad efectiva instalada de generación

* Incluye 21 Centrales de productores independientes de energía, (PIE) las cuales aparecen en el apartado de Centrales Generadoras.

⁴ www.cfe.gob.mx, Septiembre de 2009.

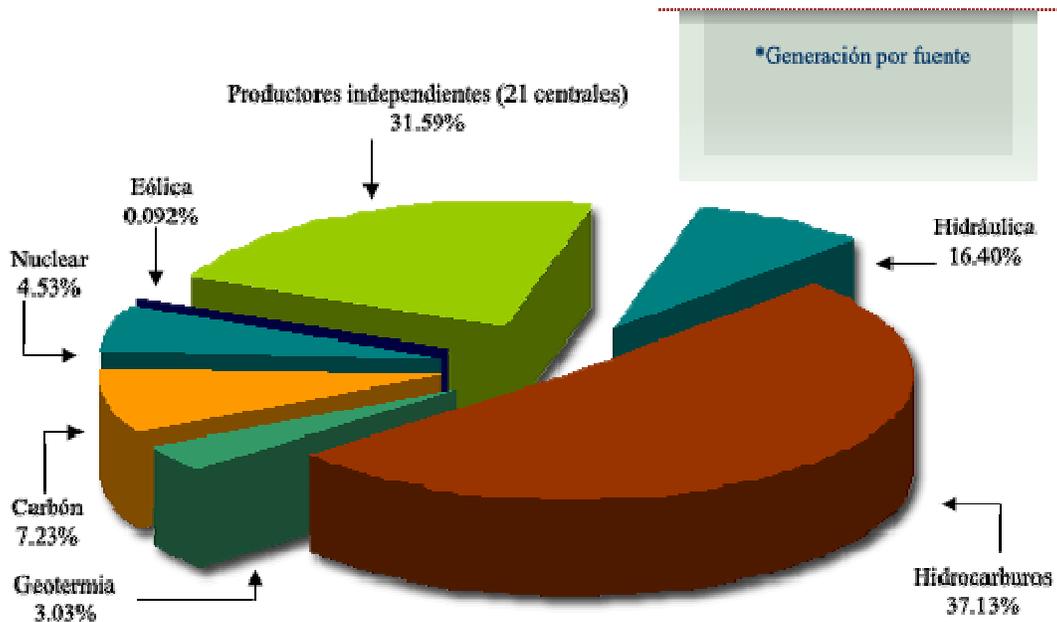


Figura 2.- Generación por fuente

Desarrollo de la capacidad instalada y de la generación

Para cumplir el objetivo de CFE de cubrir las necesidades de energía eléctrica de la población, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios en México, la generación de electricidad ha ido en aumento, como se aprecia en las siguientes figuras:

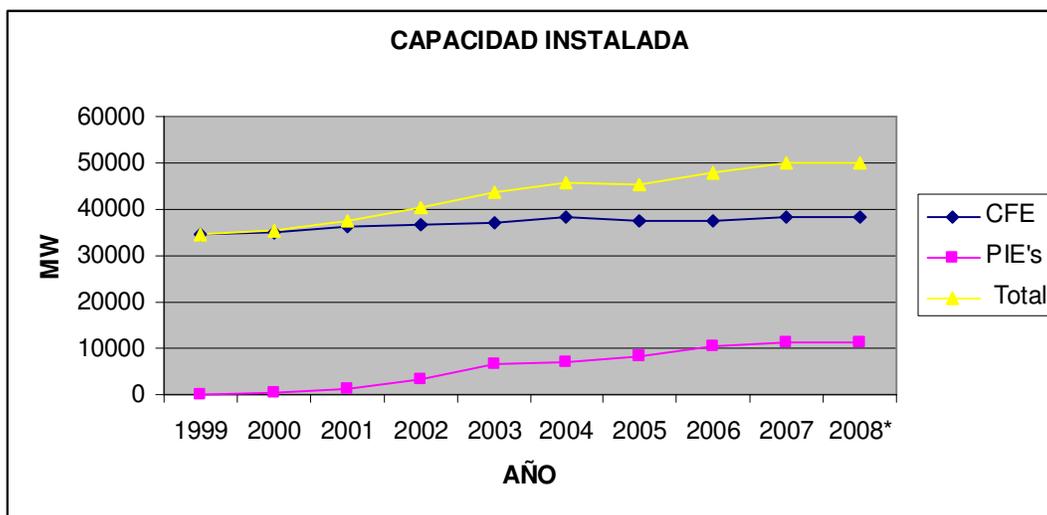


Figura 3.- Desarrollo de la capacidad instalada

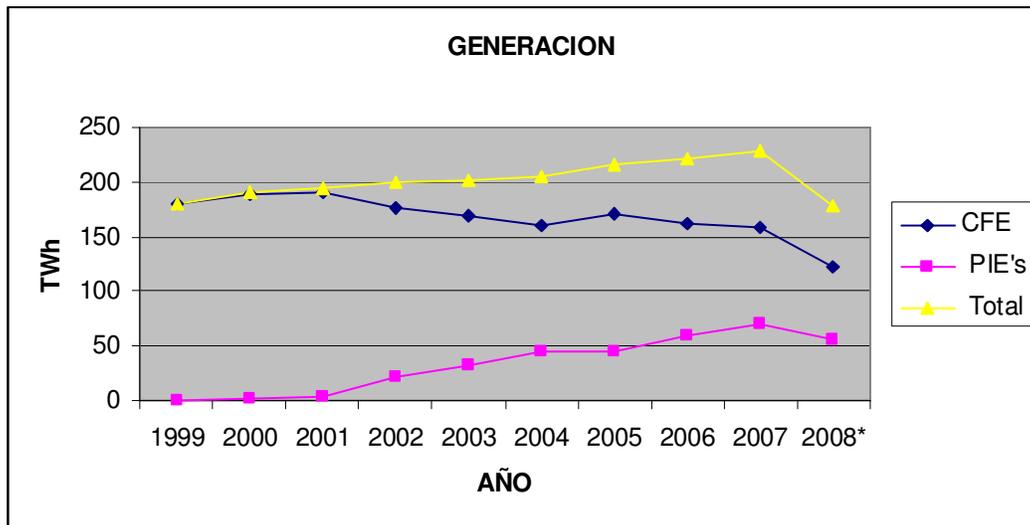


Figura 4.- Desarrollo de la generación de electricidad

* Cifras a septiembre 2008

I.2.- GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor
Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Turbogás
Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Combustión Interna
Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- Ciclo Combinado
Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las Centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas natural y diesel)
- Carboeléctrica (carbón)



- Dual (combustóleo y carbón)
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo)
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido)
- Turbogas

Para el cierre de septiembre de 2008, la capacidad efectiva instalada y la generación de cada uno de estos tipos de generación termoeléctrica, es la siguiente⁵:

Tipo	Capacidad en MW*	Generación GWh*
Vapor	12,641	34,743
Dual	2,100	4,924
Carboeléctrica	2,600	12,847
Ciclo Combinado	16,913	80,081
Geotermoeléctrica	964	5,390
Turbogas	1,991	1,493
Combustión interna	216.12	937
Nucleoeléctrica	1,364	8,059
Total	38,791	148,474

Tabla 1.- Capacidad efectiva instalada y la generación termoeléctrica

⁵ www.cfe.gob.mx, Septiembre de 2009.

I.3.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS TIPO VAPOR ⁶

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, este se conduce a la turbina donde su energía térmica se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador, para producir energía eléctrica. (Ver figura 5).

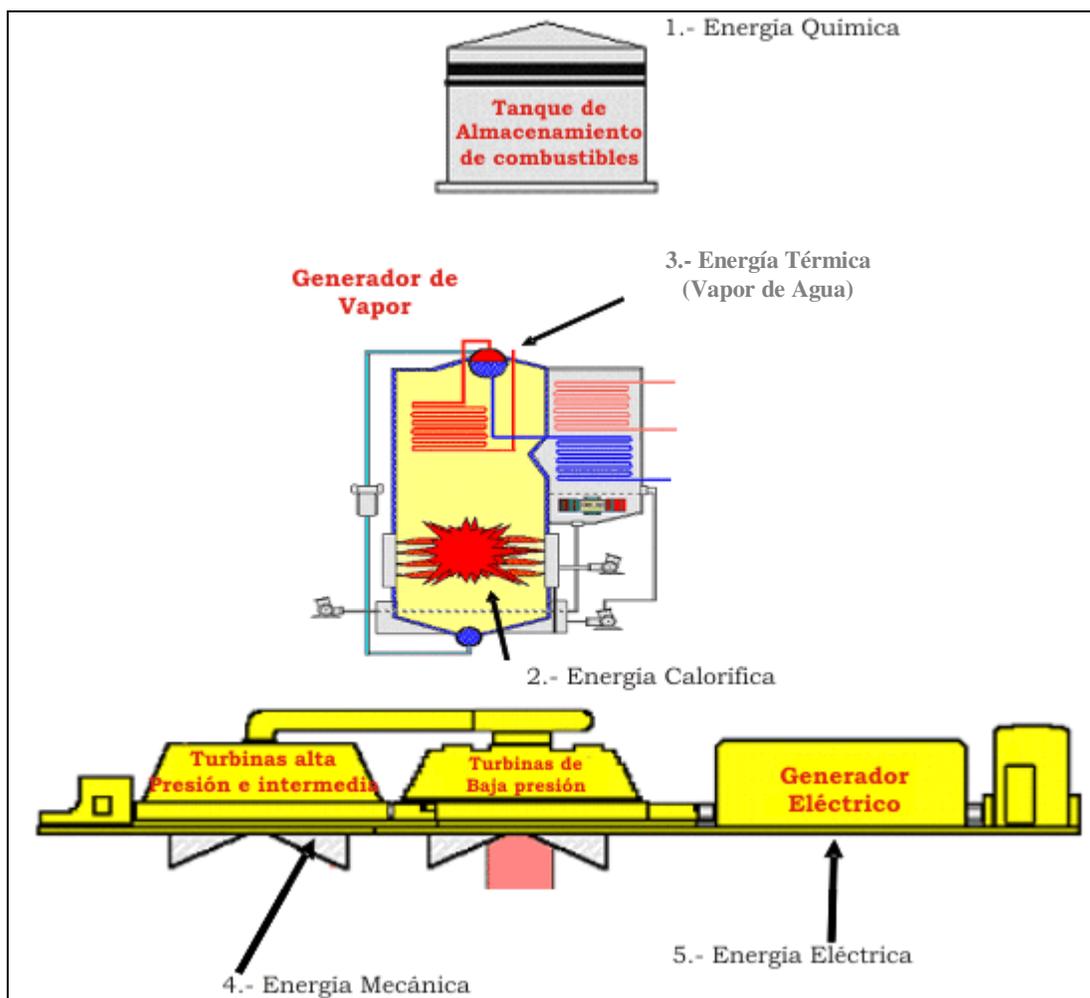


Figura 5.- Secuencia de transformaciones de energía

⁶ www.cfe.gob.mx, Septiembre de 2009

Centrales Termoeléctricas tipo vapor

Estas Centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural), para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 12 y 17 MPa, para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m. (Ver figura 6).

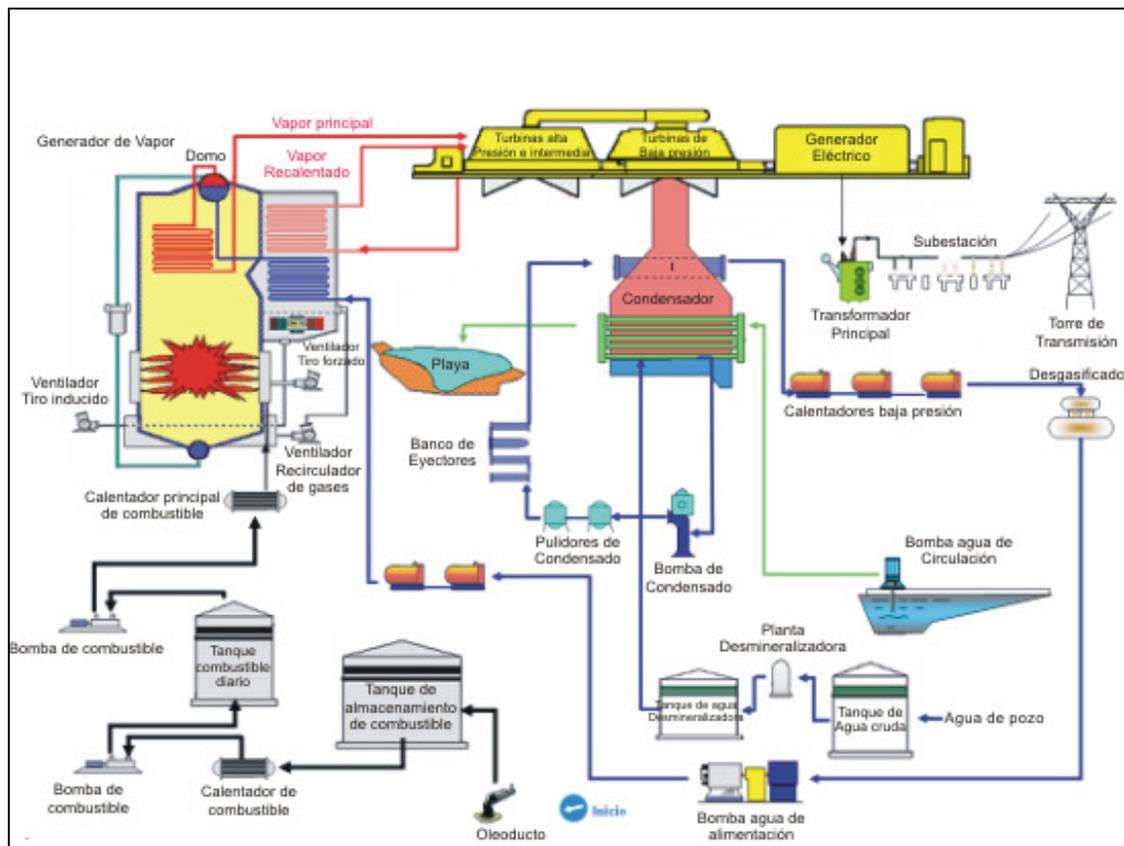


Figura 6.- Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor



I.4.- IMPORTANCIA DEL USO DE CARBÓN EN CENTRALES GENERADORAS DE ELECTRICIDAD

1. Introducción

El carbón representa una fuente de energía importante en todo el mundo como recurso energético y económico dada la cantidad de reservas que se tienen. Además tiene un precio relativamente bajo y estable y desde esta perspectiva sería muy conveniente como fuente primaria de energía. En contra, el carbón emite ciertas cantidades de desechos sólidos y de contaminantes (partículas, metales pesados, SO_x y NO_x), también emite casi dos veces más de CO_2 comparado con el gas natural. Sin embargo, en la actualidad se han desarrollado tecnologías eficientes de combustión que ayudan a minimizar las emisiones.

En cuanto al mercado internacional, el carbón está llamado a ser una de las principales fuentes de energía en el mundo para el siglo XXI, debido al encarecimiento del petróleo y del gas natural, además de que estos dos últimos presentan menor cantidad de reservas.

2. Características del carbón

El carbón es una roca combustible, compuesta principalmente de Carbono, Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno, Azufre y ceniza.

Se estima que los depósitos de carbón se originaron hace aproximadamente 300 millones de años en los bosques pantanosos de la era carbonífera, requiriéndose de 3 a 7 unidades de material vegetal compactado para dar 1 unidad de carbón bituminoso.

Para formar el carbón se necesitaron transformaciones químicas y físicas en determinadas condiciones de calor y presión. La transformación de la turba, pasando por una serie de rangos de carbón desde el lignito hasta la antracita, constituyó un proceso muy lento.

El carbón posee gran heterogeneidad química, es una sustancia difícil de muestrear, hay cambios de un depósito a otro adyacente aunque sean de la misma edad geológica.

Por eso son importantes los análisis de caracterización del carbón para clasificarlos e identificarlos para su empleo final y como base para especificar y seleccionar el equipo de manejo y de combustión del mismo, además del diseño y disposición de las superficies de transferencia térmica.

Una clasificación útil es por rango, es decir, de acuerdo con el metamorfismo o alteración progresiva en la serie natural que va del lignito (más joven) a la antracita (más viejo).

En la clasificación ASTM el criterio básico viene determinado por el carbono fijo y el valor térmico, en ausencia de sustancias minerales.

Dados por rango de aumento de edad los carbones son designados como turba, lignito, sub-bituminoso, bituminoso y antracita. Conforme aumentan de rango va disminuyendo la cantidad de Materia volátil y de Oxígeno y va aumentando el Carbono Fijo. (Ver figura 7)

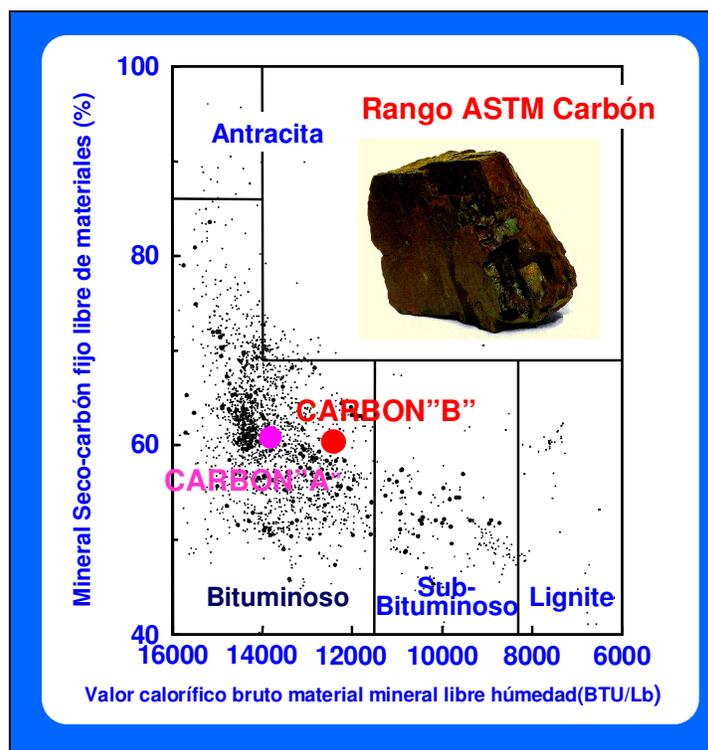


Figura 7.- Grado ASTM del Carbón

Los usos del carbón en general son aplicaciones industriales, coquización para fines químicos y metalúrgicos, como combustible en la generación de electricidad y materia prima para licuefacción y gasificación.

Por su heterogeneidad no todos los carbones son adecuados para todos los fines, por ejemplo el carbón para una caldera de parrilla no es adecuado para una caldera con alimentación centrífuga, de ahí la necesidad de pruebas del carbón.

La ASTM, la ISO y otras normas han creado pruebas aplicables al carbón.



3. Pruebas del carbón para Centrales Carboeléctricas.

La característica más interesante del carbón es su valor térmico o poder calorífico, aproximadamente estos valores van de 13,956 a 37,216 kJ/kg

Más o menos dos terceras partes del carbón se quema en Centrales, lo que explica la importancia de la determinación exacta del poder calorífico del carbón.

Para la determinación se usa una bomba calorimétrica con Oxígeno a aproximadamente 28 atm, con una muestra de aproximadamente 1 gramo (determinado en balanza analítica), con cierto tamaño de partícula (que pase por un tamiz de cierto número de mallas), con un forro de agua que incorpora un termómetro muy preciso que medirá el aumento de temperatura del agua como consecuencia de la combustión de la muestra.

Los carbones de mayor poder calorífico son los semi-bituminosos y bituminosos. En general a menor porcentaje de ceniza, mayor poder calorífico.

El poder calorífico superior de un carbón se puede aproximar por la fórmula de Dulong⁷:

$$PCS = [33900 C + 143000 (H - O/8) + 105000 S] \text{ kJ/kg}$$

Donde C, H, O y S son las fracciones peso de los elementos respectivos.

El contenido de ceniza es importante, a medida que aumenta éste disminuye el poder calorífico del carbón, además de ser necesario recogerla y eliminarla. Actualmente sirve para relleno de terrenos y se propone usar la ceniza fina para producir ladrillos y concreto ligero. (En México se utiliza como materia prima para producir Cemento Pórtland Compuesto CPC y Cemento Hidráulico, produciéndose y comercializándose bajo la norma NMX-C-414-ONNCCE-1999 y NMX-C-414-ONNCCE2004, respectivamente)⁸.

Para determinar el contenido de ceniza presente en el carbón se quema una muestra en la mufla en condiciones controladas y se pesa antes y después de la combustión, quedando al final la ceniza como óxidos metálicos.

La fusibilidad de la ceniza y el análisis de la ceniza son también parámetros importantes en el diseño de los hogares y en el ajuste del carbón a las características operativas de un hogar. El análisis se usa también para predecir las propiedades corrosivas y de obstrucción del carbón.

⁷ Douglas M. Considine, Tecnología del carbón, Publicaciones Marcombo, 1986

⁸ Instituto Mexicano del Cemento y del Concreto, A.C. <http://www.imcyc.com/> Cementos. Enero 2009.



El contenido de azufre es importante por sus implicaciones ambientales. El azufre está presente en tres formas: como piritas (sulfuros metálicos), como azufre orgánico y como sulfatos. Las Centrales Carboeléctricas de México, por norma compran el carbón con un porcentaje máximo de azufre de alrededor de 1.2 %.

Para su determinación se aprovecha la prueba calorimétrica pues los residuos de la combustión en la bomba se recogen conteniendo el azufre que primero oxidado a $\text{SO}_2 + 1/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{SO}_3$, y se combina con la humedad presente dando H_2SO_4 el que se precipita como BASO_4 y se pesa después de secarlo en mufla.

La humedad es componente indeseable del carbón, aumenta el peso y costo del embarque, dificulta el manejo y muestreo de carbones con humedad excesiva, en invierno se hiela dificultando su descarga.

Para determinarla se hace por diferencia de peso al secar una muestra cercana a un gramo, a aproximadamente 105°C por una hora.

Aparte se hacen análisis designados como Análisis Inmediato que incluye % de materia volátil, % de carbono fijo y % de ceniza (Base seca) y Análisis Final que incluye %C, %H, %S, %N, %O (Base seca).

También se pueden determinar Cl, Br, I, F, As, Pb, Hg y otros metales.

El contenido de Cl importa porque se convierte en HCl durante la combustión y por ser muy reactivo corroe los metales.

El análisis inmediato es más rápido de determinar en el laboratorio y da información para entender la conducta del combustible en el hogar.

La caracterización de acuerdo a materia volátil importa porque al exponerse el carbón a alta temperatura algo se volatiliza en forma de gas que contiene la mayor parte del Hidrógeno y algo de carbono, el resto es carbón fijo y ceniza. Los Hogares diseñados para quemar madera o turba, que son altamente volátiles, son bastante diferentes de aquellos diseñados para quemar antracita que casi no tiene materia volátil.

Esta fracción volátil es un indicador de qué tan difícil de quemar es el combustible siendo la antracita la más difícil. Para la determinación se seca una muestra y luego se calienta en atmósfera inerte a 950°C por 7 minutos siendo la pérdida de peso la materia volátil. Eso nos da una medida del grado en que el combustible se piroliza en el hogar.

El carbón restante en la fase sólida es el carbono fijo que se saca por diferencia después de determinar la ceniza.



Otra característica a considerar es la tendencia de algunos carbones a hincharse y aglomerarse bajo calentamiento. Al inicio el carbón se suaviza y se hace pegajoso, al continuar el calentamiento se hace nuevamente una masa sólida compactada que da problemas en el contacto gas-sólido y puede romper por completo la distribución del gas en un sistema reactor.⁹

Finalmente podemos mencionar que los carbones para coquizar deben ser bajos en ceniza, bajos en azufre, bajos en fósforo y altos en carbono fijo. El coque se usa para la producción del acero en los Altos Hornos dando el calor necesario para la fusión del mineral (Fe_2O_3) y reduciéndolo a hierro metálico.

4. Uso del carbón en centrales carboeléctricas.

La revolución industrial que nos llevó a la moderna sociedad industrial nació del descubrimiento de cómo convertir energía de combustible fósil en trabajo.

Las centrales carboeléctricas son un sistema de conversión de la energía química contenida en el carbón a energía eléctrica.

La liberación de la energía se lleva a cabo durante el proceso de combustión mediante la reacción de oxidación, esto destruye el combustible fósil, produciendo calor el cual sirve para producir vapor que en la turbina es convertido en trabajo.

La combustión es un paso importante en casi todos esquemas que utilizan energía de recursos combustibles fósiles, es un proceso complejo.

La mayoría de las centrales carboeléctricas usan el ciclo *Rankine* con agua como fluido de trabajo que sufre evaporación en la caldera, expansión en la turbina donde entrega trabajo de flecha y posterior condensación y re-compresión para reiniciar el ciclo.

La eficiencia del ciclo se define como la razón del trabajo neto respecto del calor de entrada, siendo el trabajo neto la diferencia entre el trabajo de flecha entregado y el trabajo de las bombas de agua (normalmente pequeño).

Como lo marca la Segunda Ley de la Termodinámica, una vez liberada la energía térmica del combustible, una fracción grande no puede convertirse a trabajo. La máxima eficiencia de conversión es la Eficiencia de *Carnot*.

$$\text{Trabajo} = q_{\text{combustión}} (1 - T_c / T_h)$$

Donde:

T_h es la temperatura de la fuente caliente (hogar)

T_c es la temperatura del receptor o sumidero frío (condensador)

⁹ Douglas M. Considine, Tecnología del carbón, Publicaciones Marcombo, 1986



Esta conversión resulta en un considerable trabajo perdido.

Se considera que la pérdida en la habilidad para convertir la energía en trabajo no está en la ineficiencia de la turbina o en el calor descargado sino mayormente en el sistema de combustión –el hogar.

El valor de T_h depende de la cantidad de aire en exceso, entre mayor sea éste, menor será la temperatura adiabática de flama y consecuentemente menor será la eficiencia de conversión.

En el presente podríamos considerar una Presión máxima de aproximadamente 34.5 MPa y Temperaturas de alrededor de 816 ° C en el vapor, lo que nos daría conversiones de aproximadamente 51% de la energía disponible en el vapor.

El ciclo *Rankine* refinado logra conversiones de aproximadamente 45%, ya aproximándose a su máximo valor (Ver figura 8).¹⁰

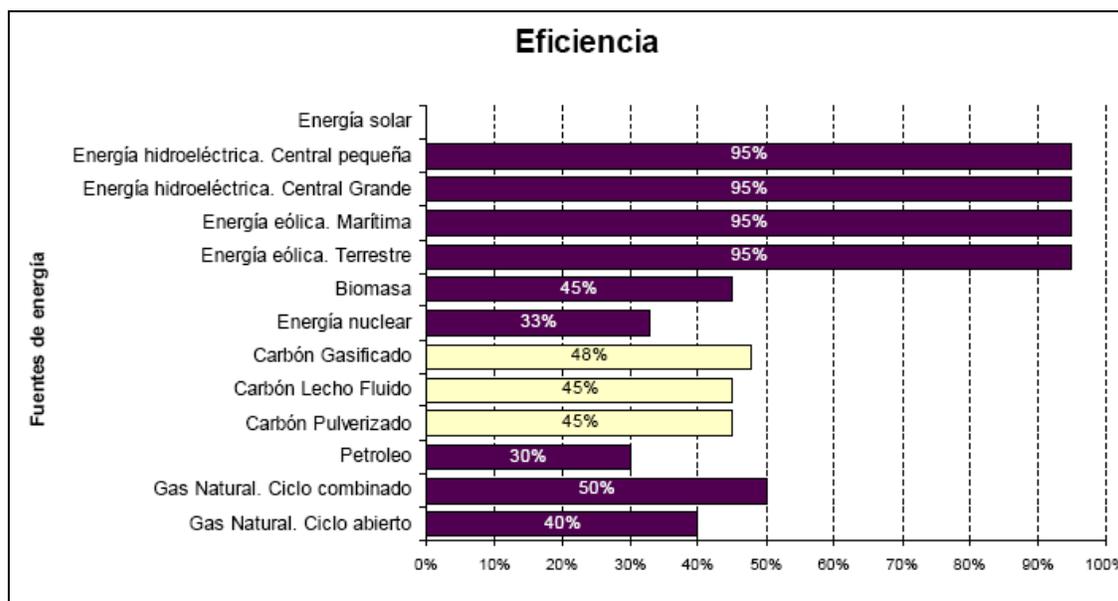


Figura 8.- Eficiencias obtenidas con diferentes combustibles en generación de electricidad

Una alternativa sería la turbina de gas pero ésta es muy sensible a partículas que rápidamente erosionan los álabes, por lo que a pesar de muchos intentos el carbón no puede usarse en éstas turbinas. El problema es el de eliminar las partículas de la corriente gaseosa caliente.

¹⁰ Carbounión. Balance de Energía 2006 y Perspectivas de 2007 del Carbón (España 2006)

5. Comercio Internacional del Carbón

Los altos precios del petróleo en el año 1973, dieron inicio a una fase internacional a través del comercio del carbón, proporcionando un fuerte incentivo para convertir Centrales eléctricas y termoeléctricas a partir del petróleo, en la construcción de nuevas Centrales de energía a partir del carbón importado.

El comercio principalmente se realiza a través de dos mercados:

1. El mercado del Pacífico comprende Japón, Norte y Sur de Asia, se provee principalmente por Australia, Indonesia y China.
2. El mercado del Atlántico se provee por Africa, Polonia, EE.UU., Colombia y Venezuela. (Ver figura 9)

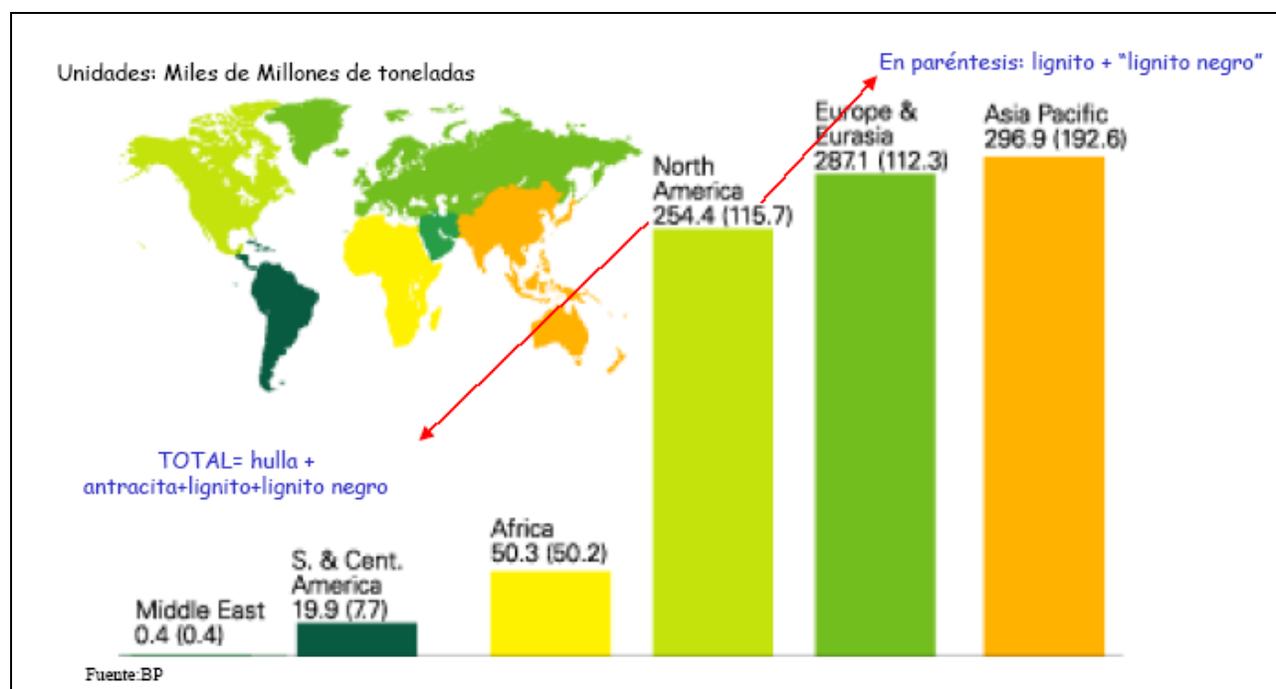


Figura 9.- Yacimientos de carbón repartidos en el mundo¹¹

Las reservas probadas de este combustible son las más grandes a nivel mundial, como se puede ver en la figura 10 son casi 4 veces las del petróleo y 3 veces las del gas natural.¹²

¹¹ Carbounión. Balance de Energía 2006 y Perspectivas de 2007 del Carbón (España 2006)

¹² Carbounión. Balance de Energía 2006 y Perspectivas de 2007 del Carbón (España 2006)

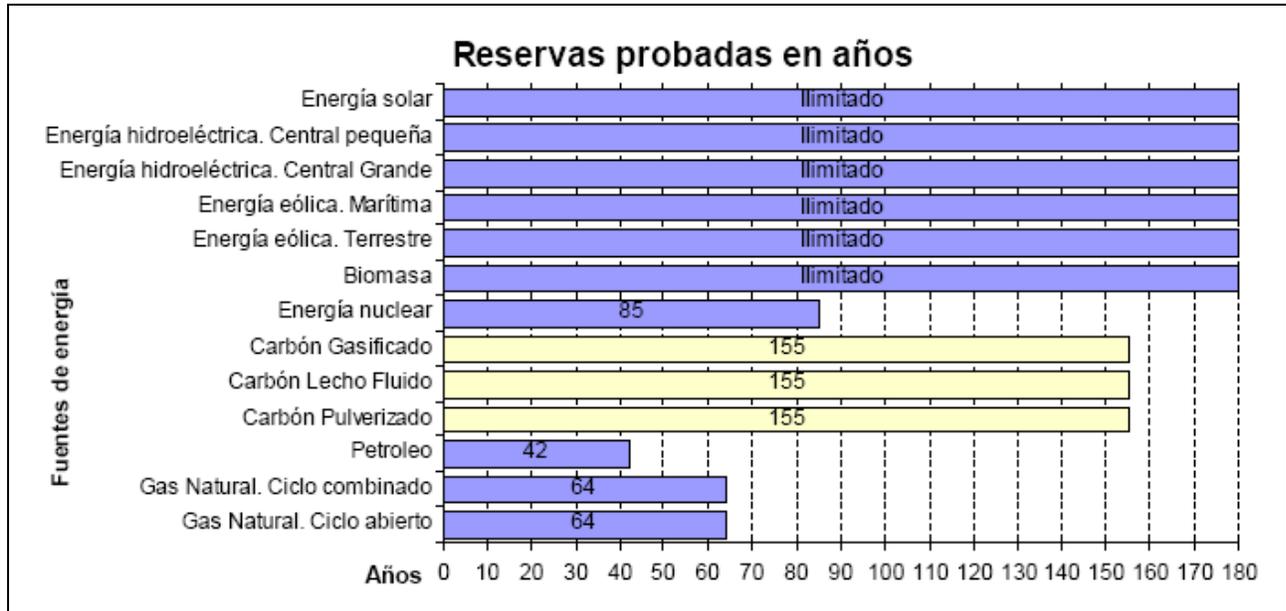


Figura 10.- Reservas Mundiales de Combustibles



I.5.- CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA POR ENCENDIDO DE CARBÓN

HISTORIA

La Tecnología Supercrítica para la generación de energía eléctrica tuvo sus inicios en los EE.UU. en los años cincuenta (Aunque los primeros generadores de vapor supercrítico fueron desarrollados en 1922, por Mark Benson, quien consiguió la Patente por generar vapor a altas presiones, por eso a estos generadores de vapor son referidos como Calderas Benson), Las primeras experiencias obtenidas en este país indicaban que tenían poca disponibilidad, es decir los paros forzados eran mayores que con las Centrales Subcríticas.

Posteriormente la tecnología fue adoptada en Japón en los años sesenta, donde fue mejorada por los miembros de las industrias relacionadas. Las experiencias tomadas de aquí del desempeño de Centrales Supercríticas mostraron que estas Centrales simplemente son fiables como las Centrales Subcríticas. Ahora en Europa así como en Asia, Sudáfrica y Oceanía se ha adoptado la tecnología Supercrítica casi como una norma, y en el mundo entero más de 400 Centrales Supercríticas están en operación.

Las cualidades que se observaron en este tipo de Centrales fue principalmente que se obtenían mayores eficiencias, además de que por la crisis de petróleo en el periodo de 1973-1974, el carbón fue tomando importancia como una alternativa energética mundial.

Los principales problemas que enfrentó esta tecnología fueron básicamente el desarrollo de nuevos materiales para soportar las altas presiones y temperaturas en los equipos, el ciclo empleado es el ciclo Rankine utilizado en una central subcrítica, pero ahora se tenían que adaptar nuevos equipos como son una caldera supercrítica y una turbina, estos dos equipos, la bomba de agua de alimentación de caldera y la tubería que conduce el vapor recalentado son la diferencia entre una central subcrítica y una supercrítica.

El desarrollo tecnológico permitió la creación de materiales de alta resistencia a las fuerzas de presión, los cuales han sido utilizados para soportar altas regiones de temperatura y han permitido a la tecnología de calderas Supercríticas extender las temperaturas de vapor a más de 593 °C y 22.5 MPa de presión, reflejando un deseo fuerte de lograr una alta eficiencia. Una mayor eficiencia nos indica que se reduce el consumo relativo de carbón en relación a la salida de energía eléctrica.

La tecnología de Calderas Supercríticas contribuirá no sólo para proporcionar energía estable, de alta calidad y para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica sino también una buena solución por reducir las emisiones de CO₂ y reducir el impacto al medio ambiente.

DEFINICIÓN

Son centrales térmicas en las cuales el vapor principal a la salida de caldera se encuentra por encima de la presión crítica del agua, 220,9 bar. El objetivo básico que se persigue con ello es aumentar el rendimiento del ciclo, se consigue a cambio de utilizar diseños más complejos en las calderas y turbinas, incluyendo materiales especiales en la construcción de estos elementos. En un ciclo supercrítico la temperatura del fluido del ciclo sigue aumentando desde la zona de líquido a la de vapor, tal como se ve en la parte izquierda de la figura 11, esto facilita llegar a mayores temperaturas finales en el vapor principal, pero también que el promedio de temperatura en la expansión sea también mayor que en un ciclo subcrítico o convencional; así las temperaturas de retorno de las extracciones a turbina, una vez recalentado el vapor en la caldera, son mayores. Todo ello redunda en un mayor rendimiento energético final.

La naturaleza del cambio de fase que se da al trabajar en condiciones supercríticas de presión hace que, en vez de utilizar calderas con calderón muy habituales en las centrales subcríticas, aquí se empleen calderas de circulación forzada de un solo paso.

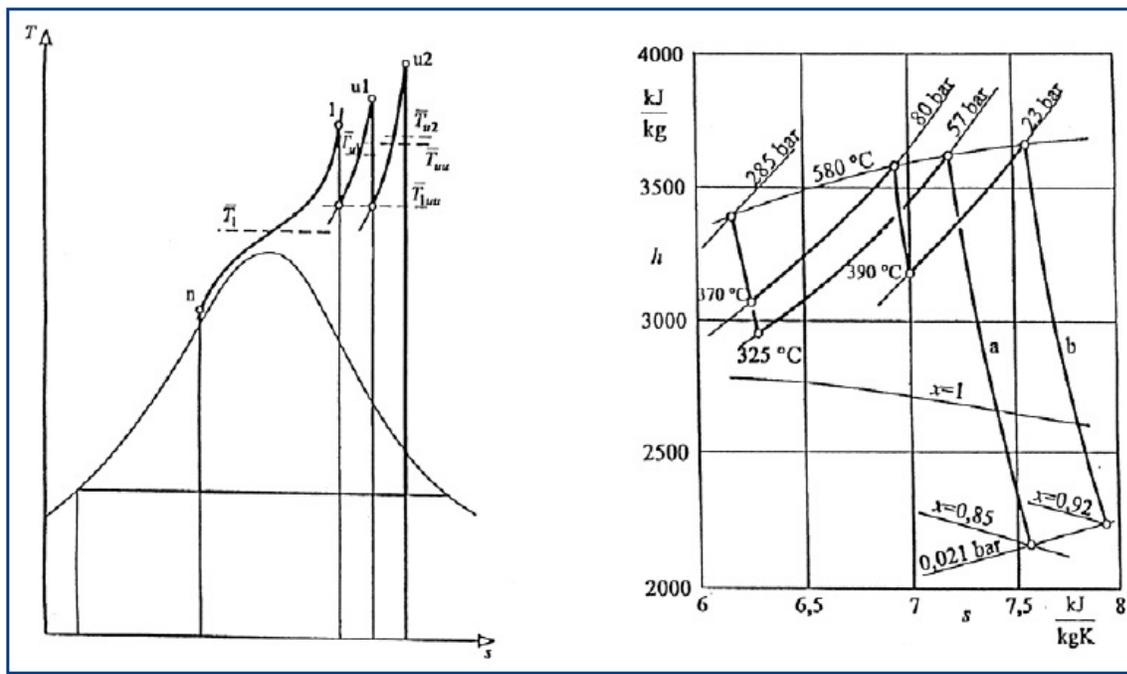


Figura 11.- Diagrama Ts y hs de un ciclo de vapor supercrítico con doble recalentamiento.

Las calderas supercríticas se fabrican en diseños de tipo torre, bien con quemadores tangenciales o en paredes enfrentadas. El hecho de ser calderas de un solo paso obliga a un diseño cuidadoso para conseguir temperaturas moderadas en los tubos e igualar la absorción de calor en las distintas zonas del circuito agua vapor. En las calderas supercríticas se utilizan aceros austeníticos capaces de trabajar a temperaturas de



hasta 620 °C, o mayores. Esto se traduce en que las centrales supercríticas se proyectan para trabajar con carbones homogéneos, con ligeras desviaciones del carbón de diseño; se prefiere combustibles de buena calidad, hullas con bajo contenido en cenizas, sin problemas especiales de excoiación y ensuciamiento, así como también reducida presencia en azufre. Esto último facilita que las instalaciones de desulfuración no introduzcan costos extra operativos importantes.

Las centrales supercríticas nos proporcionan un diseño compacto, con alta rapidez de respuesta, velocidad de variación de carga sensiblemente mayor que la correspondiente a las subcríticas, que no olvidemos tienen elevada masa térmica asociada al domo. Esto también ha permitido la escalación a potencias del orden de 1.000 MW eléctricos o potencias mayores. El control operativo en las centrales supercríticas se hace o bien por presión deslizante o bien por método dual, esto permite un buen trabajo de la turbina en la cual siempre se mantiene ese concepto de presión deslizante; con ello las pérdidas de rendimiento a baja carga son menores que en los diseños subcríticos: reducción de un 2% al bajar la carga al 75% de la nominal y de un 5,5 al 8% al operar al 50% de la potencia de diseño.

Actualmente se han desarrollados Ciclos “ultra críticos” o incluso “ultra super críticos”, a partir de 276 bar y 552 °C en el vapor principal. Se consideran diseños avanzados, si bien ya se han construido centrales con presiones mayores, de 310 bar pero con temperaturas de vapor más bajas: 538 °C/552 °C/566 °C.

Se estima que el rendimiento energético puede incrementarse significativamente si se consigue trabajar de forma fiable a presiones de 310 bar o incluso a los 400 bar, llegando a 45% referido al poder calorífico inferior del combustible, tal como se refleja en la figura 12.

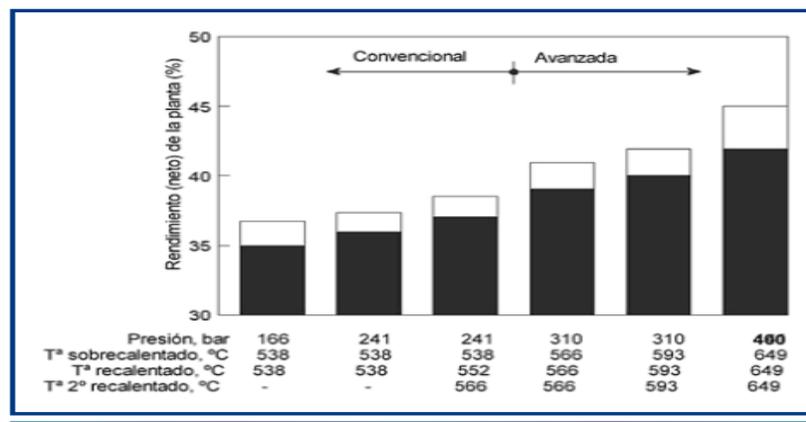


Figura 12.- Evolución del rendimiento de las centrales térmicas en función de los parámetros de admisión a turbina.



CICLO RANKINE SUPERCRÍTICO

El ciclo Supercrítico es una expresión termodinámica que describe el estado de una sustancia donde no hay ninguna distinción clara entre el líquido y la fase gaseosa. Los alcances de agua en este estado a una presión sobre 22,1 MPa. (Ver figura 13).

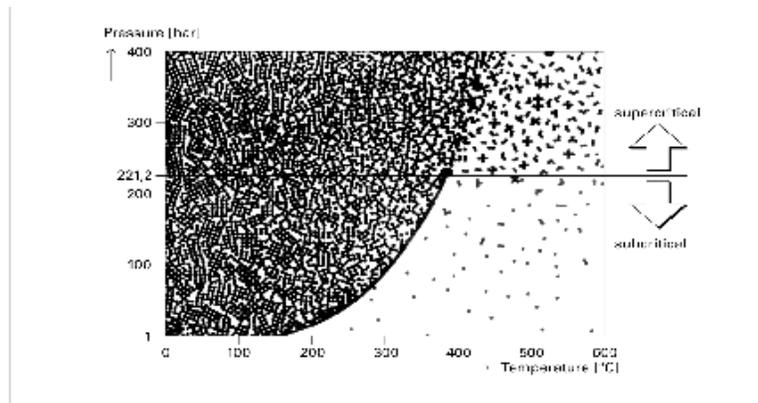


Figura 13.- Estructura molecular de agua en función de Temperatura y Presión

Hasta una presión que opera alrededor de 19 MPa en el evaporador (Domo) de la caldera, el ciclo es Subcrítico. Esto significa que hay una mezcla no homogénea de agua y vapor en la parte del evaporador. En este caso una caldera tipo domo es utilizada por las necesidades de separar el agua del vapor antes de que el vapor sea conducido al sobrecalentador y después llevado a la turbina.

Sobre una presión que opera a 22,1 MPa en el evaporador de la caldera, el ciclo es Supercrítico. La sustancia de trabajo en el ciclo es un fluido en una sola fase con propiedades homogéneas y no hay necesidad de separar el vapor del agua en el domo, por lo que el vapor pasa en un solo paso al sobrecalentador, a este tipo de caldera se le llama de un paso y por consiguiente las “calderas de un paso” son utilizadas en las Centrales con operación supercrítica.

Cabe destacar que las calderas Supercríticas tienen instalado un separador vapor /agua para cuando la central esta operando bajo cargas mucho mas bajas que la nominal, alrededor de un 25% (Operación húmeda), el separador de agua hace la función de domo separando el agua del vapor. (Ver figura 14)

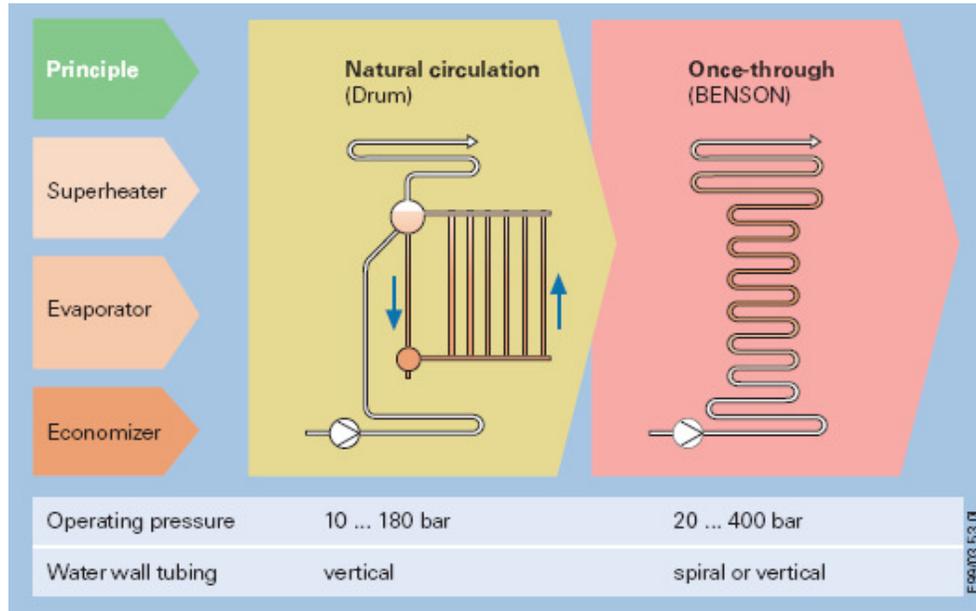


Figura 14.- Caldera con domo y caldera de un paso

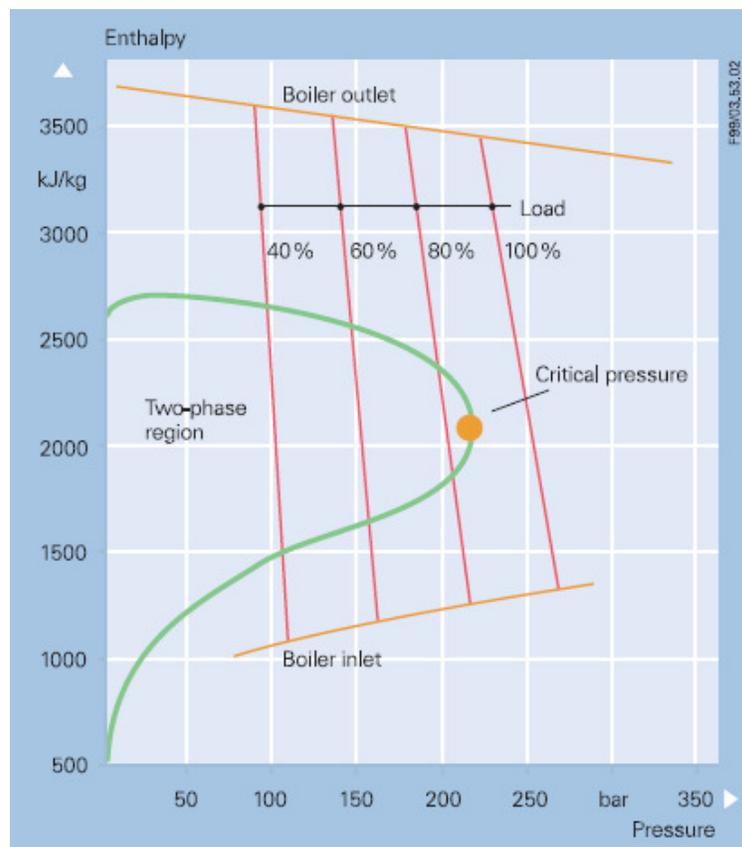


Figura 15.- Los Generadores de Vapor supercríticos pueden funcionar a presiones subcríticas, gracias a la instalación de un separador vapor/agua



Hoy en día con los avances en fabricación de aceros y con las condiciones de vapor obtenidas permiten que en Centrales de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón, existan eficiencias que exceden 45%, dependiendo de las condiciones ambientales.

Las condiciones de vapor hasta 30 MPa /600°C/620°C se logran usando aceros con 12% volumen del Cromo. Hasta 31,5 MPa/620°C/620°C se logra usando Austenita que es un probado, pero caro material. Las aleaciones de níquel, permitiría 35 MPa/700°C/720°C, produciendo eficiencias hasta del 48%.

MODIFICACIONES EN EQUIPOS QUE SE DEBEN DE TOMAR EN CUENTA PARA EL DISEÑO.

El Turbogenerador

Las turbinas de vapor empleadas en ciclos supercríticos, por condiciones de un solo paso (no pueden acumular gran cantidad de vapor como las Generadores subcriticos lo hacen en el domo), son de mayor potencia unitaria, esto implica mayor robustez en general y en particular en los álabes del cuerpo de baja presión que ve incrementado su diámetro. Se suele usar el doble recalentamiento y disponer de un cuerpo más a presión intermedia que en el caso de las centrales subcríticas.

Las condiciones de presión y temperatura manejadas a la entrada del turbogenerador hacen poner atención en los sellos y al los materiales de la carcaza.

Un aspecto importante que se debe tomar en el turbogenerador es que, mientras las Centrales Subcríticas usan calderas tipo domo, están limitadas en su ritmo de cambio de carga debido al domo en la caldera. Las Centrales Supercríticas usan una caldera de un solo paso, estas pueden lograr los cambios de carga rápidos, por lo que el diseño de la turbina debe ser conveniente.

Generador de Vapor

La caldera es un componente importante en las modernas Centrales de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón. Estos conceptos, su diseño e integración global en la planta tienen influencia considerable en los costos, operabilidad y disponibilidad de la central.

El tamaño, la geometría y el sistema de combustión en el horno del generador supercrítico, toma en cuenta las condiciones de sitio, la capacidad de la planta y en especial el tipo de combustible disponible. Existen dos tipos de diseños geométricos, los de paso simple y los de doble paso, así como siete sistemas de combustión diseñados para cada tipo de carbón y capacidad, como se muestra en la figura 16 y figura 17.

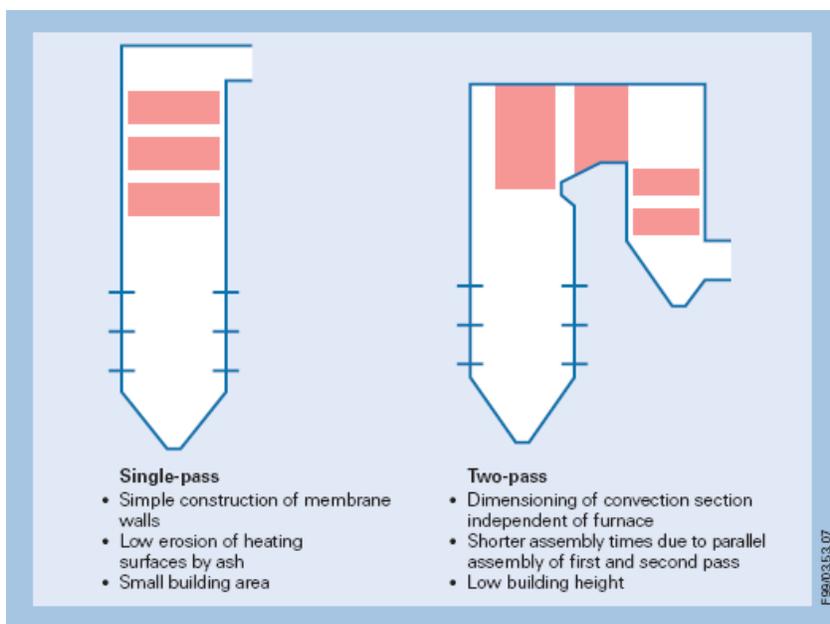


Figura 16.- Generadores de Vapor supercríticos de paso simple y de dos pasos

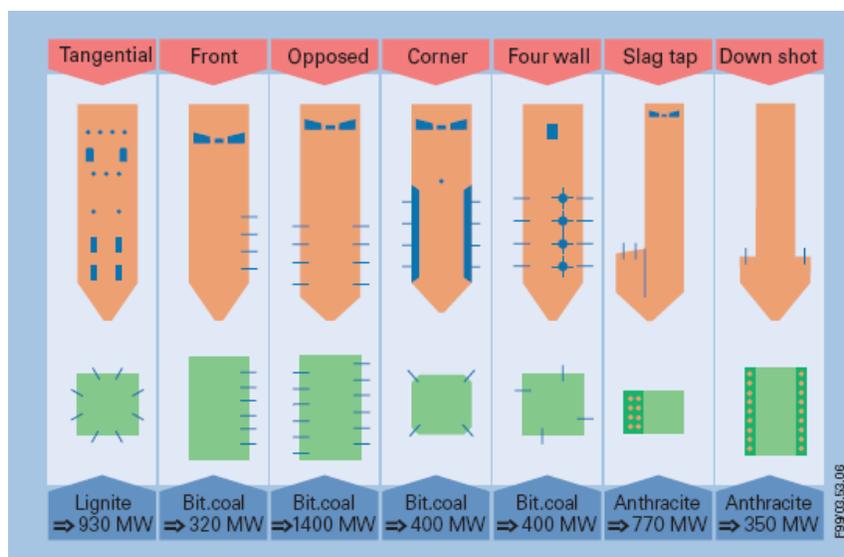


Figura 17.- Sistema de combustión en Generadores de Vapor supercríticos.

Carbón y tipo de generador propuesto:

- Carbón Bituminoso: Opposed firing, paso simple o dos pasos
- Lignito: Tangential Firing, Simple paso
- Antracita: Arch Firing o opposed firing, paso simple o paso doble.

Bomba de Agua de Alimentación (BAA)

Una comparación entre equipo de ciclo subcrítico y un supercrítico por encendido de carbón muestran que las diferencias se limitan a un número relativamente pequeño de componentes, uno de estos equipos es la bomba de agua de alimentación a la caldera y el equipo de agua de alimentación de alta presión. La bomba de agua de alimentación será capaz de aumentar la presión arriba de los 22.1 Mpa, por lo que la potencia de esta bomba es mucho mayor que una bomba de agua de alimentación utilizada en una Central Subcrítica.

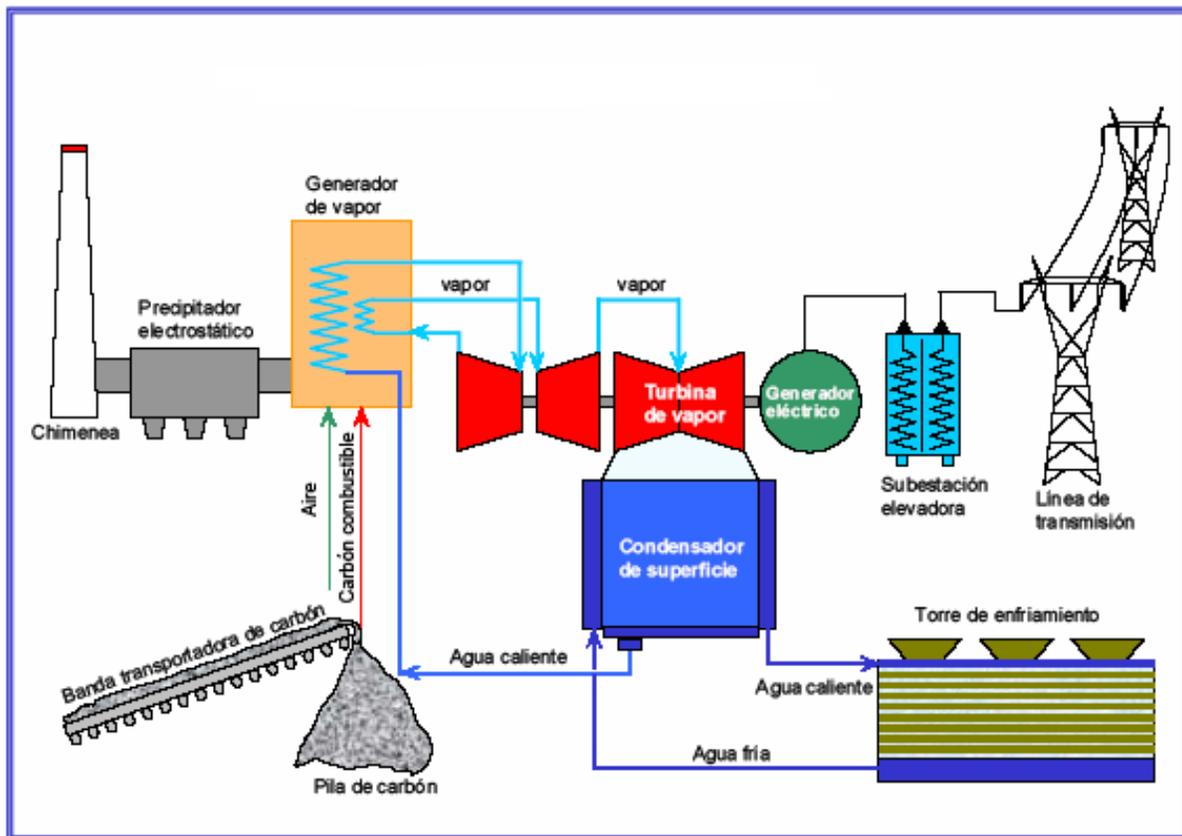


Figura 18.- Esquemas General de una Central de Generación Eléctrica de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón

* La descripción detallada de los equipos de un Central de Generación Eléctrica de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón, además de su función se explican mas a detalle en el capítulo III de este estudio.



Equipo de Control de Emisiones

Las técnicas para el control de contaminantes atmosféricos se pueden clasificar en tres categorías: sustitución de combustibles, modificación a la combustión y control después de la combustión.

La sustitución de combustibles reduce los óxidos de azufre o de nitrógeno al quemar combustibles con menores contenidos de azufre o nitrógeno, respectivamente; las partículas sólidas también se reducen cuando energéticos más limpios son utilizados.

La modificación de la combustión incluye cualquier cambio físico u operacional en la caldera y es aplicado principalmente para el control de los óxidos de nitrógeno.

El control después de la combustión del combustible se utiliza para el control de emisiones de partículas sólidas y para los óxidos de azufre y de nitrógeno.

Equipos para control de emisiones de bióxido de azufre

A la fecha, la tecnología más desarrollada para reducir las emisiones de bióxido de azufre es la desulfuración de los gases producto de la combustión. En ésta descripción se considera un proceso de desulfuración húmedo:

Proceso Chiyoda Thoroughbred 121: se puede utilizar en plantas nuevas y existentes. Consiste en un proceso húmedo de desulfuración de segunda generación que pone en contacto al gas efluente con una solución de carbonato de calcio y con oxígeno en un reactor de burbujeo, para oxidar los óxidos de azufre y obtener sulfatos de calcio (yeso). Este subproducto puede ser utilizado en la industria de la construcción.

Equipos para control de emisiones de óxidos de nitrógeno

Las tecnologías para el control de los óxidos de nitrógeno (NOx) pueden clasificarse en dos categorías:

- Tecnologías para el control de la combustión que incluyen la recirculación de gases, los quemadores de bajo NOx y la combustión en dos etapas
- Tecnologías para el tratamiento de los gases de combustión que comprenden la reducción selectiva catalítica y la no catalítica

La Figura 19 ilustra al reductor selectivo catalítico: en el interior de la caldera se inyecta amoníaco para formar una mezcla con los gases de combustión que luego pasan a través de un lecho catalizador (RSC) colocado en la zona de baja temperatura del generador de vapor. El NOx es descompuesto en nitrógeno molecular N_2 y agua H_2O (Figura 21). El catalizador (RSC) facilita eficientemente la reacción entre el amoníaco y el NOx. (Ver figura 20)

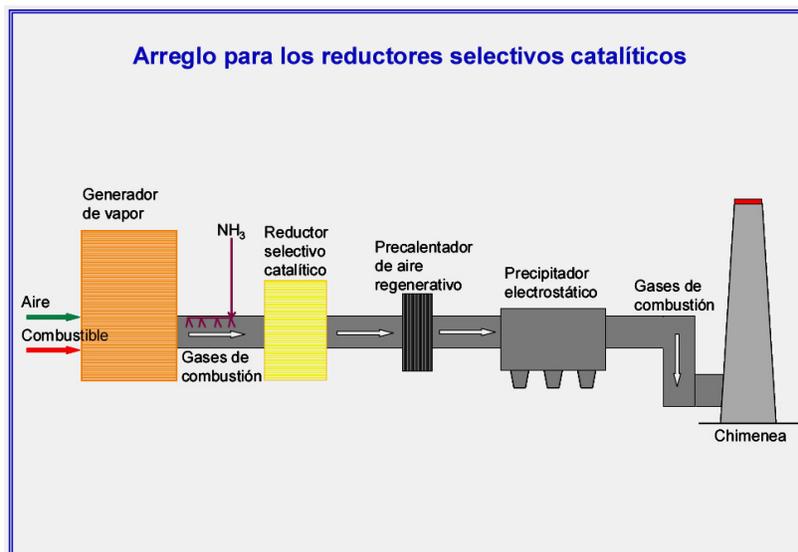


Figura 19. Reductor Selectivo Catalítico

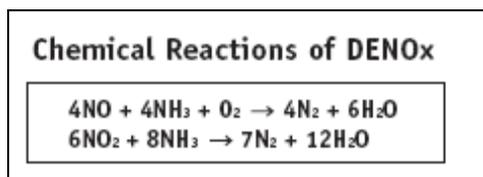


Figura 20. Reacción Química

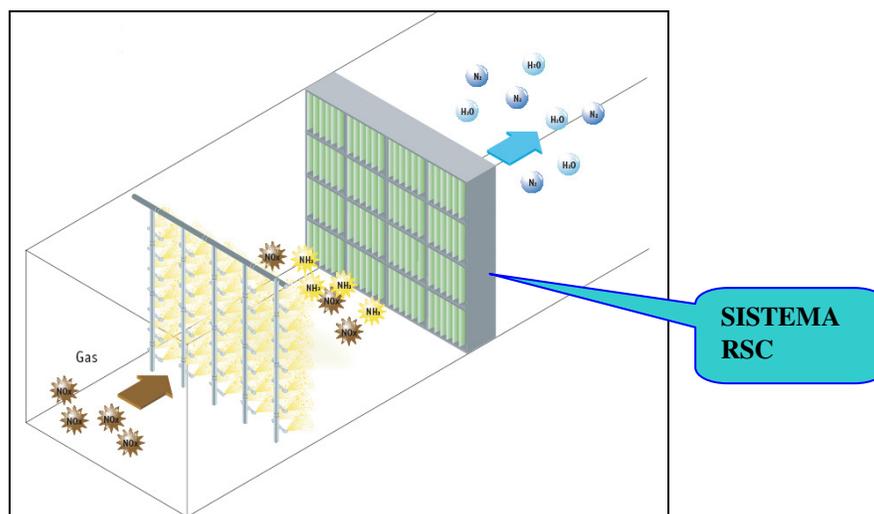


Figura 21. Principio básico de eliminación de NOx

La reducción selectiva no catalítica se basa en la inyección de amoníaco o urea, dentro del flujo de gases de combustión, para reducir los óxidos de nitrógeno a nitrógeno molecular y agua. El proceso es eficiente a bajas temperaturas por lo que se realiza la inyección en el recalentador o el sobrecalentador de la caldera. (Ver figura 22)

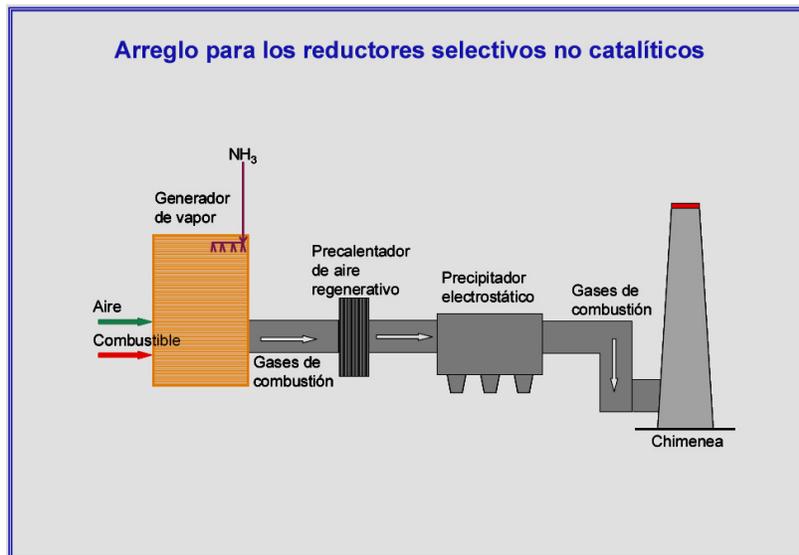


Figura 22. Reducción Selectiva no Catalítica

Fiabilidad de las Centrales Supercríticas

Más de 400 Centrales Supercríticas están operando en los EE.UU., Europa, Rusia y Japón. Debido a los diferentes enfoques en sus diseños y operación, los resultados de su desempeño no son uniformes, pero se ha demostrado que la disponibilidad de Centrales Supercríticas es igual o aun superior que aquéllos de las centrales subcríticas comparables.

Como se puede ver en este capítulo, el carbón presenta características importantes para ser contemplado como combustible base en centrales de generación eléctrica, y aunado a la experiencia a nivel mundial que se tiene en el uso de centrales que operan con ciclo Rankine supercrítico, se tienen buenas expectativas para su utilización en México, por lo que en el siguiente capítulo se hace la descripción de la primera Central Carboeléctrica de Presión Supercrítica en nuestro país.



CAPÍTULO II
DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA
C.C.E. PACÍFICO



II.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO¹³

El día 22 de diciembre de 2005 se firmó el Contrato No. PIF-030/2005, entre CFE y el Consorcio formado por Carboeléctrica Diamante, S.A. de C.V. y Mitsubishi Corporation, que comprende el diseño, la ingeniería, el suministro y la construcción de la Central Carboeléctrica C.C.E. Pacífico, con una Capacidad Neta Garantizada de 651.16 MW a Condiciones de Sitio.

La planta se ubicará en el sitio de Petacalco, dentro de la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles, en el Municipio de La Unión, en el Estado de Guerrero, kilómetro 28.5 de la Carretera Federal 200, Lázaro Cárdenas – Zihuatanejo, a 15 km. al sur de la ciudad de Lázaro Cárdenas, Michoacán.

El proyecto consistirá de un generador de vapor supercrítico, turbina de vapor, generador eléctrico y su equipo asociado. La planta designada como CCE Pacífico genera una capacidad neta de 651.16 MW a un nivel de voltaje de 400 kV interconectado con 230 kV por medio de un autotransformador de 375 MVA.

El generador de vapor es de recalentamiento radiante supercrítico, tiro balanceado, tipo exterior con rango máximo de evaporación continua de 2250 t/h. El generador de vapor estará diseñado para producir vapor eficientemente para la turbina de vapor y utiliza carbón como un combustible base para la operación y aceite diesel para el propósito de arranque.

La turbina de vapor es de condensación recalentada, tres carcasas, flujo cuádruple, tipo interior con condición de vapor nominal de 24.22 MPa, y 538/566 °C. La turbina de vapor que está directamente acoplada al generador eléctrico, estará diseñada para transformar eficientemente la energía del vapor en energía eléctrica en conjunto con el generador eléctrico.

El generador eléctrico es de rotor cilíndrico montado horizontalmente, tipo de campo rotatorio con salida nominal de 756.2 MVA a factor de potencia de 0.9 y temperatura del agua de enfriamiento de 41 °C.

El sistema de agua de enfriamiento principal (Agua de Circulación) utilizado será una mezcla variable de agua de mar con agua de río del Río Balsas para enfriamiento, en un circuito abierto, a través de una obra de toma o fosa, suministrada a través de un canal vertedor, de las unidades existentes. Esta agua de enfriamiento también se utilizará como agua de enfriamiento primaria al enfriador de agua de enfriamiento de circuito cerrado, en el cual el agua de calidad desmineralizada es enfriada para utilizarse para el enfriamiento del equipo auxiliar. La descarga del sistema se llevará a cabo aguas abajo de la obra de toma, en el mismo canal vertedero de agua de circulación existente de las unidades actualmente en operación.

¹³ Toda esta información se tomó del Prontuario de Información Técnica, CCE Pacífico, CFE.



El sistema de agua de la planta utilizará agua cruda de un acueducto y de perforaciones nuevas, y se recibe en los tanques de almacenamiento de agua de servicio y contra incendio. El agua recibida será tratada en la nueva Planta de Desmineralización (Planta de Osmosis Inversa) explotando también la Planta de Desmineralización existente (Intercambio Ionico) y alimenta agua para las Unidades 5 y 6 existentes de Petacalco y la nueva instalación de generación.

El sistema de manejo de carbón el cual sirve para la unidad nueva que se extenderá del sistema de transporte de carbón existente de la Unidad 6 Petacalco, suministrará el carbón a utilizarse como combustible principal de la nueva unidad de generación. El aceite diesel se utilizará como un combustible de arranque para el generador de vapor y para un generador diesel de emergencia.

El sistema de manejo y disposición final de ceniza incluye desde la extracción de la ceniza producida por la combustión del carbón hasta el sistema de transportación existente y descarga de ceniza al área de disposición final. La ceniza será transportada por medio de bandas transportadoras existentes y nuevas bandas hasta el nuevo patio de Ceniza Zona Sur.

El sistema de vapor auxiliar estará interconectado con las unidades existentes para proporcionar vapor suplementario para arrancar la unidad antes de producir vapor para ser extraído de la propia unidad.

La energía producida por esta Planta será transmitida a la Subestación de Potencia Lázaro Cárdenas existente, ubicada dentro del sitio de la Central Plutarco Elías Calles. Ésta estará conectada a una bahía de 400 kV y una conexión hecha a una bahía de 230 kV a través de un autotransformador de 230/400 kV.

También incluye un tendido del segundo circuito de la línea Ixtapa potencia – Pie de la Cuestapotencia en 400kv con 206.5 km de longitud. La operación inicial de esta línea será en 230 kV. Así mismo considera la repotenciación de la compensación serie de 400 kV instalada en la SE Donato Guerra para las líneas de transmisión a Pitirera y Lazaro Cárdenas Potencia. Las figuras 23 y 24 muestran la red asociada y una vista aérea de la Central.

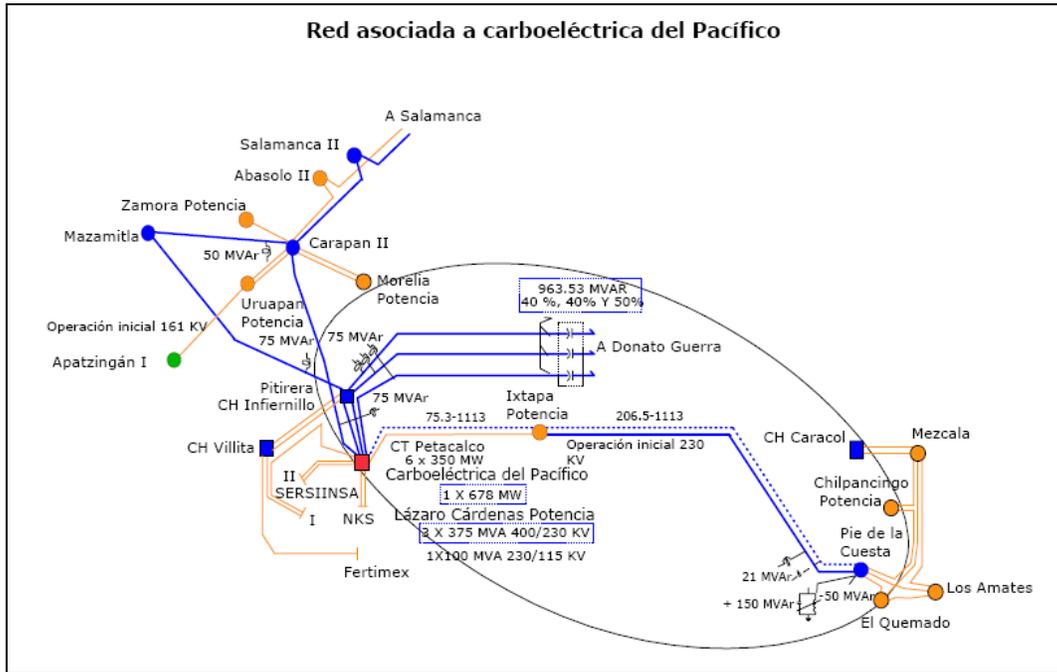


Figura 23. Sistema de conexión a la red eléctrica

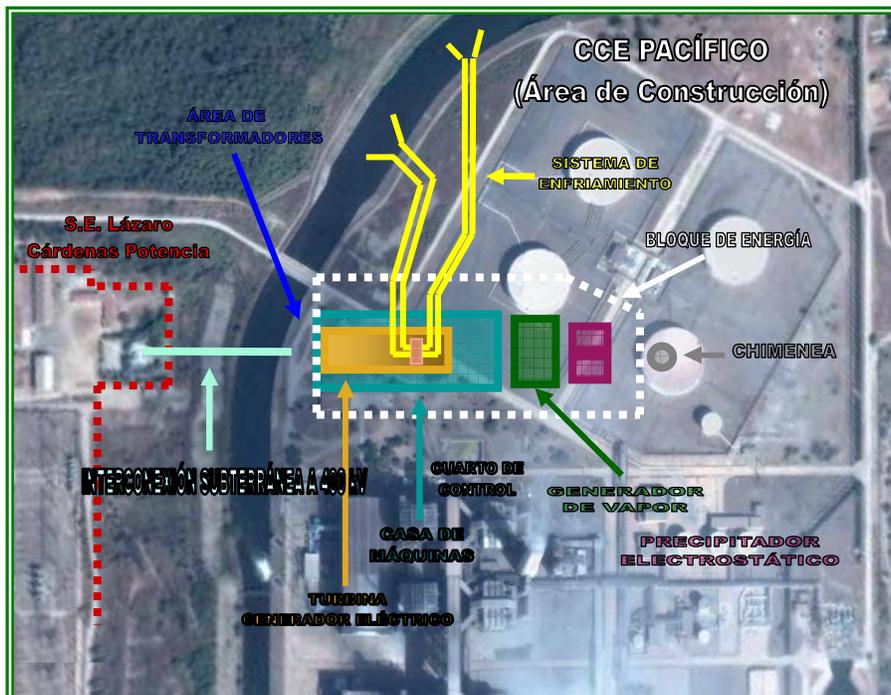


Figura 24. Vista aérea de la CCE Pacífico



II.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y SISTEMAS MECÁNICOS PRINCIPALES.

II.2.1 GENERADOR DE VAPOR

Función del Sistema

El generador de vapor produce vapor sobrecalentado de 542 °C a 25.1 MPa y vapor recalentado de 568 °C, para la turbina de vapor con una capacidad de 651 MW netos a condiciones de diseño.

La capacidad máxima continua del generador de vapor es de 2,250,000 kg/h que cumple la capacidad demandada por la turbina cuando opera a VTA (válvula completamente abierta) con todos los calentadores de agua de alimentación en servicio.

Descripción general del Sistema y sus Componentes

La caldera estará diseñada para quemar eficientemente carbones de diseño (Bituminosos) y adoptará el sistema de quemado tipo directo de aire primario frío, con quemadores de quemado circular empleando pulverizadores verticales. La uniformidad y estabilidad de quemado del hogar no será afectada cuando cualquier pulverizador esté fuera de servicio o sea puesto en servicio.

Sistema de Agua y Vapor

El flujo máximo de agua a través de las paredes de agua se asegurará por la bomba de agua de alimentación. El agua excesiva debido a la dilatación y como resultado de la diferencia entre el flujo mínimo de agua de alimentación y la salida de vapor saturado será descargada del recipiente de separación al condensador. El sistema será completado con la tubería de interconexión, válvulas de control de acción rápida, válvulas motorizadas de aislamiento y separador de agua.

El vapor de salida del separador de agua pasa a través de los sobrecalentadores. El vapor de salida del sobrecalentador final es guiado a la turbina de alta presión (AP) a través de la tubería de vapor principal. El vapor de escape de la turbina de alta presión (AP) regresa al generador de vapor a través del tubo de recalentamiento frío. El vapor de recalentamiento pasa a través de los recalentadores. El vapor de salida del recalentador final es guiado a la turbina de presión intermedia (PI).



Sistema de Combustión de Carbón

El carbón del silo es alimentado al pulverizador a través del alimentador de carbón, en donde el carbón es pulverizado hasta cierto tamaño de partícula el cual es clasificado por el separador rotativo.

El carbón pulverizado y clasificado, es enviado a través de las tuberías de carbón pulverizado al quemador correspondiente por medio del aire primario utilizado en el pulverizador.

El quemador de carbón pulverizado estará diseñado y arreglado para cumplir los siguientes requerimientos:

- Completa consideración sobre la flexibilidad del quemador a la variación de las propiedades del carbón de diseño.
- Combustión estable y económica dentro del rango más amplio posible de salida de la caldera.

El Aceite Diesel se utilizará para combustible de arranque.

La caldera estará equipada con quemadores de aceite, de los cuales la salida podrá cumplir el requerimiento de arranque de caldera y para incrementar la temperatura de aire caliente para cumplir el requerimiento de arranque del pulverizador y para encender el carbón pulverizado exitosamente y que sea un quemado estable. (Ver figura 25)

Sistema de Aire y Gases

El sistema de tiro está diseñado para la operación de tiro balanceado. El aire de combustión de los ventiladores de tiro forzado (FD) (2 x 50%) se calienta en los calentadores regenerativos de aire de tres sectores (2 x 50% de servicio) y es distribuido a la caja de viento del quemador como aire secundario.

El aire primario es tomado de la descarga ventilador de tiro forzado por los ventiladores de aire primario (PA) (2 x 50% de servicio) que proporcionan la presión requerida para pasar el aire primario a través del calentador regenerativo de aire y pulverizadores a los quemadores.

Una porción de aire de los ventiladores de aire primario pasa sin calentarse alrededor del calentador regenerativo de aire como aire primario de atemperación o frío. El aire caliente y el aire frío primarios se mezclan en cada pulverizador para obtener la temperatura de salida de mezcla de combustible – aire deseada del pulverizador.

El gas caliente del ducto de humos del hogar pasa a través del sobrecalentador, recalentador, economizador y el calentador regenerativo de aire.



Separador de Agua

A muy bajo rango de carga más bajo que aproximadamente 25% de carga nominal (carga de transferencia húmeda – seca) el flujo de paso sencillo no es suficiente para la seguridad de las paredes de agua del hogar.

Por lo tanto, en el rango de carga baja, el fluido a la entrada del separador es de flujo de dos fases (vapor y agua) que requiere el separador de vapor/agua, y el vapor separado va al sobrecalentador.

Sobrecalentador, Recalentador y Atemperadores

El sobrecalentador y el recalentador proporcionarán distribución uniforme de flujo y temperatura de vapor a cargas de operación. Se tendrán 3 sobrecalentadores y 2 recalentadores, además del economizador. (Ver figura 26)

Bases de Diseño del Generador de Vapor

Las bases de diseño del generador de vapor son como sigue:

Tipo	Tipo recalentamiento radiante de caldera de paso sencillo de operación de presión supercrítica
Número	Un (1) Juego
Capacidad (BMCR)	2,250 ton/h
Presión de vapor principal en BMCR	25.1 MPa (Salida de sobrecalentador terciario)
Temperatura de vapor principal en BMCR	542 °C (Salida de sobrecalentador terciario)
Temperatura de vapor de recalentamiento en BMCR	568 °C (Salida de recalentador secundario)
Exceso de aire en BMCR	15 %
Combustible	Carbón Aceite Diesel para arranque y soporte
Sistema de arrastre	Arrastre balanceado



Bases de Diseño del Hogar

Dimensiones del hogar

Ancho del hogar	18.2 m
Profundidad del Hogar	16.82 m
Altura del hogar	62.6 m
Volumen del hogar	16.6 m ³
Temperatura del gas de salida del hogar (Salida de sobrecalentador terciario)	1040 °C

Eficiencia del Generador de Vapor

%Carga	Eficiencia de la caldera
100	0.9476
75	0.9528
50	0.9539

Caldera Supercrítica

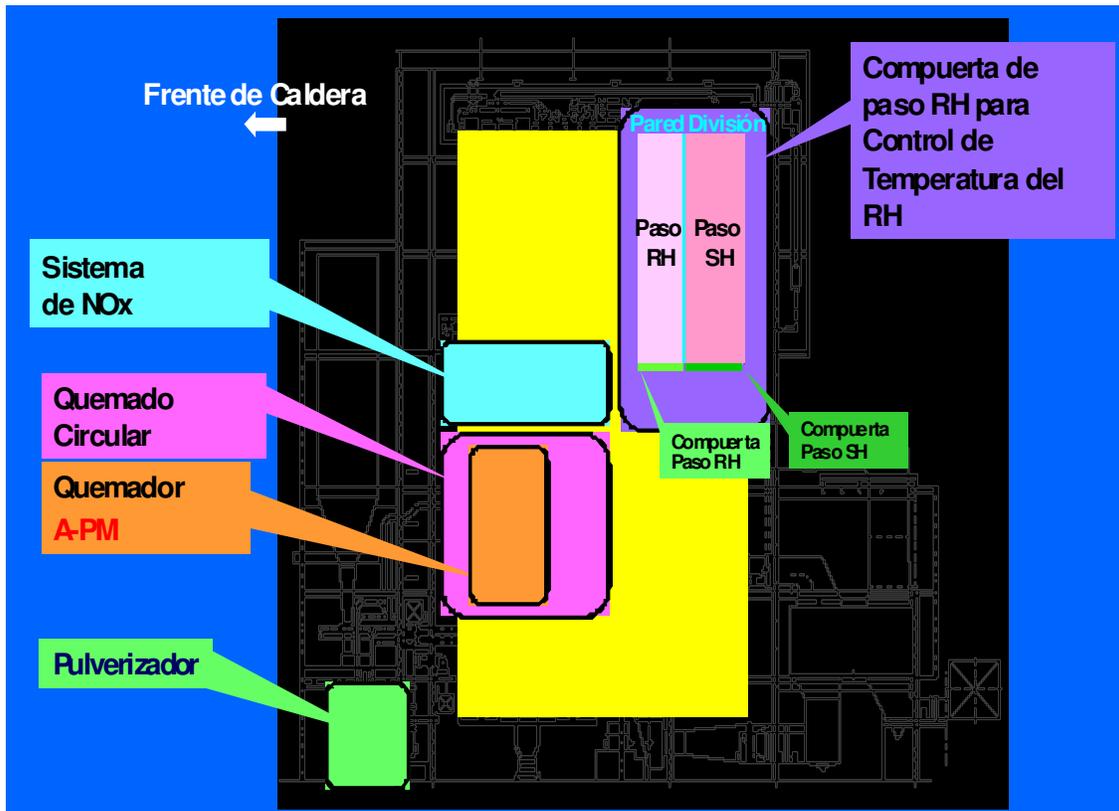


Figura 25.- Sistema de combustión

Caldera Supercrítica

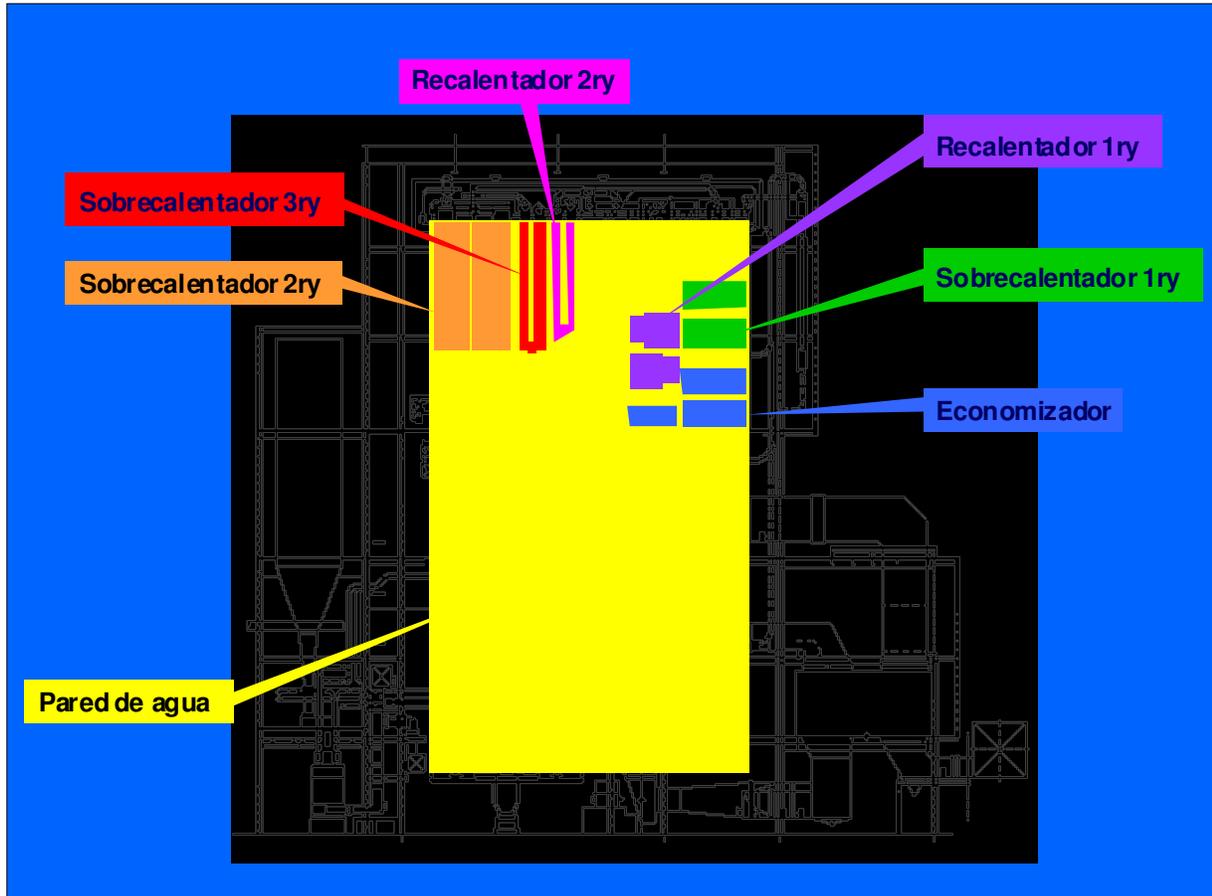


Figura 26.- Componentes principales de la Caldera



II.2.2 TURBINA DE VAPOR

Función del Sistema

La función de la turbina de vapor es generar electricidad con el Generador. El vapor principal y el vapor recalentado generado en la Caldera se utilizan para girar la turbina para la generación eléctrica.

Descripción del Sistema y sus Componentes

La unidad turbogeneradora es una turbina de tres cilindros, escape cuádruple de compuesto en tándem, de recalentamiento de condensado, que consiste de una turbina combinada de Alta presión – Presión intermedia y dos turbinas de baja presión de doble flujo. (Ver figuras 27 y 28)

Turbina combinada de AP – PI

La turbina de AP y la turbina de PI se combinan en un cilindro, formando así una turbina de vapor general compacta.

Aunque la turbina combinada de AP – PI se compone de un solo cilindro externo y un solo rotor, las partes internas de la turbina están compuestas de anillo de álabes, anillos de simulación y carcasa interna.

Estos componentes están separados unos de otros y soportados térmicamente en una manera flexible para reducir la distorsión térmica y el esfuerzo térmico.

Turbina de BP

La turbina de BP tiene construcción simétrica de doble flujo. El cilindro externo y el cilindro interno distribuyen la diferencia de temperatura entre la entrada y el condensador para no imponer el esfuerzo térmico y evitar la distorsión del cilindro. El uso de guías de flujo de escape tipo difusor y una configuración de la cubierta de escape grande minimiza la pérdida de escape.

Sistema de sello y drenaje

El sistema de sello proporciona vapor a la presión adecuada a los sellos de la turbina para evitar fuga de aire dentro, o de vapor, de los cilindros de la turbina a lo largo de los



extremos del rotor. Además el sistema de drenaje recolecta los drenajes generados en varias partes de la turbina durante el arranque o paro.

Válvula de paro principal

La turbina tiene dos válvulas de paro principal idénticas para control de velocidad en el arranque, las cuales son accionadas por actuadores hidráulicos. Se proporciona un interruptor de prueba para el cierre suave de la válvula mientras la unidad está operando.

Válvula Gobernadora

La turbina tiene cuatro válvulas gobernadoras idénticas para el control de velocidad y carga, las cuales son controladas por actuadores hidráulicos individuales. La válvula de vapor es una válvula tipo tapón sellado de anillo montada sobre un vástago de válvula resaltado.

Condensador de vapor de sellos

La mezcla de vapor y aire que deja el sello exterior de la turbina es introducida a un condensador de vapor de sellos de tipo superficie. El condensador de vapor de sellos tendrá dos ventiladores de escape para descargar los gases no condensables a la atmósfera. El vapor que retome de los sellos de turbina de vapor (la entalpía es de 9.21×10^6 kJ/h) se condensará en el condensador de vapor de sellos y se drenará al condensador.

Sistema de Drenaje

La precaución más importante en la operación de la turbina es nunca introducir agua dentro de la turbina. El drenaje, el cual puede producirse en la turbina al arranque o carga baja, es dirigido al condensador u otro equipo a través de válvulas de drenaje las cuales se abrirán cuando operen abajo del 20% de carga.

Interfaces con Otros Sistemas

Vapor Principal

El vapor principal y recalentado se suministra a la caldera a través del sistema de vapor principal y vapor recalentado. El vapor recalentado de baja temperatura pasa a la caldera a través del sistema de vapor recalentado. El vapor de extracción de turbina pasa a los calentadores de agua de alimentación y turbinas de bomba de agua de



alimentación de caldera a través de la tubería de vapor de extracción. El vapor de escape de la turbina pasa al sistema del condensador. (Ver figura 29)

Vapor de sellos y drenaje

El vapor de sellos se suministra de la línea de vapor principal o línea de vapor recalentado por medio del cabezal de vapor auxiliar. Principalmente durante el arranque, el vapor de sellos será alimentado de la línea de vapor principal y a carga alta cuando se establece la presión suficiente en la línea de vapor recalentado, el vapor será alimentado del cabezal de vapor auxiliar.

Parámetros Principales

- a) Tipo de turbina : Turbina de recalentamiento de condensado de escape cuádruple de compuesto Tándem
- b) Salida nominal : 678.36 MW
- c) Velocidad nominal : 3600 rpm
- d) Dirección de rotación : En sentido de las manecillas del reloj de la turbina de vapor al generador
- e) Presión de vapor principal : 24.7MPa
- f) Temperatura de vapor principal : 538 °C
- g) Temperatura de vapor recalentado : 566 °C
- h) Vacío de condensador: 11.1 kPa abs.
- i) Altura del último álabe : 0.749 m

Turbina de vapor

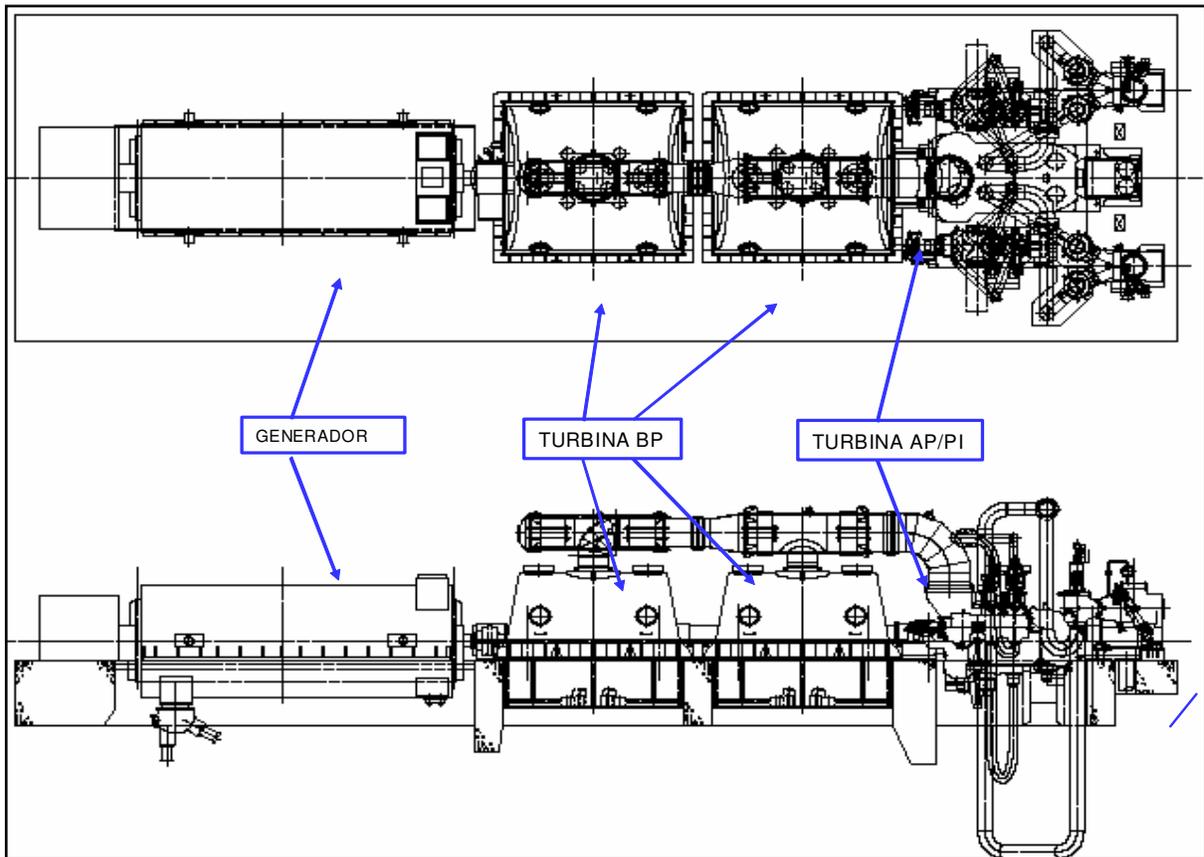


Figura 27.- Configuración de la Turbina de Vapor

...

Turbina de vapor

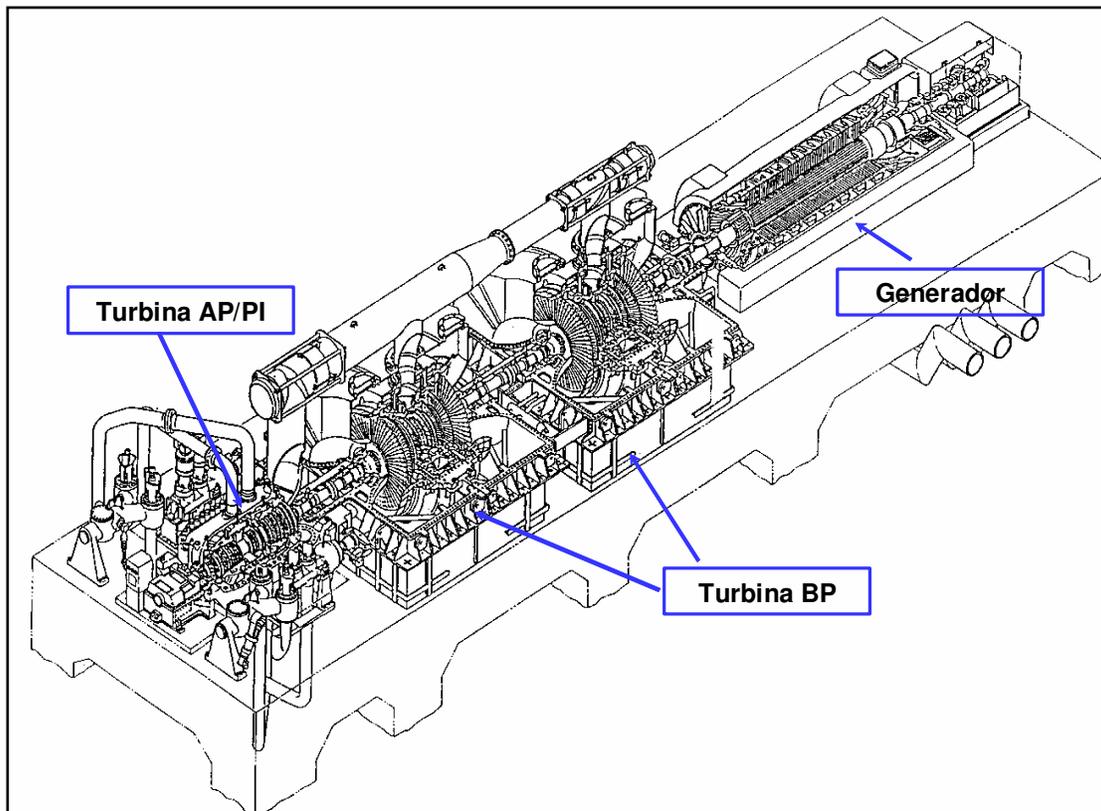
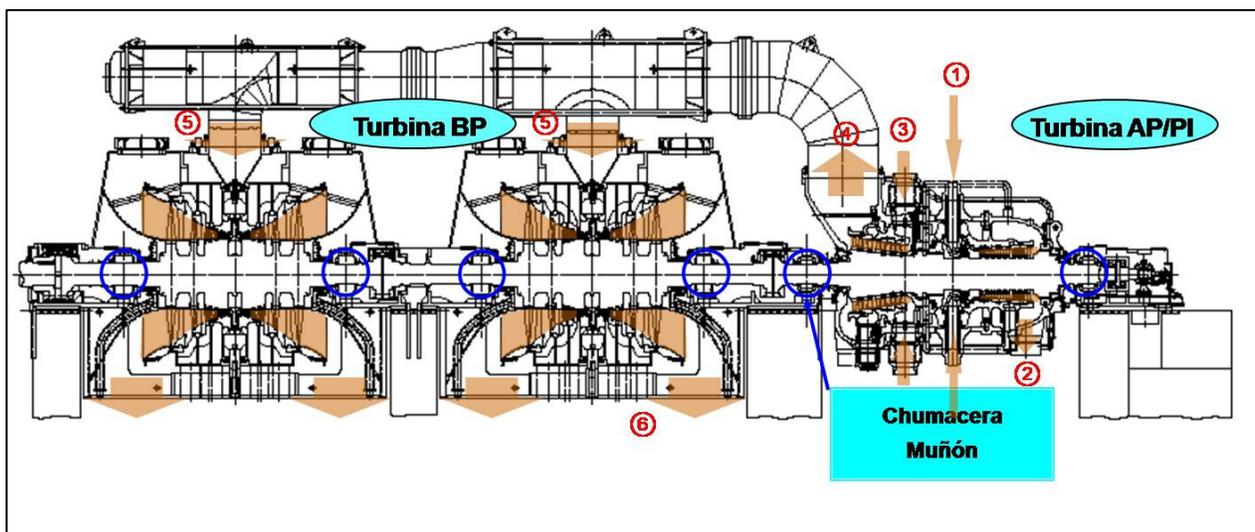


Figura 28.- Turbina de Vapor compuesta en Tandem

Turbina de Vapor



- 1) Flujo vapor principal de Caldera
- 2) Flujo de extracción de Turbina de AP a Caldera
- 3) Flujo vapor recalentado de Caldera
- 4) Flujo de extracción de Turbina PI a Turbina BP
- 5) Flujo vapor de Turbina de PI
- 6) Flujo de extracción de Turbina de BP a Condensador

Figura 29.- Paso de vapor de componentes de la Turbina



II.2.3 SISTEMA DE CONDENSADO

Función del Sistema

La función principal de este sistema es condensar el vapor de escape de la turbina de BP y turbina de la bomba de agua de alimentación de caldera, y entregar el agua de condensado del pozo caliente del condensador al desgasificador. La temperatura del agua de condensado se incrementa mientras pasa a través del condensador de vapor de sellos y calentadores de BP (Baja presión), que se dedican a incrementar la eficiencia del ciclo regenerativo.

Este sistema también incluye el sistema de suministro de agua de repuesto al ciclo. El agua desmineralizada almacenada en el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada es transferida directamente al condensador o por medio del tanque de condensado cuando se requiere.

El agua de condensado también se utiliza como agua de sello para bombas y sellos de válvula, como agua de rocío para los atemperadores.

El sistema de suministro de agua de repuesto transporta el agua al generador de vapor (para el llenado inicial), el sistema de agua de enfriamiento de circuito cerrado y para la regeneración del sistema pulidor de condensado etc.

Descripción del Sistema

El sistema de condensado consiste de pozo caliente de condensador hasta la entrada del desgasificador. Este sistema suministra agua al sistema de agua de alimentación. Cuando el nivel de agua del pozo caliente del condensador se vuelve bajo, el agua de repuesto será transferida del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada. Hay dos bombas de condensado (dos (2) juegos x 100%, una en servicio y otra en reserva). El agua en el pozo caliente del condensador es transferida por la bomba de condensado al desgasificador, por medio del condensador de vapor de sellos, pulidor de condensado y calentadores de BP.

Hay cuatro etapas de calentadores de BP, dos juegos de calentadores de BP No.1/No.2 de tipo combinado ubicados en el cuello del condensador, un juego de calentador de BP No.3 y un juego de calentador de BP No.4.

Para el propósito de vacío de condensador, existirán (2) juegos de bombas de vacío. Cuando esté el modo de quebranto en la preparación del arranque, se operarán dos (2) bombas de vacío para hacer vacío en el condensador. Durante la operación normal



(modo de sostenimiento), el vacío del condensador se mantiene por la operación de una bomba de vacío.

Descripción de los Componentes

Condensador

El condensador será de un paso, presión sencilla con tanques de agua divididos, tubos rectos, soportados desde abajo. El condensador será diseñado y dimensionado basándose en la optimización del sistema de agua de circulación.

Bombas de Condensado

Habrán dos bombas centrífugas de condensado verticales con 100% de capacidad cada una para manejar el flujo de condensado desde el pozo caliente del condensador hasta el calentador del desgasificador. Estas bombas serán accionadas por motores eléctricos.

Bomba de Vacío de Condensador

Existirán dos unidades de bomba de vacío de anillo líquido, capacidad completa, una etapa, selladas con agua y los accesorios para la remoción de aire del condensador.

Descripción de Operación

El vapor de escape de la turbina de baja presión es condensado en el condensador, que está bajo la condición de vacío, mantenido por la bomba de vacío.

La bomba de condensado será operada automáticamente para suministrar condensado del pozo caliente del condensador al desgasificador.

Una línea de succión individual se instala del condensador a cada succión de bomba de condensado. Una bomba está en operación normal mientras que la otra bomba permanece en reserva. Si la bomba en servicio falla, la bomba en reserva se pondrá automáticamente en operación.

Las tuberías de descarga de las dos bombas de condensado se unen en un cabezal común que llega al condensador de vapor de sellos. De este sistema, las tuberías son ramificadas para servir lo siguiente.



- (a) Rocío de válvula de derivación de turbina BP
- (b) Rocío de cortina del condensador
- (c) Rocío de escape de turbina de BP
- (d) Sistema de sello de turbina (rocío de sobrecalentador)
- (e) Dilución para sistema de inyección de químicos
- (f) Sello de válvula, Agua de sello de bomba de alimentación de caldera
- (g) Línea de derrame (a tubería de expansión de caldera)
- (h) Línea de flujo mínimo al condensador

Para el propósito de repuesto del agua de ciclo, el agua almacenada en el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada será transferida directamente o por medio del tanque de condensado. En esta línea, se instala un medidor de flujo para medir la cantidad de agua de repuesto suministrada al ciclo.

Después del condensador de vapor de sellos, el agua de condensado será transferida al desgasificador por medio del calentador de BP (de No.1 a No.4). Los calentadores de BP tipo combinado No.1 y No.2 se proporcionan en el cuello del condensador como dos montantes y seguidos por montante sencillo de los calentadores de BP No.3 y No.4. Para cada par de calentadores (un par como calentadores de BP No.1 y No.2, y otro par como calentadores No.3 y No.4), hay una línea de derivación de condensado con válvula motorizada y válvulas de cierre accionadas por motor.



II.2.4 SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN, Y SISTEMA DE DRENAJE DE CALENTADOR Y VAPOR DE EXTRACCIÓN

Función del Sistema

La función principal de este sistema es entregar el flujo continuo de agua de alimentación requerido por el generador de vapor, a cualquier carga o condición transitoria considerando los requerimientos de flujo y presión del sistema de agua de alimentación.

Descripción del Sistema

El sistema comienza desde el tanque de almacenamiento del desgasificador hasta la entrada del economizador. Este sistema suministra agua de alta presión al generador de vapor. Hay bombas principales de agua de alimentación de caldera de 60% de capacidad cada una accionada por la turbina de vapor (T-BFP) y una bomba de agua de alimentación de caldera accionada por motor (M-BFP) de 30% de capacidad, principalmente para el arranque. El agua de alimentación en el tanque de almacenamiento del desgasificador es transferida al generador de vapor por las bombas de agua de alimentación de caldera por medio de los calentadores de AP. El agua de rocío de la derivación de turbina de AP se suministra desde la salida de la Bomba de Agua de alimentación. El agua de rocío del Sobrecalentador se suministra desde el cabezal de salida del economizador y el agua de rocío del recalentador será extraída de la Inter-Etapa de las Bombas Alimentación de caldera.

Hay tres (3) etapas de calentadores de AP. Se proporcionan dos juegos de calentadores No.6 de AP, calentadores No.7 de AP y calentadores No.8 de AP en dos trenes.

Descripción de los componentes

Bomba de Agua de Alimentación

Habrán tres (3) bombas centrifugas, horizontales, multietapas, de velocidad variable (una bomba accionada por motor y dos bombas accionadas por turbina). Habrán dos (2) bombas de 60% de capacidad cada una accionada por una turbina de vapor y una bomba de arranque y de reserva de 30% de capacidad accionada por un motor eléctrico. El flujo de la Bomba de Alimentación de caldera accionada por Turbina se regulará controlando la velocidad de la turbina de vapor. En el caso de la bomba de alimentación de caldera accionada por motor, el flujo de agua de alimentación será regulado por una válvula de control neumático ubicada en la descarga de la bomba y un



variador de velocidad hidráulico. Cada bomba se proporcionará con un sistema de recirculación de flujo mínimo. Al agua de rocío a los sobrecalentadores del recalentador se suministra desde la etapa intermedia de las bombas principales.

Calentadores de AP No.6, No.7 y No.8

Los calentadores de alta presión son de construcción tipo horizontal, de casco y tubo en "U". Cada calentador de agua de alimentación de AP tendrá tres zonas, llamadas zonas de sobrecalentamiento, condensación y subenfriamiento.

Desgasificador

El Desgasificador es de tipo combinado con tanque de almacenamiento y calentador (calentador de Desgasificador integrado en el tanque de almacenamiento) o, tipo separado.

El calentador del Desgasificador será tipo horizontal, de bastidor con rociadores, con la capacidad para suministrar continuamente agua desgasificada desde la descarga mínima hasta la máxima, con un contenido de oxígeno residual que no excede 0.005 cc/l. El vapor de calentamiento al Desgasificador se suministra del escape de la turbina de presión intermedia o del sistema de vapor auxiliar durante el arranque o la línea de vapor recalentado de baja temperatura el caso de rechazo de carga de la unidad.

EXTRACCIONES, DRENAJES Y VENTEOS DE LOS CALENTADORES DE ALTA Y BAJA PRESIÓN

Función del sistema

La función del sistema de extracción de vapor es dirigir el vapor de extracción de la turbina de vapor a los calentadores de agua de alimentación, y turbinas de accionamiento de bomba de agua de alimentación. El vapor de extracción se utiliza para calentar el agua de alimentación que fluye a través de los calentadores, mejorando así la eficiencia general de la planta.

Este ciclo incluye las siguientes etapas de calentamiento de agua de alimentación:

- Vapor de extracción de Baja Presión al calentador de BP No.1, 2, 3 y 4
- Vapor de extracción de Presión Intermedia al desgasificador y calentador de AP No.6
- Vapor recalentado de baja temperatura a calentador de AP No.7



- Vapor de extracción de alta presión a calentador de AP No.8

La función del sistema de drenaje del calentador es recuperar la máxima cantidad de calor del vapor de extracción de turbina y proporcionar control de nivel del calentador.

La función del sistema de venteo del calentador es remover los gases no condensables de los calentadores.

Descripción del sistema y sus componentes

Sistema de vapor de Extracción

Todas las líneas de extracción tendrán válvulas de no retorno operadas hidráulicamente y válvulas de cierre accionadas por motor, con excepción de las líneas de extracción conectadas al calentador de BP No. 1 y No. 2, montadas en el cuello del condensador, que no tendrá válvulas de no retorno y válvulas de cierre accionadas por motor de acuerdo con las recomendaciones de ANSI/ASME No. TDP-1: "Prácticas Recomendadas para la Prevención de Daños por Agua a las Turbinas de Vapor Utilizadas para Generación de Energía Eléctrica." Adicionalmente se proporcionará en la línea de extracción conectada al desgasificador una válvula de no retorno operada hidráulicamente.

La turbina de accionamiento de bomba de agua de alimentación de caldera (BFPT) es operada por dos tipos de fuentes de vapor. El vapor de extracción de turbina de PI se suministrará a la turbina de accionamiento de bomba de agua de alimentación de caldera en operación normal y el vapor principal se utilizará como vapor de respaldo durante la operación de FCB. El vapor de escape de la turbina de accionamiento de bomba de agua de alimentación de caldera está conectado al condensador.

Sistema de venteos y drenajes del calentador

Los drenajes de los calentadores de agua de alimentación de AP se pondrán en cascada normalmente al calentador subsecuente y finalmente se pondrán en cascada al desgasificador. De forma similar, los drenajes del calentador de BP estarán en cascada al calentador subsecuente, y finalmente se enviarán dentro del condensador. Las líneas de drenaje de emergencia de todos los calentadores se conectan al condensador. Cada drenaje del calentador será controlado por una válvula de control ubicada en la línea de drenaje tan cerca como sea posible del calentador subsecuente, activada por un control de nivel montado en el calentador anterior, para mantener el nivel de operación normal. Las líneas de drenaje están arregladas de tal manera que al quitar uno o más calentadores de servicio, los otros calentadores pueden permanecer



en servicio descargando el drenaje al condensador directamente utilizando las líneas de drenaje de emergencia. Este arreglo evitará la entrada de agua dentro de la turbina.

Descripción de Operación. Sistema de Vapor de extracción (Operación normal).

El Desgasificador es un calentador de contacto directo, que remueve los gases no condensables del condensado y drenajes del calentador de AP entrando al desgasificador. Los calentadores de agua de alimentación restantes son de tipo tubo y casco cerrados con agua de alimentación fluyendo a través de los tubos y vapor de extracción condensado y drenajes subenfriados en los cascos.

Las líneas de vapor de extracción a cada calentador de agua de alimentación, con la excepción de los calentadores de agua de alimentación de BP No.1 y No.2, que están ubicados en el cuello de escape del condensador, incluyen una válvula de cierre operada por motor, válvula de retención, y drenajes de punto bajo.

Las líneas de drenaje con válvulas operadas por energía se proporcionan en puntos bajos en la tubería de vapor de extracción a los calentadores. Durante la operación normal, las válvulas de drenaje se cierran, pero se abrirán por el control secuencial.

Sistema de drenajes y venteos del calentador (Operación Normal)

Los flujos de drenaje normales del calentador son como sigue:

- El drenaje del calentador de AP No.8 hace cascada al calentador de AP No.7
- El drenaje del calentador de AP No.7 hace cascada al calentador de AP No.6
- El drenaje del calentador de AP No.6 hace cascada al desgasificador
- El drenaje del calentador de BP No.4 hace cascada al calentador de BP No.3
- El drenaje del calentador de BP No.3 hace cascada al calentador de BP No.2
- El drenaje del calentador de BP No.2 hace cascada al calentador de BP No.1
- Drenaje del calentador de BP No.1 conectado al condensador

Cada flujo de drenaje del calentador estará controlado por la válvula operada neumáticamente.



II.2.5 PRECIPITADOR ELECTROSTÁTICO

Características Generales

El precipitador electroestático está diseñado para cumplir una emisión máxima de partículas de 110 mg/m^3 , (en referencia a 5 % de O_2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$ en base seca y 1 atmósfera) desde 60 a 100 % de carga con quemado de carbón A, B y mezcla de carbón A y carbón B.

Velocidad de los gases

Los ductos de gases estarán dimensionados de manera que la velocidad del fluido no exceda de 15 m/s , salvo que se tenga la necesidad de aumentarla para evitar el asentamiento de la ceniza en los ductos.

Presión

Las paredes exteriores del precipitador, techos, partes internas, tolvas y ductos, estarán diseñados para soportar una presión diferencial de más de 4.9 kPa y menos de 6.22 kPa sin deformación permanente.

Caída de presión

La máxima caída de presión por el lado gases, desde la salida del calentador regenerativo de aire hasta la entrada del ventilador de tiro inducido no será mayor de $0,43 \text{ kPa}$ para cualquier condición de operación.



II.2.6 SISTEMA DE VAPOR PRINCIPAL, VAPOR RECALENTADO Y DERIVACIÓN DE TURBINA

Sistema de Vapor Principal

Función del Sistema

La función del sistema de vapor principal es dirigir el vapor de alta temperatura y alta presión de la salida del sobrecalentador de caldera a la turbina de alta presión.

Descripción del Sistema

Los componentes en este sistema incluyen tubería de vapor principal, válvulas de seguridad, válvulas de alivio accionadas por energía, y líneas de drenaje de calentamiento.

Descripción de los Componentes Principales

(1) Tubería de vapor principal

Hay dos tuberías de vapor principal desde el sobrecalentador de caldera y una tubería de interconexión para igualar la presión. La tubería de derivación de turbina de Alta Presión (AP) se conecta a la tubería de interconexión.

(2) Válvula de alivio de seguridad y válvulas de alivio accionadas por energía

(3) Línea de drenaje de vapor principal

La línea de drenaje de calentamiento se proporciona en la tubería de vapor principal cerca de la entrada de la válvula de paro de vapor principal de la turbina. La línea de drenaje contiene válvula de drenaje operada por motor. El drenaje de calentamiento desde la tubería de vapor principal será sobrecalentado por el sobrecalentador y enrutado al condensador.

Descripción de Operación (Operación Normal)

El vapor principal ingresa a la turbina de alta presión a través de la tubería de vapor principal.



Durante el arranque de la unidad, la válvula de drenaje de vapor principal se abrirá para calentar el vapor principal.

Sistema de Vapor Recalentado

Función del Sistema

La función del sistema de vapor recalentado es mejorar la eficiencia general de la planta incrementando la energía de vapor que una vez fluyó a través y ha escapado de la sección de AP de la turbina.

Descripción del Sistema y sus Componentes

El sistema de vapor recalentado incluye tubería de recalentado frío y caliente. El vapor del escape de la turbina de AP fluye a través de la tubería de recalentado frío a la entrada del recalentador de la caldera. En el recalentador, el vapor es calentado de nuevo y luego dirigido a la turbina de PI a través de la tubería de recalentado caliente.

El vapor para el vapor auxiliar y calentador de agua de alimentación No.7 es extraído de la tubería de recalentado frío.

Descripción de los Componentes Principales

(1) Tubería de recalentado frío

Hay dos tuberías de recalentado frío y una tubería de interconexión.

Una línea de drenaje estará instalada en el punto bajo de cada línea de recalentado frío. La línea de drenaje se instala al agua de drenaje y para evitar que sea inducida dentro de la turbina. La línea de drenaje es dirigida al múltiple de drenaje del condensador. La línea de drenaje contiene una válvula neumática de drenaje, que es controlada secuencialmente con la carga de la unidad y el nivel detectado por interruptores de nivel en la fosa de drenaje. El agua de rocío para el atemperador del recalentador se obtiene de las boquillas de sangrado interetapas de las bombas de agua de alimentación de caldera.

(2) Tubería de recalentado caliente

La tubería de recalentado caliente consiste de las siguientes secciones:



- Desde la salida del recalentador a la confluencia: Dos tuberías de recalentado caliente
- Desde la confluencia anterior a la divergencia: Una tubería de recalentado caliente
- Desde la divergencia anterior a la entrada de la turbina de PI: Dos tuberías de recalentado caliente.

El vapor recalentado caliente ingresa a la turbina de PI a través de dos líneas de vapor. Cada línea contiene una válvula de paro de recalentado y una válvula interceptora en la entrada de la turbina de PI.

Durante la operación normal, el vapor es admitido a través de la válvula de paro e interceptora, para accionar la turbina de PI. Una línea de drenaje está instalada en el punto bajo de la tubería de recalentado caliente cerca de la entrada de la turbina de PI.

La línea de drenaje es dirigida al múltiple de drenaje del condensador y contiene una válvula de drenaje operada por motor, la cual es controlada secuencialmente con la carga de la unidad.

Descripción de Operación (Operación Normal)

El vapor del escape de la turbina de AP fluye a través de la tubería de recalentado frío a la entrada del recalentador de caldera. En el recalentador, el vapor es calentado de nuevo y luego dirigido a la turbina de PI a través de la tubería de recalentado caliente.

Durante el arranque de la unidad, las válvulas de drenaje de la tubería de recalentado frío / caliente se abrirán para calentar la tubería de recalentado frío / caliente.

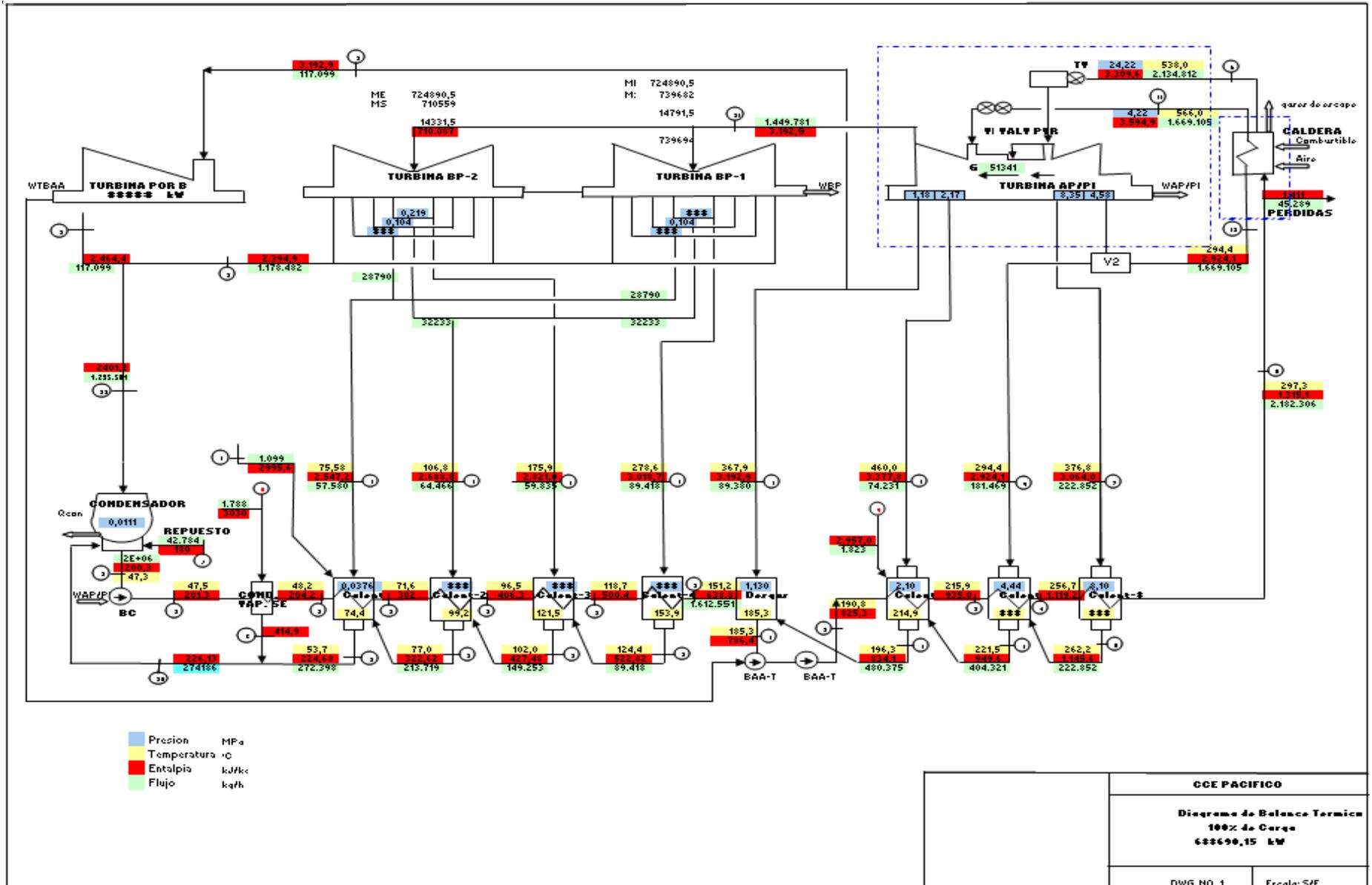


II.2.7.-BALANCES TÉRMICOS (100%, 75% Y 50% DE CARGA)

A continuación se muestran los balances térmicos de la Central Carboeléctrica “CCE Pacifico”, en los que se observa una disposición simplificada de equipos y sistemas que conforman la Central, así como las propiedades termodinámicas del fluido de trabajo (isla de vapor) a diferentes cargas de operación. (100%, 75% y 50%). Lo que servirá para posteriormente analizar la Central y predecir su comportamiento real.

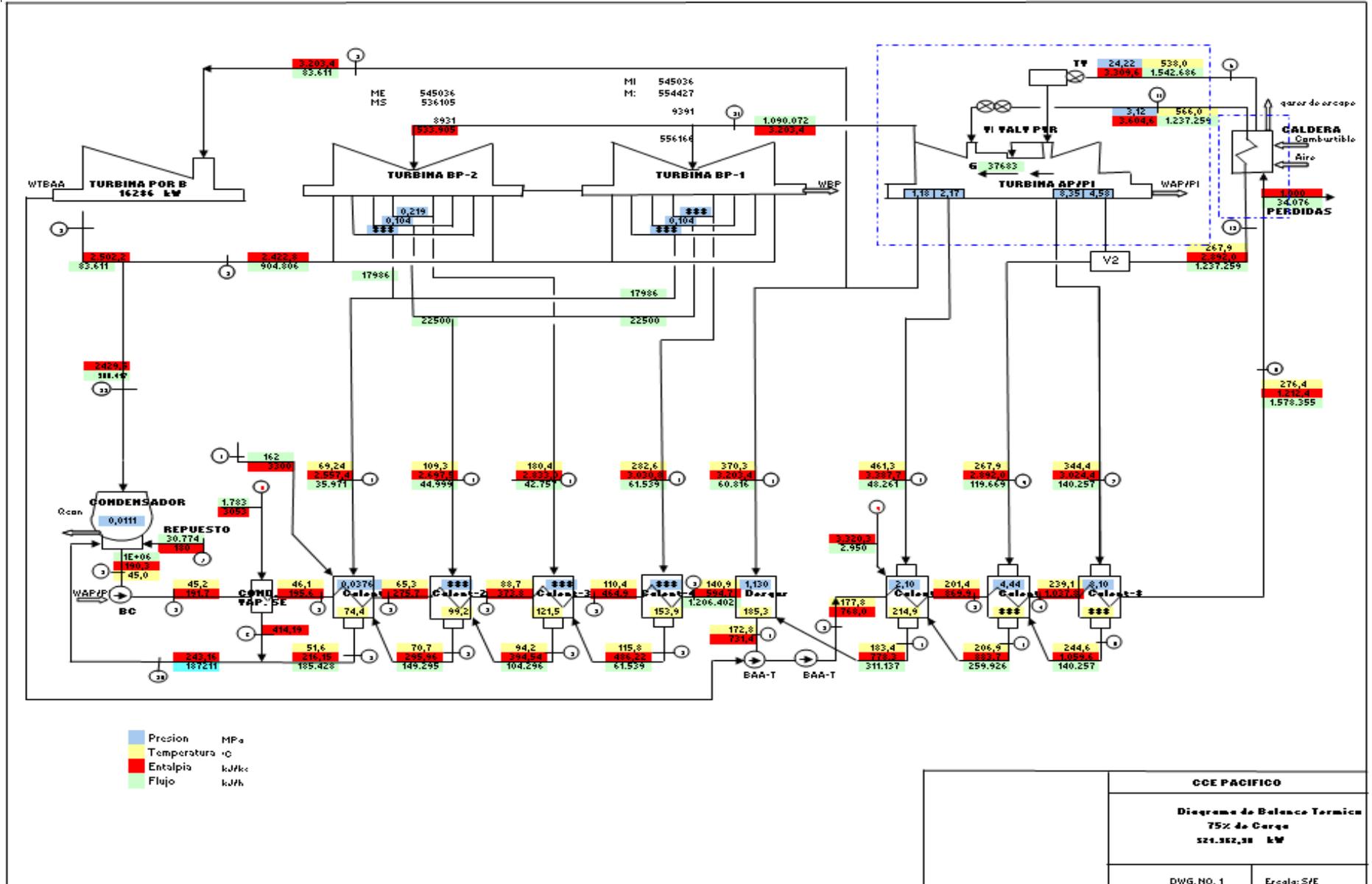


ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA



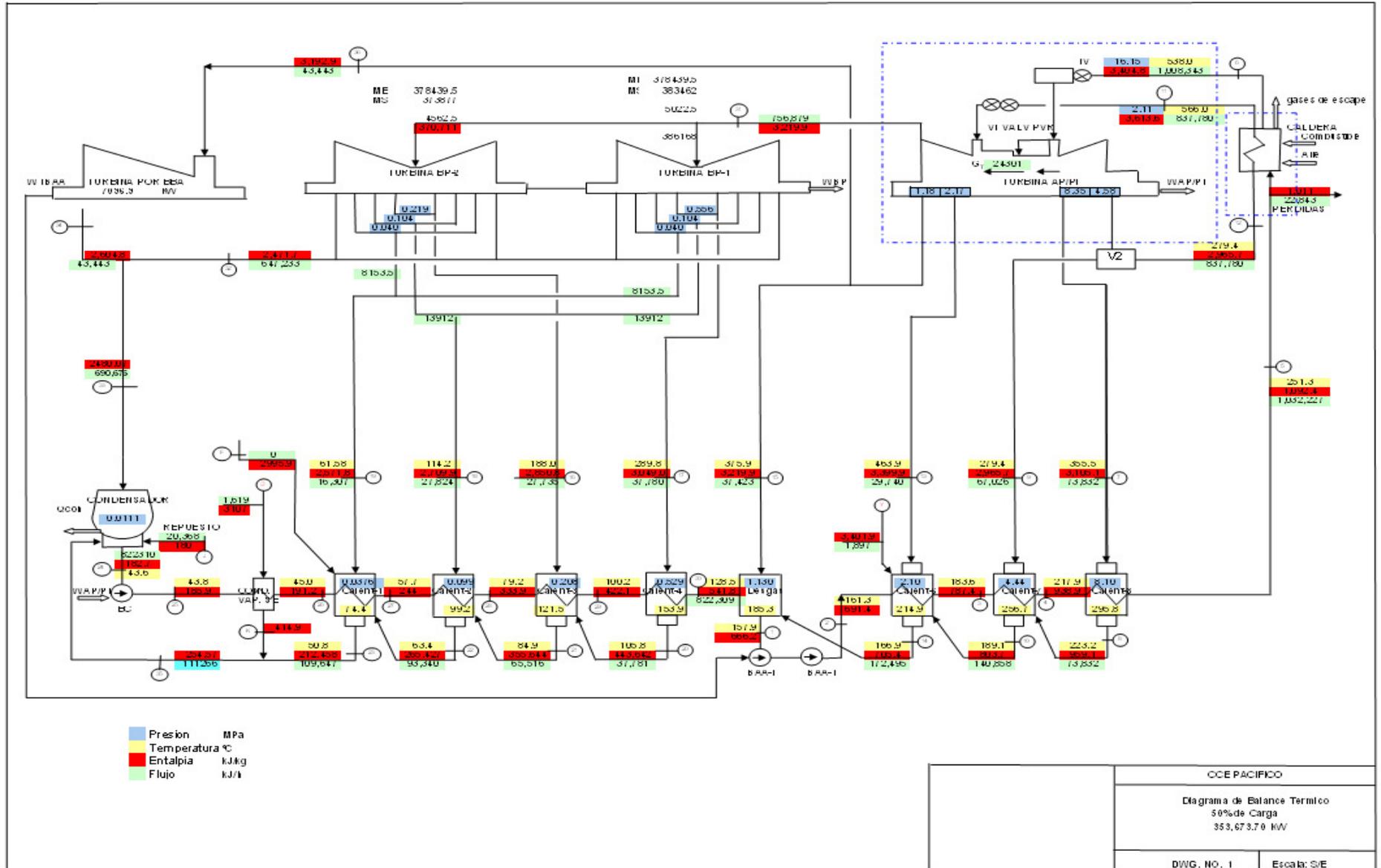


ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA





ESTUDIO TERMOECONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA





II.2.8.- TABLA DE PROPIEDADES (100%, 75% Y 50% DE CARGA)

A partir de los balances térmicos expuestos en el apartado anterior se realizaron las tablas de propiedades termodinámicas (flujo, presión, temperatura entalpía, entropía, y exergía, este último concepto se analizará en el capítulo IV) del fluido de trabajo (isla de vapor) a diferentes cargas de operación de la Central (100%, 75% y 50% de carga).

Los valores de las propiedades que no se muestran en los balances se calcularon con formulas IF97 de tablas de vapor en excel, dichos valores aparecen en las tablas en color gris. Las propiedades del agua en el ambiente estable de referencia (AER) se resaltan en negritas en la tabla a 50% de carga. Las tablas de propiedades del fluido de trabajo se muestran en el Anexo 1 de este estudio.



II.2.9.- DIAGRAMA T – S (100% DE CARGA)

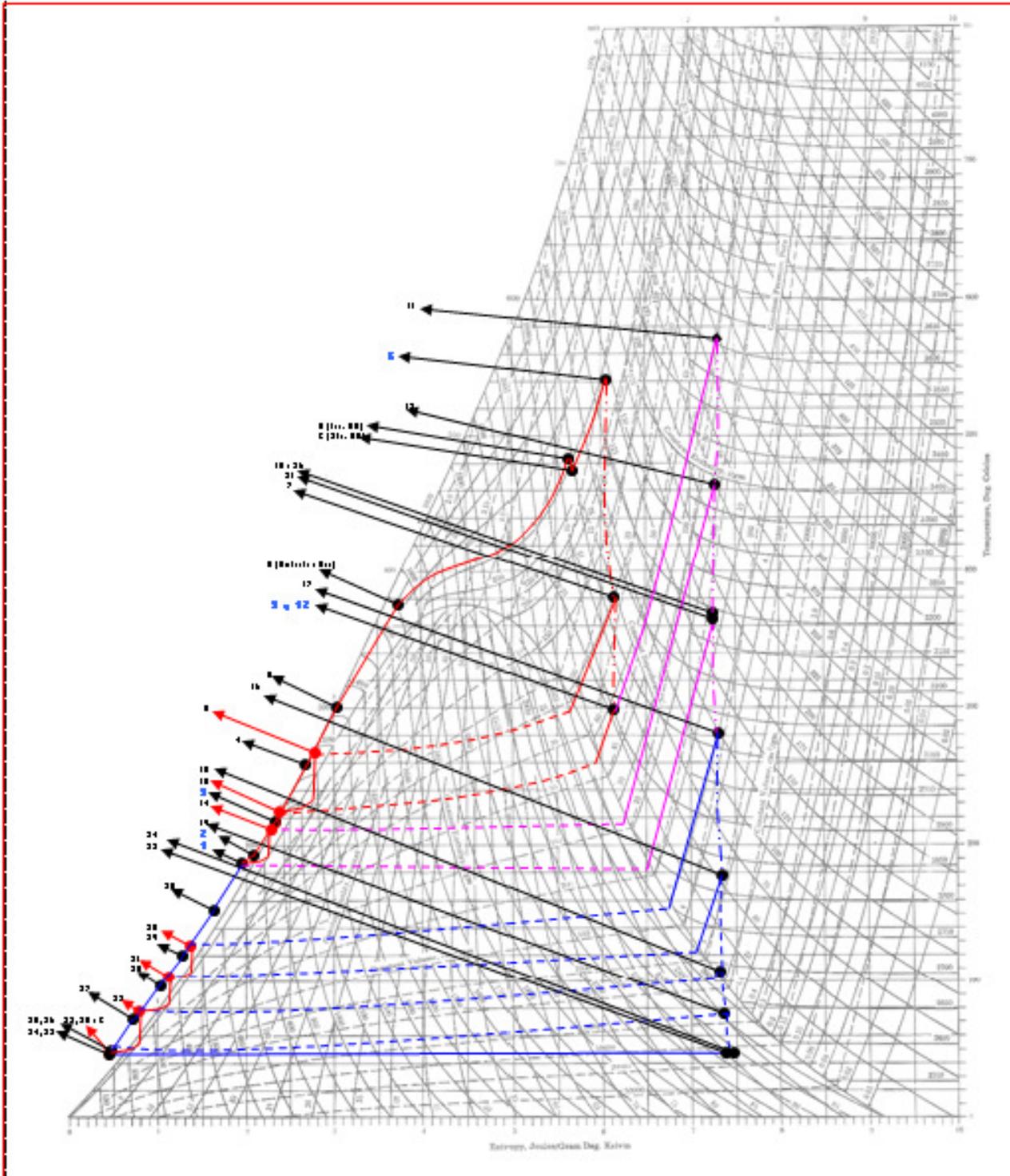
Con el objeto de presentar el funcionamiento de la Central se dibujó el diagrama Temperatura - Presión (T-S), en donde se puede observar los procesos reales del fluido de trabajo (agua), así como su cambio de estado del mismo.

Se observa el proceso supercrítico de vapor, en donde la línea de presión del agua sobrepasa la campana de saturación haciendo de que el agua pasa del estado líquido a vapor en un solo paso (1-5), también se observa el proceso de sobrecalentamiento (5-6), el recalentamiento del vapor (12-11), la expansión del vapor o trabajo de turbina (6-7), (7-9),(11-13),(13-15),(31-32),y el proceso de condensación (33 -24).

Como se puede observar en este capítulo se mostraron las características mas importantes de la central CCE Pacifico, tanto de equipos como de flujos de materia que la integran, lo que sirvió como base para la realización de su estudio termoeconómico, pero para completar las base para dicho estudio, se llevo acabo el análisis de combustión, el cual se presenta en el siguiente capítulo.



DIAGRAMA T-S
C.C.E PACIFICO
651 MW





**CAPÍTULO III
ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN
SISTEMA AIRE - GASES**



DESARROLLO

Con el objeto de conocer valores básicos para modelar el desempeño de la Central “CCE Pacífico”, en este capítulo se analiza al sistema aire – gases (proceso de combustión) de la Central a 100 % carga. Los valores a determinar serán: el consumo de combustible y de aire, que servirán para conocer la cantidad de energía suministrada a la caldera. También se presenta el análisis químico del carbón utilizado en la Central.

III.1.- ANÁLISIS QUÍMICO DEL CARBÓN

Para el análisis de la combustión se considera que las cenizas contenidas en el carbón no intervienen en la reacción química. Además de la cantidad de cloro es muy pequeño comparada con los otros elementos, este también no tomará parte de nuestro análisis. El carbón empleado es carbón bituminoso tipo A. la composición final del carbón es la que se muestra a continuación: Tabla 2.¹⁴

<u>Análisis Final</u>	<u>% Peso</u>
Hidrógeno	5.068
Carbono	74.6625
Nitrógeno	1.629
Oxígeno	8.1088
Azufre	0.9955
Cloro	0.0362
Humedad total	9.5
Total	100

Tabla 2. Composición de carbón sin ceniza y sin cloro.

Compuesto	Composición
C	0.746625
H	0.05068
O	0.081088
N	0.01629
S	0.009955
W	0.095

Tabla 3.- Composición del carbón (base atómica)

¹⁴ Prontuario de Información Técnica, CCE Pacífico, CFE.



III.2.- ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN

Para el análisis de combustión se considera un volumen de control en el cual tenemos dos reactivos: el combustible y el aire (en el análisis exergoeconómico conocidos también como fuel), para producir calor (producto) que se le transferirá al agua para generar vapor, además de producir gases de combustión como desecho (Perdidas).

El volumen de control se muestra en la siguiente figura 30:

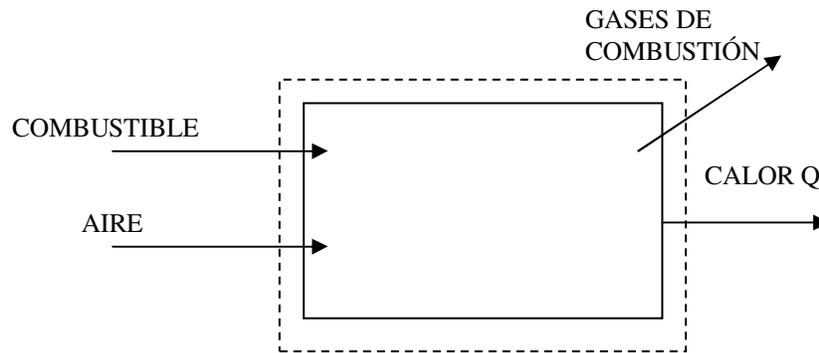


Figura 30.- volumen de control para el análisis de combustión

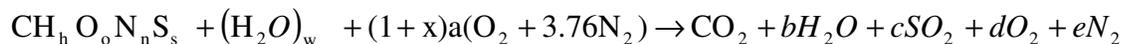
Ambiente Estable de Referencia (AER)

Para el presente análisis se considerará el AER a una temperatura de 25 °C y una presión de 1 atmósfera (101.32 kPa).

Ecuación química de combustión

Se tomara un exceso de aire de un 20 %

Carbón + 1.2 de aire teórico → Producto



Siendo el vector $f = [c, h, o, n, s]$ el vector de composición atómica cuyos elementos se determinan de las relaciones siguientes.

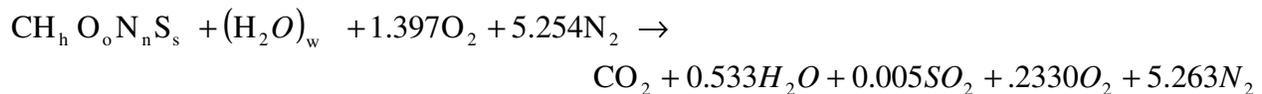
$$h = \frac{H (12.011)}{C (1.008)} \qquad n = \frac{N (12.011)}{C (14.007)} \qquad o = \frac{O (12.011)}{C (15.999)}$$



$$s = \frac{S (12.011)}{C (32.064)}$$

$$w = \frac{W (12.011)}{C (18.015)}$$

Y x el exceso recomendado. Por tanto realizando el balance con el exceso de aire se obtiene la siguiente ecuación química:



A partir de la cual se obtuvo la relación aire combustible

Relación aire combustible r a/c

$$r \text{ a/c} = \frac{\text{PM aire}}{\text{PM combustible}}$$

$$r \text{ a/c} = \frac{16.081}{192.023} = 11.94 \frac{\text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{comb}}}$$

Gasto de combustible G_c

El Generador de vapor de la central termoeléctrica Pacífico tendrá un consumo de combustible de 20.49 T/h o 55.7 kg/s de carbón a 100% de carga, por tanto:

$$G_c = 55.7 \text{ kg/s}$$

Gasto de aire G_a

El gasto de aire se obtendrá con el consumo de combustible y la relación aire-combustible como se muestra a continuación:

$$G_a = G_c * r \text{ a/c}$$



III.3.- BALANCE DE MASA DE REACTIVOS Y PRODUCTOS

Conociendo el gasto de combustible, la relación aire-combustible y teniendo la ecuación química de combustión balanceada, se obtuvo la cantidad aire empleado, así como la cantidad de gases de combustión, lo que servirá para conocer la energía de los reactivos y de los productos de combustión en el lado aire-gases. Los balances de masa de los reactivos y productos del proceso de combustión se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 4.- FUEL (Entrada)

	PM(kg/kmol C)	kmol/s	kg/s
combustible	16,08123491	4,42937656	55,7
Aire	192,023366	52,89045281	665,1044863
Total	208,1046009	57,31982937	720,8044863

Tabla.5.- PRODUCTOS (salida)

GASES DE COMBUSTION

	PM(kg/kmol)	kmol/s	kg/s	kg/kmol C	%
CO ₂	44,009	12,07203276	151,8074193	44,009	21,06083163
H ₂ O	18,015	2,633906659	33,12172694	9,601995	4,595105548
SO ₂	64,062	0,087863683	1,104897509	0,32031	0,153286714
O ₂	31,998	2,045114651	25,71758903	7,455534	3,5679008
N ₂	28,04	40,48091162	509,0528535	147,57452	70,6228753
Total	208,961359	57,31982937	720,8044863	208,961359	100

III.4.- ENERGÍA DE LOS REACTIVOS

El calor obtenido por el proceso de combustión será proporcionado por los reactivos, la energía proporcionada por estos, de manera general se puede considerar como:

$$H_{\text{Total}} = (H_{\text{comb}} + H_{\text{aire}})_{\text{Termodinámica}} + (H_{\text{comb}} + H_{\text{aire}})_{\text{Química}}$$

Como el combustible y el aire ingresan a nuestro volumen de control a la temperatura del AER la energía termodinámica es iguala a cero por lo que la ecuación se reduce a:

$$H_{\text{Total}} = (H_{\text{comb}} + H_{\text{aire}})_{\text{Química}}$$



La energía química del combustible corresponde a su Poder Calorífico Superior (PCS), pues se considera que el agua producto de la combustión sale en estado gaseoso. El PCS se calcula mediante la Correlación de Boie para combustible sólidos, la cual se muestra a continuación.

Correlación de Boie ¹⁵:

$$PCS = 422.40 + 117.19 * h - 177.52 * o + 87.96 * n + 335.61 * s \left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol C}} \right]$$

Por su parte, el aire que es tomado del ambiente a una temperatura de 25 °C y una presión de 1 atmósfera (101.32 kPa), con una humedad del 60%, posee una entalpía calculada con la siguiente ecuación:

$$h_{ah} = h_a + \omega h_v$$

Donde h_a es la entalpía del aire seco y h_v es la entalpía específica del vapor de agua y ω la humedad específica del aire.

Aplicando las relaciones psicrométricas con una humedad del 60% se encuentra que $\omega = 0.012$ (kg agua / kg aire seco)

Como el aire que entra al sistema se encuentra a la misma temperatura del AER la h_a es igual a cero. Por tanto la ecuación se reduce a:

$$h_{ah} = \omega h_v$$

Considerando que la entalpía específica del vapor de agua a una temperatura de 25 °C es igual a 2441.705 kJ/kg aplicando la ecuación se obtiene que la $h_{ah} = 29.30$ kJ/kg de aire que entra al volumen de control.

III.5.- ENERGÍA DE LOS PRODUCTOS

Los gases productos de la combustión al salir del volumen de control poseen una cierta cantidad de energía, la cual dependerá de la temperatura de salida, dicha temperatura es de 130 °C según el prontuario de información técnica. Para conocer la entalpía de los gases de combustión y considerando a estos gases un gas ideal se cumplirá:

$$dh = C_p(T) dT$$

$$h_f - h_i = \sum n_i \int_{T_i}^{T_f} C_p(T) dT$$

¹⁵ Valero Antonio "Apuntes de Termoeconomía" Curso de Posgrado U. De Zaragoza.



Donde n_i es el número de kmol de un gas de componente por kmol de combustible y $C_p(T)$ se puede aproximar mediante el polinomio:

$$C_p(T) = A + BT + CT^2 + DT^2 \text{ (kJ/kmol)}$$

Para nuestro análisis los productos de combustión son una mezcla de 5 gases, CO_2 , H_2O , SO_2 , O_2 , N_2 , y se obtuvo que a 100% de carga de la Central, el calor perdido en los gases de combustión es de 40015,502 kW, los cálculos se muestran en el anexo 2 de este estudio.

El análisis de combustión presentado en este capítulo servirá para posteriormente realizar el balance de energía de la Central, dicho balance se muestra en el siguiente capítulo junto con el análisis termoeconómico de la Central.



CAPÍTULO IV
ANÁLISIS EXERGOECONÓMICO
DE LA C.C.E. PACÍFICO



IV.1.- DESARROLLO

Para llevar a cabo el estudio (Análisis Termoeconómico de la Central CCE Pacífico), desarrollado en este capítulo, en un principio se delimitó el problema a tratar seleccionando un nivel de agregación adecuado, dicho nivel de agregación es la isla de vapor y se muestra en el Capítulo III, con los balances térmicos de la Central a 100%, 75% y 50% de carga.

Entrando al contenido de este capítulo, este consta de una introducción a los conocimientos teóricos sobre el análisis exergoeconómico, como son la exergía, la teoría del costo exergético y la teoría del costo exergoeconómico, es decir las bases para el desarrollo del estudio.

Ya mostradas las bases del estudio se presenta su aplicación a la Central en la memoria de cálculo, aplicado en primera instancia a la Central a 100% de carga, ya que una vez obtenido los resultados en hojas de Excel, se modelara la Central a 75% y 50% de carga.

Al final de este capítulo se presentan los resultados del estudio, con su respectivo análisis.

La información requerida para el análisis exergoeconómico, se obtuvo a partir del prontuario de información técnica de la central y del COPAR 2008 de Generación de CFE (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico), que es una base de información para la evaluación económica de proyectos y tecnologías del sector eléctrico.



IV.2.- ANTECEDENTES

El primer principio de la termodinámica, o postulado de conservación de la energía, establece que la energía se transforma de una forma a otra (calor, electricidad, química, cinética, etc.), pero siempre la suma de todas ellas se mantiene constante a lo largo del todo proceso completo.

¿Como hablar entonces de problema de energía, si el valor total permanece constante? La respuesta esta en el segundo principio: Tarde o temprano, todo flujo energético acaba por convertirse en calor que se cede al ambiente y deja de ser utilizable.

La degradación de la energía contenida en los diversos recursos (sol, petróleo, carbón, leña, etc.) imposibilita su reciclado, o más exactamente: para recomponer el recurso original necesitaríamos más energía de la que podríamos recuperar utilizándolo nuevamente. Por ello existe el problema energético: la necesidad de encontrar continuamente nuevas fuentes de suministro.

Hasta su degradación final en el estado muerto, la energía puede transformarse en trabajo mecánico en diferentes proporciones según su naturaleza. La calidad intrínseca a cada forma de energía puede ser medida y expresada numéricamente mediante la variable termodinámica "Exergía".

El concepto de exergía no es reciente, la primera referencia aparece en el trabajo de J.W. Gibbs en 1875 titulado¹⁶ "On the equilibrium of Heterogeneous Substances", en donde le llama "Available Energy of The Body and Medium" (energía disponible del cuerpo y del medio).

En 1889 el francés Gouy propuso, con el nombre de "Energie Utilisable" (energía utilizable), el empleo de una nueva función termodinámica para generalizar el hecho conocido de que solamente una fracción de energía térmica puede ser convertida en energía mecánica.

En 1935, en Alemania se publicó un trabajo de termodinámica del Yugoslavo E. Bosnjakovic, donde propone la aplicación práctica del concepto de exergía y en el que maneja a ésta como la "Technische Arbeitsfähigkeit" (Capacidad de trabajo técnico).

En 1951 el norteamericano Joseph H. Keenen publicó un artículo cuyo propósito era el de desarrollar el concepto de Gibbs en forma más general de lo que había hecho hasta la fecha. Propone entonces una nueva función de estado equivalente a la exergía, a la que llamó "Availability" (disponibilidad).

¹⁶ Ricardo Rivero R, Gisela Montero A. Ricardo Pulido. Terminología para la aplicación del método de Exergía.
<http://homepages.mty.itesm.mx/jllopez/exer.htm>



Posteriormente, en 1953, el alemán E. Schmidt se refiere a la exergía como "Technische Maximale Arbeit" (trabajo técnico máximo).

En 1955, el francés Gibert nombra a la exergía como "Energie non Degradée en Chaleur" (Energía no degradada en calor) y propone su empleo para estudios del ahorro de energía en procesos industriales.

Es hasta mediados de la década de los cincuentas en que los especialistas en el tema empiezan a proponer un término de aceptación mundial; así que en 1945 el alemán U. Grigull propone la palabra "Ekthalpie" (Ectalpia = rendimiento calórico), que en 1956 es rebatida por el yugoslavo Z. Rant, que considera que la capacidad de trabajo no es "Thalpie" (calor) ni "Ekthalpie", sino la obtención auténtica de trabajo. Rant establece la palabra "Exergie" (Exergía = trabajo que puede ser extraído) como el término que debe emplearse, fundamentando su estructuración con base a su significado etimológico.¹⁷

¹⁷ Ricardo Rivero R, Gisela Montero A. Ricardo Pulido. Terminología para la aplicación del método de Exergía. <http://homepages.mty.itesm.mx/jillopez/exer.htm>



IV.3.- EXERGÍA Y ANÁLISIS EXERGÉTICO

Se denomina "Exergía Total" de un sistema termodinámico, B_T , a:

Máxima cantidad de trabajo útil que puede realizar sobre cuerpos extraños a él y al medio que le rodea, cuando evoluciona desde el estado considerado - que se identifica por el valor de las variables termodinámicas ($P, T, x_1, x_2, \dots, x_i$) - hasta alcanzar el equilibrio con el medio ambiente, cuyas variables termodinámicas ($P_0, T_0, x_{10}, x_{20}, \dots, x_{i0}$) permanecen inalterables, intercambiando solamente calor y materia con este entorno.

La exergía de un sistema no es una propiedad termodinámica en sentido estricto; no solo depende de su estado, también del medioambiente. Por ejemplo: una masa de agua a 50 °C contiene más exergía en invierno que en verano. Pero en entorno bien definido, se comporta de la misma forma que otras propiedades extensivas, tal como la energía interna.

Modernamente, al estudiar la exergía y sus aplicaciones, se ha impuesto una metodología que divide la disciplina en dos grandes campos: el Análisis Exergético y la Termoeconomía esta última explicada en un apartado posterior.

Análisis Exergético:

Es el método que emplea los principios de conservación de masa y energía junto con la segunda ley de la termodinámica para el diseño y análisis de procesos o sistemas individuales. Este análisis exergético es adecuado para determinar la localización y magnitud de las pérdidas de energía en procesos termodinámicos.

El objetivo del análisis exergético es localizar e identificar las causas de pérdida y/o destrucción de exergía así como cuantificar su magnitud.

Entorno en el análisis exergético.

El concepto del "entorno" aparece en el análisis exergético desde sus inicios en el propio enunciado, ocupando un lugar clave en la metodología. Un sistema contiene exergía, porque al menos una de las variables termodinámicas que lo definen tiene valores diferentes de las del entorno; está en desequilibrio.

La interacción sistema - entorno puede revestir tres formas complementarias (no excluyentes entre sí).



- Interacción térmica: La diferencia de temperatura entre el sistema (cerrado o abierto) y su entorno - T / T_0 - establece un flujo calorífico espontáneo. El calor transmitido, aplicado en un motor térmico, producirá trabajo neto. Debido a la cuasi-infinita capacidad térmica del medio, T_0 permanece constante.
- Interacción mecánica: Este promovida por la diferencia de presiones - P / P_0 - siendo distinta en sistemas cerrados o abiertos. En el primer caso, realiza un trabajo no útil, $P_0 * \Delta V$, pero que afecta al valor de sus otras variables. En sistemas abiertos la expansión podría realizarse en una turbina, con la consiguiente generación mecánica
- Interacción química: Se produce cuando un sistema abierto descarga materia en el entorno. De nuevo, se admite que el flujo no afecta al equilibrio material del medioambiente.

De lo dicho, se deduce la necesidad de definir con precisión que se entiende por "entorno"

Los principios generales a los que antes se aludía, concluyen que por " entorno" debe entenderse una representación lo más fiel posible del medio ambiente estable, caracterizado por:

- Variables intensivas (P_0, T_0): Condiciones normales.
- Atmósfera.
- Océanos.
- Corteza Terrestre.

Estado muerto.

Conceptualmente corresponde al medio natural estable. De la definición de exergía resulta inmediato deducir que la exergía del ambiente es nula. Como corolario, la exergía de un sistema cerrado es siempre positiva; La de una corriente de materia puede adoptar también valores negativos, es decir que las propiedades de el flujo de corriente se encuentren por debajo de las del estado muerto.

Según se ha expuesto anteriormente, no existe acuerdo entre los distintos autores al definir detalladamente las propiedades del sumidero final.¹⁸

En el caso particular de análisis exergético de ciclos de potencia, donde intervienen un numero considerable de componentes, generalmente vertiendo energía a la atmósfera, es habitual utilizar el siguiente convenio de variables para definir el estado muerto".

¹⁸ M.A. Lozano y A. Valero. Determinación de la exergía para sustancias de interés comercial. 1986



VARIABLES INTENSIVAS.

- T_0 = Temperatura Ambiente = 298.15 K
- P_0 = Presión atmosférica = 101.32 kPa

Fase gaseosa:

Aire saturado con vapor de agua. Se acepta, sin error apreciable, que su presión parcial es igual a la del agua a la temperatura ambiente ($T_0 = 25\text{ }^\circ\text{C}$).

Fase condensada.

- Agua líquida.

Estado muerto restringido o Ambiente estable de referencia AER

Para los propósitos prácticos resulta conveniente definir un estado intermedio, que como posteriormente veremos sirve de referencia para la exergía física. Se caracteriza por tener la misma composición que el sistema en estudio, pero el valor de las variables intensivas, P_0 , T_0 , es igual al del estado muerto:

- T_0 = Temperatura Ambiente = 298.15 K
- P_0 = Presión atmosférica = 101.32 kPa

Por consiguiente, el sistema puede evolucionar desde el "Estado muerto restringido" al "Estado muerto" por difusión de los componentes desde su presión parcial en el sistema hasta la presión parcial que mantengan en el entorno, según se definió en la sección correspondiente. En el caso de encontrarse en una forma molecular distinta al estable presente en el "Estado Muerto", deberá experimentar las reacciones químicas necesarias hasta transformarse en elementos permanentes, en cuyo caso, las correspondientes entalpías de reacción se incorporan a la exergía química del componente.

Exergía asociada a una corriente de materia (B)

Los sistemas de mayor interés en ingeniería corresponden a corrientes materiales en régimen estacionario que fluyen a través de los diferentes equipos industriales, intercambiando materia y energía entre sí, y en última instancia con el medioambiente.¹⁹

¹⁹ The Exergy Method of Thermal Plant Analysis. T.J. Kotas. Krieger Publishing Co. 1995



Al igual que sucede con la energía, la exergía total (B_t) asociada a una corriente de materia, excluyendo efectos magnéticos, superficiales, etc., se manifiesta de cuatro diferentes formas:

$$B_t = B_p + B_v + B_f + B_q$$

Utilizando la simbología habitual:

- m Flujo masico.
- g Constante gravitatoria.
- h Altura sobre un nivel de referencia.
- v Velocidad de la corriente.

Los cuatro componentes exergéticos tienen el siguiente significado:

Energía Ordenada. Convertible completamente en trabajo.

- B_p Exergía debido a la energía potencial. $B_p = mgh$
- B_v Exergía debido a la energía cinética. $B_v = mv^2/2$

Energía Desordenada. No convertible completamente en trabajo.

- B_f Exergía Física: Atribuible a la diferencia de Temperatura y Presión entre la corriente y el entorno.
- B_q Exergía Química: Debida a la diferencia de composición entre sistema y medio ambiente.

Los componentes potencial y cinético no introducen diferencias conceptuales respecto a sus homólogos energéticos. Por el contrario, la exergía Física y química, corazón del análisis exergético, merecen un tratamiento mas detallado, tal como se realiza en los siguientes apartados.

Exergía física

Conforme al concepto genérico de exergía se define como:

Máximo trabajo obtenible cuando la corriente evoluciona desde el estado inicial ($P, T, X_1, X_2, \dots, X_i$), hasta alcanzar el equilibrio con el medio ambiente ($P_0, T_0, X_{01}, X_{02}, \dots, X_{0i}$), manteniendo constante la composición.

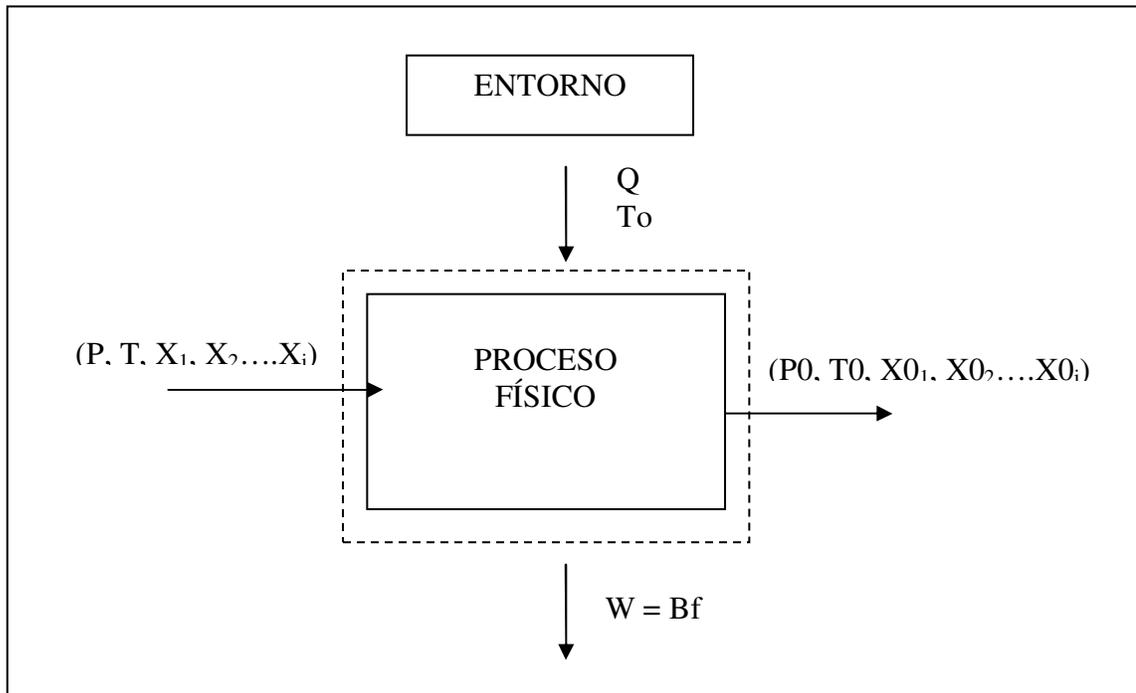


Figura 31.- Volumen de control en un proceso físico.

La Figura 31 representa una corriente que experimenta una transformación desde (P_i, T_i) a (P_0, T_0) . Según el Primer Principio, en ausencia de los términos de energía cinética y potencial:

Realizando el balance

$$H - H_0 = Q - W$$

Al tratarse de un proceso reversible (Máximo trabajo extraíble):

$$Q = T_0(S - S_0); \quad W = B_f$$

Se obtiene la expresión matemática para B_f :

$$B_f = (H - H_0) - T_0(S - S_0)$$

Exergía Química.

En un sistema que se encuentre en el estado muerto restringido $(T_0, P_0, x_1, x_2, \dots, x_i)$. Es más factible desarrollar trabajo adicional hasta alcanzar el estado muerto. Este trabajo se denomina Exergía Química y se define como:



Máximo trabajo obtenible cuando el sistema evoluciona desde el estado muerto restringido ($P_0, T_0, x_1, x_2, \dots, x_i$) hasta alcanzar equilibrio químico con el medio ambiente en el estado muerto ($P_0, T_0, x_{10}, x_{20}, \dots, x_{i0}$).

Se facilita el estudio de la exergía química considerando separadamente dos clases de sistemas:

Sistemas no reactivos.

Formados exclusivamente por sustancias presentes en el medio ambiente, pero a diferente concentración. Es posible, al menos en teoría, obtener trabajo mecánico mediante la difusión desde la composición inicial hasta la del estado muerto.

En este supuesto, la exergía química será simplemente la diferencia de potencial químico entre los distintos constituyentes en ambos estados:

$$Bq = \sum_1^n N_i * (\mu_i^0 - \mu_{i,0})$$

Siendo:

n Numero total de especies presentes

N_i Numero de moles del componente i.

μ_i^0 Potencial químico del compuesto i en condiciones de estado muerto restringido.

$\mu_{i,0}$ Potencial químico del compuesto i en condiciones de estado muerto.

Sistemas reactivos.

Aquellos que contienen compuestos que no están presentes en el medio ambiente, siendo viable su transformación en estos últimos mediante reacciones químicas. La exergía liberada durante la reacción puede derivar, total o parcialmente, en trabajo.

En los ciclos de potencia, la reacción química más importante es la combustión. Combustible y comburente (usualmente aire, excepcionalmente oxígeno puro mas un moderador) penetran en la cámara de combustión donde se realiza la oxidación, las mas de las veces en condiciones isobaras.

La reacción es fuertemente exotérmica, la diferencia de entalpías entre productos y reactivos se libera en forma de calor, con lo que la temperatura de reacción (flama) se estabiliza en el entorno de 2000 °K.

Balance exergético en un volumen de control

La gran mayoría de los equipos industriales (cambiadores, turbinas o compresores, etc.) se analizan en termodinámica asimilándolos a un "Volumen de Control" a través del cual fluyen corrientes materiales, de calor y trabajo. El esquema clásico de balance exergético en estado estacionario se muestra en la figura 32.

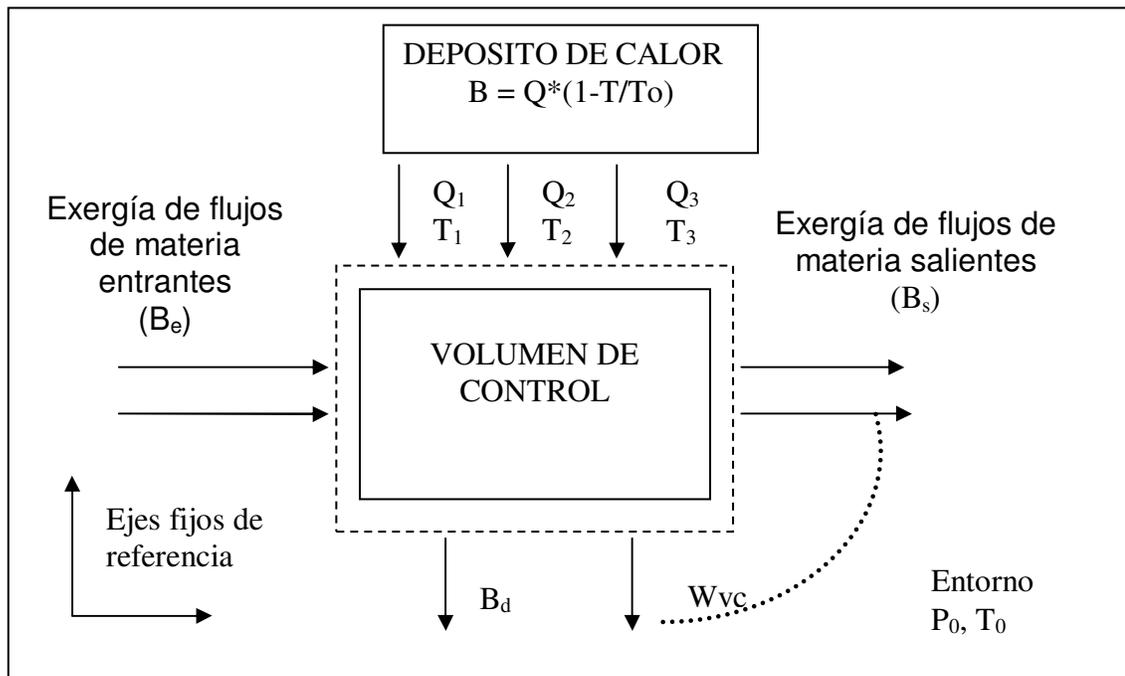


Figura 32.- Volumen de control para el análisis exergético de equipos
Donde se puede establecer la expresión:

$$B_e + B_Q - B_s - B_W = B_d$$

Siguiendo el habitual convenio de signos (positivo para calor absorbido o trabajo ejecutado por el sistema) se ha denominado:

B_e = Exergía contenida en las corrientes que, por unidad de tiempo, entran al volumen de control.

B_s = Exergía contenida en las corrientes que, por unidad de tiempo, salen del volumen de control.

B_Q = Contenido exergético de los flujos de calor.



B_w = Exergía de los flujos de trabajo.

B_d = Exergía destruida a causa de las irreversibilidades.

Exergía del flujo de calor.

El máximo trabajo que puede desarrollar una determinada corriente de calor Q a temperatura T – hasta ser llevada a las condiciones de el ambiente, temperatura T_0 , equivale, por definición al trabajo máximo que se obtiene en una maquina reversible de Carnot funcionando entre ambas temperaturas:

$$B_Q = \sum Q * \left(1 - \frac{T}{T_0}\right)$$

Para el presente estudio se consideró que la exergía del flujo de calor perdido es igual a cero, pues ya no tienen utilidad para realizar trabajo.

Exergía de un flujo de trabajo

De la definición de exergía de deduce que es equivalente a trabajo. Por tanto, el trabajo W tiene su exacto equivalente exergético.

$$B_w = W$$

Relación de Gouy - Stodola.

Llamada "Tasa de irreversibilidad" o "Destrucción Exegética" y es utilizada en el análisis exergético para medir la cantidad de exergía que se destruye en un proceso utilizando las propiedades termodinámicas T y s . Viene expresada en su forma más general por la ecuación:

$$B_d = T_0 * \left[\sum_s m_s * S_s - \sum_e m_e * s_e + \int \frac{\partial s_{VC}}{\partial t} - \sum_T \frac{Q_T}{T} \right]$$

Que en condiciones estacionarias se simplifica a la denominada "relación de Gouy-Stodola", cuya formulación es la siguiente:

$$B_d = T_0 * \left[\sum_s m_s * S_s - \sum_e m_e * s_e - \sum_T \frac{Q_T}{T} \right]$$



Como se puede ver, en el análisis exergético es importante conocer el entorno o condiciones del medio ambiente, con el fin de conocer la cantidad exergía que poseen los flujos de materia dentro de un sistema, y poder realizar el balance exergético, para así determinar la cantidad de exergía destruida en los equipos o subsistemas que conforman una planta, dando un primer diagnostico sobre el desempeño de los mismos.

El análisis exergético sirve como base para realizar el estudio termoeconómico mostrado mas adelante.



IV.4.- TERMOECONOMÍA Y ANÁLISIS EXERGEOCONÓMICO

DEFINICIONES

Termoeconomía:

En un sentido amplio, la termoeconomía puede definirse como:

Disciplina que aunando conceptos termodinámicos y económicos estudia el diseño y operación de los sistemas energéticos.²⁰

Si bien los análisis termodinámico y económico son consustanciales a la ingeniería energética, y en este sentido fueron utilizados profusamente desde el siglo XIX, no ha sido hasta la segunda mitad del siglo XX, con la incorporación del análisis exergético, cuando la Termoeconomía ha podido desarrollar todo su potencial.

La Termoeconomía combina la termodinámica (Análisis Exergético) con la Economía para obtener resultados que no podrían conseguirse mediante el empleo separado de ambos recursos.

Los objetivos de la Termoeconomía son:

1. Determinar el costo de los productos generados por un sistema.
2. Analizar el proceso de formación de costos.
3. Ajustar los valores óptimos de todas las variables implicadas.
4. Optimizar el conjunto.

Costo Exergoeconómico

Se puede definir al Costo Exergoeconómico de un flujo de producto (Π_P) a la suma de dos contribuciones: la primera que procede del costo monetario de la exergía de entrada a una planta (Π_F) necesaria para producir dicho flujo, y la segunda que engloba el resto de los costos no energéticos (Z) originados en el proceso productivo obtenido a su obtención (amortización del capital, operación y mantenimiento, etc).

$$\Pi_F + Z = \Pi_P \dots \dots (1)$$

²⁰ José Andrés Martínez. Tesis: "Análisis Exergético de Nuevos Ciclos de Potencia" Madrid España 2004.



IV.5.- TEORÍA DEL COSTO EXERGÉTICO²¹

El primer paso en el análisis exergoeconómico es el análisis exergético, el cual se muestra a continuación:

Para realizar el análisis exergético de una planta, debe definirse previamente el sistema energético como un conjunto de equipos o subsistemas tal que la suma de todos ellos constituyan la planta, y de otro conjunto de flujos de materia, calor y trabajo a través de los cuales se relacionan los equipos entre si y con el entorno de la planta. También se debe considerar el nivel de agregación considerado para el análisis.

Sistema Energético = Subsistemas ó Equipos + Flujos de materia /ó Energía

Donde la relación entre los flujos y subsistemas se establece mediante la Matriz de Incidencia A (n,m) siendo n el número de subsistemas y m el número de flujos. Los elementos de la matriz A_{ij} toman el valor de +1 si el flujo j entra al subsistema i, el de -1 si lo abandonan y 0 si no existe relación física directa entre ellos.

La matriz A nos permite formular matricialmente los balances de materia, energía, exergía, coste exergético y el costo exergoeconómico.

Balances en el análisis exergético

De acuerdo a la ley de la conservación de la materia, Primera y Segunda Ley de la Termodinámica los balances de estos en forma matricial deben cumplir:

$$A_m X_M = 0, A_e X_E = 0, A_b X_B = B_d \dots (2)$$

Donde A_m , A_e , A_b , son las matrices de incidencia para las masas, la energía y las exergía de los flujos de la central.

Costo Exergético (B^*)

De acuerdo con la teoría de costo exergético el cual se denota como (B^*), y define como: *Exergía consumida para la generación de un flujo en estudio*, y por sus características conservativas que posee éste se debe cumplir que:

$$A X B^* = 0 \dots (3)$$

Como en cualquier sistema el número de flujos (m) es mayor que el numero de subsistemas (n) se necesitaran (m-n) ecuaciones adicionales para resolver el problema

²¹ A. Lozano y A. Valero "Apuntes de Termoeconomía" Curso de Posgrado U. De Zaragoza.



de asignación de costos a todos los flujos. En forma matricial esto implica que deben determinarse los coeficientes de una matriz α (n-m) y un vector columna ω (m-n) que satisfaga

$$\alpha \times B^* = \omega \dots\dots (4)$$

Por lo tanto se debe de resolver un sistema de n ecuaciones con n incógnitas, por lo que la ecuación matricial para obtener el costo exergético es:

$$\begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} * [B^*] = \begin{bmatrix} 0 \\ \omega \end{bmatrix} \dots\dots (5)$$

Donde la A (n-m) se obtiene de la matriz A utilizada en el balance de energía y exergía, la matriz α (n-m) se obtiene aplicando las reglas de asignación de costos citadas a continuación y ω (n-m, 1) el vector columna.

.Así despejando el costo exergético tenemos:

$$[B^*] = \begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} 0 \\ \omega \end{bmatrix} \dots\dots (6)$$

Costo exergético unitario.

Se denota como k^* y se define como el costo exergético por unidad de exergía requerida. De acuerdo a esta definición se tiene:

$$[k^*] = \begin{bmatrix} B^* \\ B \end{bmatrix} \dots\dots (7)$$

Estructura Productiva. Definición F- P- L.

En general todo sistema térmico tiene un propósito definido: obtener una serie de productos, para lo cual debe consumir un conjunto de recursos. En el caso de una central termoeléctrica es producir energía eléctrica, y para ello es necesario utilizar un combustible: en este caso carbón.

Un Sistema Térmico es algo más que un conjunto de equipos y flujos interrelacionados a partir de su estructura física. Cada componente tiene un propósito productivo particular definido, que contribuye a alcanzar el propósito final de producción del sistema. Para definir este propósito, debemos indicar que flujo o combinación de flujos constituye el producto de cada componente (P), cuales los recursos consumidos (F) y finalmente los flujos de perdidas (L), es decir aquellos flujos que abandonan el sistema sin ser utilizados.



Para obtener la definición F-P-L que mejor represente la función productiva de un componente, es necesario examinar simultáneamente las transformaciones energéticas que tienen lugar en ellos. La definición F-P-L, para cada componente del sistema, debe cumplir ciertas condiciones, que pueden resumirse en:

- Todos los flujos que entran o salen de una componente, deben estar presentes en la definición F-P-L una y solo una vez, bien como recurso, producto o pérdida.
- Cada flujo o combinación de flujos que constituyen el recurso, producto y pérdidas de cada componente debe tener un valor de su función exergía mayor o igual que cero.
- El balance de exergía de cada componente debe poderse escribir en la forma:
 $D = F - P - L > 0$

A continuación se presentan ejemplos de la estructura productiva de subsistemas que conforman la CCE Pacifico.

Subsistema: Turbina AP/PI.

En este caso el objetivo de la turbina es generar trabajo de flecha ($W_{AP/PI}$), y utiliza como recurso la exergía de los productos (6-7-9-12) y (11-31-36-15), en este subsistema no existen perdidas.

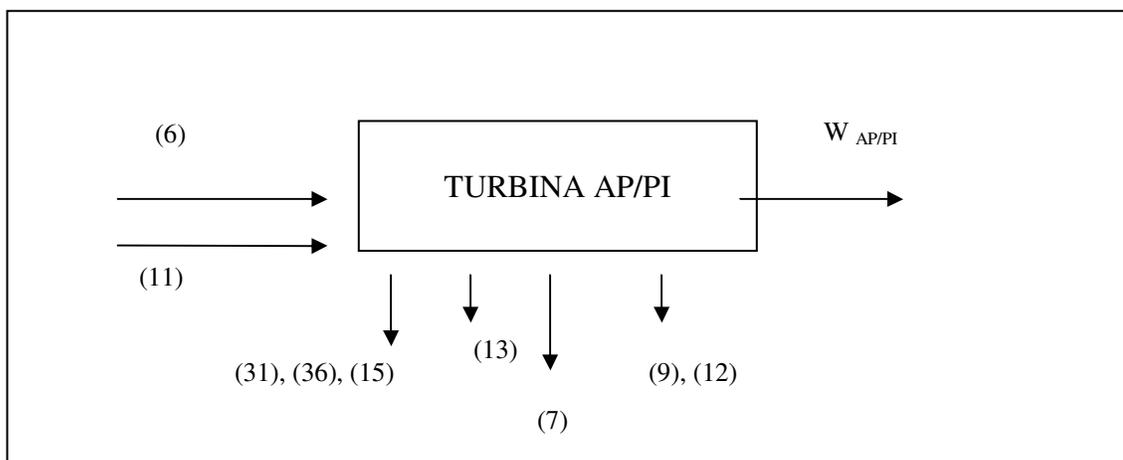


Figura 33: estructura productiva de la turbina AP/PI

La estructura productiva de la turbina será:

$$F_i = (B_6 - B_7 - B_9 - B_{12}) + (B_{11} - B_{31} - B_{36} - B_{15})$$

$$P_i = (W_{AP/PI})$$

$$L_i = (0)$$



Subsistema: Desgasificador

El objetivo del desgasificador es proveer a la bomba de agua de alimentación de agua desgasificada (1), utilizando como recurso la exergía del producto (30+15+14), en este subsistema no existen pérdidas.

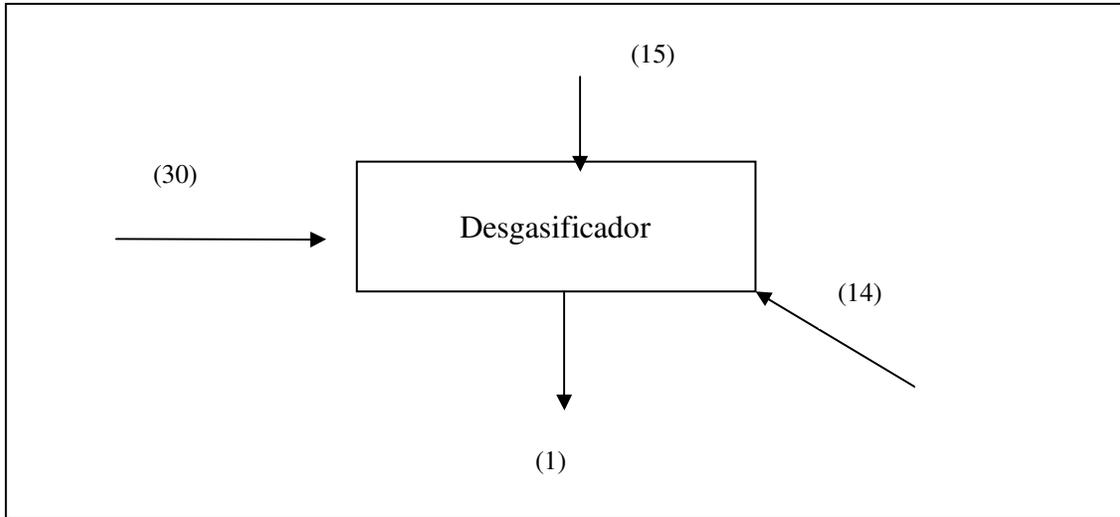


Figura 34: Estructura productiva del desgasificador

La estructura productiva del desgasificador será:

$$F_i = (B_{30} + B_{15} + B_{14})$$

$$P_i = (B_{W_{AP/PI}})$$

$$L_i = (0)$$

Los coeficientes de los vectores F_i , P_i , y L_i de cada subsistema j de la central formaran las matrices A_{fij} , $A_{p_{ij}}$, y $A_{l_{ij}}$, que al igual que la matriz de incidencia A estarán formadas con +1, -1 y 0.

En forma matricial la definición F-P-L del conjunto de equipos deberá cumplir la condición:

$$F - P - L = D \dots \dots (8)$$

Y como $A \times B = D$, las nuevas matrices A_f , A_p y A_l , definidas por:

$$A_f \times B = F, \quad A_p \times B = P \quad A_l \times B = L \quad \dots \dots (9)$$

Deberán satisfacer necesariamente la igualdad:

$$A = A_f - A_p - A_l \dots \dots (10)$$



La estructura productiva de la Central CCE Pacifico se muestra en la tabla A3 anexo 5 de este trabajo, y nos servirá para posteriormente obtener los costos exergéticos y exergoeconómicos de los equipos como propiedades del recurso y del producto.

Costos exergéticos de los recursos y productos de los equipos

Una vez teniendo la estructura productiva a continuación se obtiene los costos exergéticos de los recursos F^* y productos de los equipos P^* , a si como sus costos unitarios de estos mismos mediante las siguientes ecuaciones:

Costos exergéticos de los recursos:

$$F^* = A_f \times B^* \quad k_{f,i}^* = F_{f,i}^*/F_i \quad \dots\dots (11)$$

Costos exergéticos de los productos

$$P^* = A_p \times B^* \quad k_{p,i}^* = P_{p,i}^*/P_i \quad \dots\dots (12)$$

Reglas de asignación de costos

Proposición 1. El costo exergético es una propiedad conservativa. Costos energéticos de entrada y salida son iguales

Proposición 2. Para los componentes multiples de los recursos, el costo exergético unitario de cada flujo de salida es igual al de los flujos de entrada.

Proposición 3.

- a) Si el producto total de un subsistema esta formado por varios componentes, el costo exergético unitario asociado a cada una son equivalentes debido a que son producto del mismo proceso de formación.
- b) Los componentes del producto con varios flujos de salida poseen costos exergéticos unitarios equivalentes.

Proposición 4. En ausencia de valoración externa, a los flujos no útiles (residuos no aprovechables) se les asigna un costo exergético cero.

Proposición 5. En ausencia de valoración externa, el costo exergético de los fluidos que ingresan al sistema es igual a la exergía de los mismos.



VI.6.- TEORÍA DEL COSTO EXERGOECONÓMICO (Π)

El costo exergoeconómico representa el importe monetario de los recursos empleados para la obtención del producto o productos de un sistema energético, se apoya en el principio fundamental de la exergoeconomía, que establece que es la exergía y no la energía la que asigna un costo racional a los productos de un sistema energético.

Costo Exergoeconómico de un flujo de exergía

Los costos exergoeconómicos de los flujos de una planta se calculan planteando una ecuación en forma matricial, la cual se muestra a continuación.

$$A \times \Pi = -Z \dots\dots (13)$$

Donde;

A = Matriz de incidencia de los flujos de la Planta

Z = Tasa de costos no termodinámicos principalmente los de inversión de capital, de operación y mantenimiento (factor de valoración externa)

Y cuyas incógnitas son:

Π_j = Costos exergoeconómicos de los flujos de energía.

Al igual que en los costos exerгéticos se requieren (m - n) ecuaciones auxiliares para que los costos exergoeconómicos de los flujos queden determinados. Debido a que la naturaleza del problema es idéntica al planteado por los costos exerгéticos las ecuaciones auxiliares deben formularse con la Proposiciones 2 a 5:

$$\alpha \times \Pi = \omega_z \dots\dots (14)$$

Respondiendo ahora el vector ω_z a la valoración económica externa de los flujos de entrada a la planta o de aquellos de salida que no forman parte del producto total.

Concluyendo, el problema matemático de la determinación de los costos, ahora exergoeconómicos, de los flujos de una planta pasa por el planteamiento y resolución del sistema de ecuaciones matriciales:

$$[A] \times [\Pi] = [Z] \dots\dots \dots (15)$$



Donde;

$$[A] = \begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} \dots\dots (16)$$

Es una matriz idéntica a la formulada para la determinación de los costos exergéticos, y

$$[Z] = \begin{bmatrix} -Z \\ \omega_z \end{bmatrix} \dots\dots (17)$$

El vector de valoraciones económicas externas Z y vector ω_z que representa los costos nivelados del combustible y recursos que entran al sistema.

Por tanto los costos exergoeconómicos globales se obtienen resolviendo la siguiente ecuación matricial:

$$[\Pi] = [A^{-1}] \times [Z] \dots\dots (18)$$

Costo exergoeconómico unitario para los flujos

Los costos exergoeconómicos unitarios de los flujos c_i se obtienen resolviendo la siguiente ecuación matricial.

$$[c_i] = \Pi_i / B_i \dots\dots (19)$$

Costos exergoeconómicos de los recursos ($\Pi_{F,i}$), y productos ($\Pi_{P,i}$) de los equipos.

Para obtener los costos exergoeconómicos de los recursos ($\Pi_{F,i}$) y producto ($\Pi_{P,i}$) de los equipos, así como sus costos unitarios de estos mismos (c_{pj}) y (c_{fj}), se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$[\Pi_{F,i}] = A_F * \Pi \quad [c_{F,i}] = \Pi_{F,i} / F_i \dots\dots\dots (20)$$

$$[\Pi_{P,i}] = A_P * \Pi \quad [c_{P,i}] = \Pi_{P,i} / P_i \dots\dots\dots (21)$$



IV.7.- MEMORIA DE CÁLCULO

Exergía del Carbón

La exergía del carbón que ingresa al generador de vapor en condiciones del ambiente estable de referencia (b^0) es calculada mediante la siguiente expresión:

$$b_0 = \Delta h_f^0 - T^0 s^0 - \sum f_j \mu_j^{00} \dots\dots (24)$$

Donde;

- T^0 Temperatura del ambiente estable de referencia = 298.15 K
- Δh_f^0 Entalpía de formación del combustible
- f_j Componente del vector de composición atómica ($f = (c,h,o,n,s,w)$)
- μ_j^{00} Potenciales químicos en el estado muerto (Tablas Químicas)
- s^0 Representa la entropía en el ambiente estable de referencia

Para encontrar el valor de s^0 se aplica la siguiente ecuación.

$$s^0 = 1.36 + 3.14*h + 3.40*o + 5.13*n + 7.62*s \text{ (cal/mol C* K) } \dots\dots (24)$$

Para encontrar el valor de Δh_f^0 se aplica la siguiente ecuación:

$$\Delta h_f^0 = pcs + \Delta h_f^0 co_2 + h/2 * \Delta h_f^0 H_2o + s \Delta h_f^0 so_2 \dots\dots (25)$$

Donde pcs es el poder calorífico superior del carbón que se calcula con la siguiente ecuación:

$$PCS = 100890 + 27990*h - 4240*o + 21010*n + 80160*s \dots\dots (26)$$

Aplicando las ecuaciones anteriores al combustible analizado (Carbón Tipo A), la exergía obtenida (b^0) es de 558446,976 kJ/kmolC, y utilizando el factor 0,062 kmolC/kg_{comb}, obtenido del análisis estequiométrico de la reacción de combustión, se tiene que la exergía del combustible es de 34714,051 kJ/kg. La memoria de cálculo para obtener la exergía del combustible se muestra en el anexo 2 de este estudio.



Exergía del aire

La exergía del aire que ingresa al generador de vapor se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$b_a = (h - h_0) - T_0 (s - s_0) + b_q \dots\dots (27)$$

Siendo $(h - h_0) - T_0(s - s_0)$ la componente termodinámica y b_q la Exergía química originada por la diferencia de entalpías en el AER (0) y la entalpía en el estado más estable de la sustancia estado muerto (00).

$$b_a = h_0 - T_0 s_0 - (h_{00} - T_{00} s_{00}) = g_0 - g_{00} \dots\dots (28)$$

En la bibliografía se utilizan, como valores característicos del estado normal o estándar de 1 atm (101.3 kPa) para la presión P_0 y 298.15 K para la temperatura T_0 .

Considerando que el aire tiene un comportamiento de gas ideal, resulta que

$$b_q = RT_0 \sum x_i \ln x_i \dots\dots (29)$$

Donde $R = 8.314$ (kJ/kmol K), $T_0 = 298.15$ (K) y x_i es la fracción molar de cada componente.

Aplicando las ecuaciones anteriores para obtener la exergía del aire que ingresa al generador de vapor se tiene que la exergía obtenida es de 23,861 kJ/kmol_{aire} y empleando el peso molecular del aire de 28,674 kg/kmol obtenido de la composición química del aire, se tiene que la exergía del aire es de 0,832 kJ/kg. La memoria de cálculo para obtener la exergía del aire se muestra en el anexo 2 de este estudio como exergía del comburente o aire.



Exergía del vapor

La exergía de cada flujo de vapor se encontró mediante la ecuación asociada a un flujo de materia:

$$b_{\text{Flujo}} = (h - h_0) - T_0 (s - s_0) \text{ (kJ / kg)} \dots\dots (30)$$

$$B_{\text{Flujo}} = m b_{\text{Flujo}} \text{ (kJ / s)} \dots\dots (31)$$

Donde m = Flujo

Donde h_0 y s_0 se calculan a $T_0 = 298.15 \text{ K}$ y $P_0 = 1.013 \text{ bares}$

Los valores de exergía por flujo, por porcentaje de carga de la Central, se muestra en la tabla 2A (vectores de balances de masa energía y exergía) del anexo 3.

Exergía asociada a los flujos de trabajo.

$$B_w = W \dots\dots (32)$$

Esta ecuación se aplica en el anexo 3 en la tabla 2A, donde a la exergía de un flujo de trabajo (B_w) se le asigna el mismo valor de energía mecánica (W). También se puede observar en esta misma tabla, que los flujos de calor perdidos o cedidos al ambiente Q_{cond} y Q_{perd} , por la misma definición de exergía, se les asocia un valor de exergía igual a cero, es decir dichos flujos ya no tienen utilidad en la Central, y por consiguiente no fue necesario calcular la exergía que llevan los gases de escape.

Balances en el análisis exergético

Los balance de masa $\sum M = 0$, energía $\sum E = 0$ y exergía $\sum B = 0$, de la central se muestran en el anexo 3 de este estudio, en donde se tiene la matriz de incidencia para las masas M , la energía E y las exergía B de los flujos de la central, lo mismo que los vectores de masa M , energía E y exergía B , así como los vectores resultado.

Ecuaciones complementarias utilizadas para determinar la matriz α (n-m) del balance exergético y exergoeconómico.

A continuación se muestran las ecuaciones complementarias utilizadas para obtener la matriz α (n-m) que junto con la matriz de incidencia A se obtendrá la matriz del costo

exergético y exergoeconómico $\begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix}$.



Para tener una mejor comprensión en la aplicación de las reglas de asignación de costos se puede referirse a los Balances Térmicos de la Planta que se muestran en el Capítulo III de este estudio.

Ecuaciones complementarias α (n-m) para obtener la matriz del costo exergetico.

	Ecuación
1	$B^*/B6 - B^*/B_{per}=0$
2	$B^*/B12 - B6=0$
3	$B^*/B9 - B^*/B6=0$
4	$B^*/B9 - B^*/B7 =0$
5	$B^*/B11 - B^*/B12=0$
6	$B^*/B11 - B^*/B31 =0$
7	$B^*/B11 - B^*/B36=0$
8	$B^*/B11 - B^*/B15=0$
9	$B^*/B20 - B^*/B30=0$
10	$B^*/B11 - B^*/B16=0$
11	$B^*/B11 - B^*/B18=0$
12	$B^*/B11 - B^*/B19=0$
13	$B^*/B11 - B^*/B32=0$
14	$B^*/B11 - B^*/B34=0$
15	$B^*q_{cond} =0$
16	$B^*/B_j - B^*/ B_{per} =0$
17	$B^*/BD - B^*/ B_{per} =0$

18	$B^*/BF - B^*/ B_{per} =0$
19	$B^*/By - B^*/ B_{perd} =0$
20	$B^*/BK - B^*/B26=0$
21	$B^*/B23 - B^*/B27=0$
22	$B^*/B22 - B^*/B28 =0$
23	$B^*/B21 - B^*/B29 =0$
24	$B^*/B17 - B^*/B11 =0$
25	$B^*/B14 - B^*/B3 =0$
26	$B^*/B4 - B^*/B10=0$
27	$B^*/B8 - B^*/B5 =0$
28	$B^*/bc - B^*/btapip =0$
29	$B^*/WTBAA - B^*/BBAA =0$
30	$B^*_{comb}=B_{comb}$
31	$B^*_{aire}=B_{aire}$
32	$B^*_{gases}=0$
33	$B^*_{qper}=0$

Ecuaciones complementarias α (n-m) para obtener la matriz del costo exergoeconomico.

	Ecuación
1	$1/\Pi6 - 1/\Pi_{per}=0$
2	$1/\Pi12 - 1/\Pi6=0$
3	$1/\Pi9 - 1/\Pi6=0$
4	$1/\Pi9 - 1/\Pi7 =0$
5	$1/\Pi11 - 1/\Pi12=0$
6	$1/\Pi11 - 1/\Pi31 =0$
7	$1/\Pi11 - 1/\Pi36=0$
8	$1/\Pi11 - 1/\Pi15=0$
9	$1/\Pi20 - 1/\Pi30=0$
10	$1/\Pi11 - 1/\Pi16=0$
11	$1/\Pi11 - 1/\Pi18=0$
12	$1/\Pi11 - 1/\Pi19=0$
13	$1/\Pi11 - 1/\Pi32=0$
14	$1/\Pi11 - 1/\Pi34=0$
15	$\Pi^*q_{cond} =0$
16	$1/\Pi_j - 1/ \Pi_{per} =0$

17	$1/\Pi D - 1/ \Pi_{per} =0$
18	$1/\Pi F - 1/ \Pi_{per} =0$
19	$1/\Pi y - 1/ \Pi_{perd} =0$
20	$1/\Pi K - 1/\Pi26=0$
21	$1/\Pi23 - 1/\Pi27=0$
22	$1/\Pi22 - 1/\Pi28 =0$
23	$1/\Pi21 - 1/\Pi29 =0$
24	$1/\Pi17 - 1/\Pi11 =0$
25	$1/\Pi14 - 1/\Pi3 =0$
26	$1/\Pi4 - 1/\Pi10=0$
27	$1/\Pi8 - 1/\Pi5 =0$
28	$1/\Pi bc - 1/\Pi btapip =0$
29	$1/\Pi WTBAA - 1/\Pi BAA =0$
30	$\Pi^*_{comb}=\Pi_{comb}$
31	$\Pi^*_{aire}=\Pi_{aire}$
32	$\Pi^*_{gases}=0$
33	$\Pi^*_{qper}=0$



Determinación de Z (vector de factores de producción no energéticos)

Como se puede observar las matrices complementarias α (n-m) y la matriz de incidencia A, para el balance exergético y exergoeconómico son las mismas, lo único que cambia en las ecuaciones matriciales de balance son los vectores $\begin{bmatrix} 0 \\ \omega \end{bmatrix}$ y $\begin{bmatrix} -Z \\ \omega_z \end{bmatrix}$, el primero corresponde a valores proporcionados por las mismas ecuaciones de asignación de costos, y se muestra en la Figura A2, anexo 5 de este estudio, mientras que los valores del vector $\begin{bmatrix} -Z \\ \omega_z \end{bmatrix}$ se obtuvieron como a continuación se explica:

Este vector se obtuvo tomando en cuenta los costos nivelados de inversión, operación y mantenimiento, además de los costos por exergía de combustible. Los valores se muestran posteriormente en las tablas de datos y resultados.

Como no se tiene el conocimiento exacto de los costos nivelados de los equipos, además de que el nivel de agregación de la central no presenta el valor total de la inversión, la distribución de los costos económicos de cada uno de los equipos, se efectúa tomando como referencia los porcentajes indicados en trabajos realizados por especialistas en el análisis de funcionamiento de centrales de generación eléctrica. (Tabla 4 de la pág. 14 del artículo titulado "A general theory of saving. II. On the thermoeconomic cost). El valor de este vector se muestra en la siguiente tabla así como el porcentaje de inversión de cada equipo de la Planta.

El valor de ω_z para el combustible se obtuvo a partir de los costos de combustible (carbón tipo A) tomado del COPAR de generación el cual resultó de 6.124 (dól/seg), Tabla 7A.

TABLA 7A : COSTOS DE GENERACION		
Inversion P	6,02	(dól/seg)
COM	1,381	(dól/seg)
Inversion + COM	7,403	(dól/seg)
Costo de combustible	3,692	[dól /GJ]*
Costo exergoecon combustible	6,124	(dól/seg)

Costos de equipos		
	%	Z (dól/seg)
TURBINA (BP-1)/(BP-2)	9,426	0,698
TURBINA (AP/PI)	12,886	0,954
TURBINA BAA	0,767	0,057

BOMBA BAA	0,290	0,021
BOMBA BC	0,290	0,021
CALENTADOR 1	0,096	0,007
CALENTADOR 2	0,096	0,007
CALENTADOR 3	0,096	0,007
CALENTADOR 4	0,096	0,007
DESGASIFICADOR	0,096	0,007
CALENTADOR 6	0,120	0,009
CALENTADOR 7	0,120	0,009
CALENTADOR 8	0,120	0,009
CON.VAP.SELL	0,096	0,007
CONDENSADOR	4,020	0,298
CALDERA	69,900	5,175



Z16	0,000	0,000
Z17	0,000	0,000
Z18	0,000	0,000
Z19	0,000	0,000
Z20	0,000	0,000
Z21	0,000	0,000
Z22	0,000	0,000
Z23	0,000	0,000
Z24	0,000	0,000
Z25	0,000	0,000
Z26	0,000	0,000
Z27	0,000	0,000
Z28	0,000	0,000
Z29	0,000	0,000

Z30	0,000	0,000
Z31	0,000	0,000
Z32	0,000	0,000
Z33	0,000	0,000
Z34	0,000	0,000
Z35	0,000	0,000
ZJ	0,000	0,000
ZD	0,000	0,000
ZF	0,000	0,000
ZK	0,000	0,000
ZY	0,000	0,000
Zperd	0,000	0,000

Una vez teniendo la matriz de costos exergéticos y exergoeconómicos $\begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix}$. (Figura A1, Anexo 5) y los vectores $\begin{bmatrix} 0 \\ \omega \end{bmatrix}$ (Figura A2, Anexo 5) y $\begin{bmatrix} -Z \\ \omega_z \end{bmatrix}$, se resolvió la ecuación matricial de los balances de costos exergéticos (ecuación 6) y exergoeconómicos (ecuación 18). Los cálculos se realizaron en hojas de cálculo de Excel, pues se obtuvo una matriz $\begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix}$ de tamaño (52 x 52), la misma que se invirtió para despejar el vector incógnita, es decir los costos exergéticos B^* y los costos exergoeconómicos por flujos Π_j . (Tabla 4A, Anexo 4).

Utilizando la ecuación 7 y 19 se obtuvieron los costos exergéticos unitarios k^* y exergoeconómicos c_i de los flujos. (Tabla 4A, Anexo 4).

También se calcularon los costos exergéticos de los recursos F^* y productos P^* de los equipos, a sí como sus costos unitarios de estos mismos $k_{f,i}^*$ y $k_{p,i}^*$ mediante las siguientes ecuaciones 11 y 12. (Tabla 5A y 6A, Anexo 4).

Para obtener los costos exergoeconómicos de los recursos $\Pi_{F,i}$ y producto $\Pi_{P,i}$ de los equipos, así como sus costos unitarios de estos mismos c_{pj} y c_{fj} , se utilizan las ecuaciones 20 y 21. (Tabla 5A y 6A, Anexo 4).



IV.8-RESULTADOS

Al aplicar el análisis del costo exergoeconómico a la Central, “CCE Pacífico y de acuerdo con los resultados obtenidos y expuestos en el anexo 4 de este estudio”, se concluye lo siguiente:

PRIMERA PARTE DEL ESTUDIO

BALANCE TÉRMICO 100%, CARGA (análisis por flujo)

En la Tabla 3A se observa que la mayor cantidad de la exergía destruida (B_d) en la planta ocurre en la caldera. Esto tiene varias razones.

- Es donde ocurre la reacción química de combustión, siendo ésta un proceso irreversible que destruye una gran cantidad de exergía en el horno, además de pérdidas de exergía que salen con los gases de escape, (lado aire gases).
- Es aquí donde se tienen las mayores temperaturas y presiones de la Planta, por lo tanto existe una mayor diferencia con el AER y por tanto mayores pérdidas.(lado agua vapor)
- Pérdidas por conducción, radiación y convección que ocurren en tuberías o partes internas de la caldera hacia el medio ambiente. También pérdidas de presión del vapor dentro de ésta.

**TABLA 3A : VECTORES DE BALANCE DE MASA ENERGÍA Y EXERGÍA 100%
CARGA**

	Equipo	AmxM = 0	AexE =0	AbxB = Bd (KW)	% Bd
1	TURBINA (BP-1)/(BP-2)	0.0	0.0	24795.42	2.57
2	TURBINA (AP/PI)	0.0	0.0	30103.51	3.12
3	TURBINA BAA	0.0	0.0	4046.36	0.42
4	BOMBA BAA	0.0	0.0	2378.14	0.25
5	BOMBA BC	0.0	0.0	278.61	0.03
6	CALENTADOR 1	0.0	0.0	1651.05	0.17
7	CALENTADOR 2	0.0	0.0	1503.80	0.16
8	CALENTADOR 3	0.0	0.0	1165.44	0.12
9	CALENTADOR 4	0.0	0.0	2650.73	0.27
10	DESGASIFICADOR	0.0	0.0	2901.91	0.30
11	CALENTADOR 6	0.0	0.0	79.76	0.01
12	CALENTADOR 7	0.0	0.0	2759.85	0.29
13	CALENTADOR 8	0.0	0.0	2669.74	0.28
14	CON.VAP.SELL	0.0	0.0	78.50	0.01
15	CONDENSADOR	0.0	0.0	55600.75	5.77
16	CALDERA	0.0	0.0	831269.37	86.24
17	Planta			963932.95	100



Cabe destacar que también se destruye una cantidad de exergía considerable en el condensador y en las turbinas de AP/PI y BP, estas dos últimas por sus condiciones de presión y temperatura con las que operan.

La grafica 1F muestra la exergía B que posee cada flujo dentro de la Planta, y la grafica 2F nos muestran los costos exergéticos B* ,los cuales como se puede observar están relacionados con la grafica 5F que muestra los costos exergoeconómicos de los flujos dentro de la planta, en los cuales se observa que los flujos con mayor exergía, costo exergético y costo exergoeconómico por unidad de energía son: los flujos condensados, el agua que sale del condensador y los flujos de vapor Y , F y D que son drenajes de la caldera y vapores de sellos a los calentadores y al eyector (ver balance térmico 100% carga). Por lo tanto se puede decir que los flujos con mayor exergía dentro de la planta poseen un costo exergético alto, y por consiguiente un costo exergoeconómico alto.

Por otra parte aunque los flujos anteriores son de alto costo, se puede observar en la grafica 3F (costo exergético unitario) y 4F (costo exergoeconómico unitario), que los flujos mas caros por unidad de tiempo son los flujos 1, 2, 3, 4, 5, que son los flujos de alta presión, los cuales aumentan hasta llegar a los flujos 6, 31, 11 y 12, los de mas alta temperatura. Cabe notar que se obtiene el costo exergoeconomicos de los trabajos de las turbinas los cuales reflejan el costo de la energía eléctrica en un promedio de 19.41 dol/GJ o 69.90 dol/MWh (Tabla 6), un resultado importante del estudio pues éste demuestra la factibilidad de la Planta al compararla con otras tecnologías, dicha comparación se discutirá posteriormente.

Tabla 6 :Costo de la energía eléctrica c (dól / MWh)	
WT(BP-1/BP-2)	69,393
WTAP/PI	70,414
Promedio	69.904



GRAFICA1F

GRAFICA2F



GRAFICAS DE RESULTADOS POR FLUJOS

GRAFICA 3F

GRAFICA 4F



GRAFICA 5F



BALANCE TÉRMICO 100%, CARGA (análisis por equipo)

Propiedades del Recurso

La grafica 1E y 3E muestran los costos exergéticos y exergoeconómicos unitarios de los equipos como propiedades del recurso (es decir cuanta exergía y cuanto dinero nos cuesta el recurso producir un cierto producto o flujo), en las cuales se observa que el equipo con mayor costo exergético y exergoeconómico unitario es el condensador de vapor de sellos, esto se debe a que se utiliza el flujo D de alta exergía (flujo que es utilizado como sello en los rodajes de las turbinas) con el propósito de calentar el flujo 25 y 26 antes de entrar al calentador 1, además de tener funciones de eyector, es decir para quitar impurezas al agua de circulación. Éste alto costo exergético repercute en el costo exergoeconómico unitario pues el condensador presenta un alto valor.

Cabe destacar que aunque este costo exergético y exergoeconómico unitario del condensador de vapor de sellos sea alto, no se compara con otros flujos, pues como se puede observar en la Grafica 2E Costo exergoeconómico por unidad de tiempo, los equipos que presentan un mayor costo exergoeconómico son las turbinas de AP/PI y BP, la caldera, y el desgasificador, es decir los equipos que trabajan a alta presión o que utilizan altos flujos y de alta exergía para realizar su propósitos.

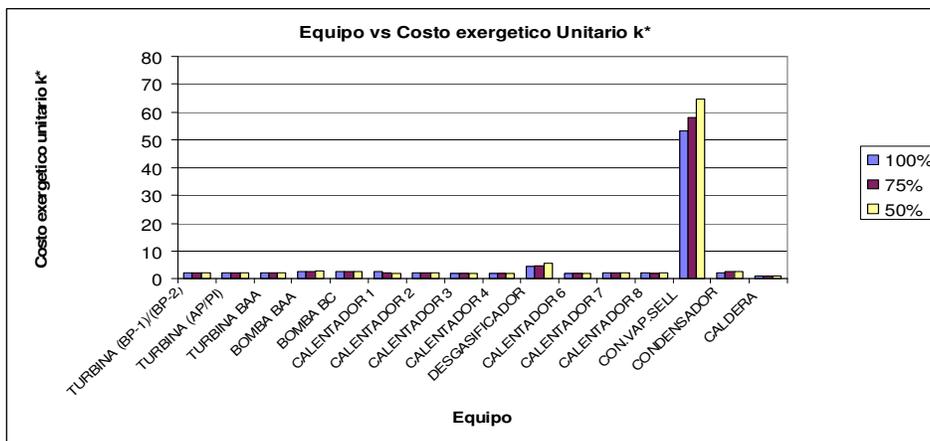
Propiedades del Producto

La grafica 4E y 6E muestra los costos exergoeconómicos y exergéticos unitarios de los equipos como propiedades del Producto (cuanta exergía y cuanto dinero nos cuesta el producto o flujo) y se muestra que el equipo con mayor costo exergoeconómico y exergético unitario es el Condensador y el condensador de vapor de sellos, esto se debe a que por una parte a que en el condensador se destruye una cantidad considerable de exergía, dicho costo de destrucción se carga al costo exergético y exergoeconómico del condensado o producto (flujo 24), el cual presentan un alto costo exergético unitario (ver grafica 3F y 4F), lo mismo sucede con el condensador de vapor sellos, el cual produce un condensado (flujo k) con un alto costo energético unitario (ver grafica 3F y 4F).

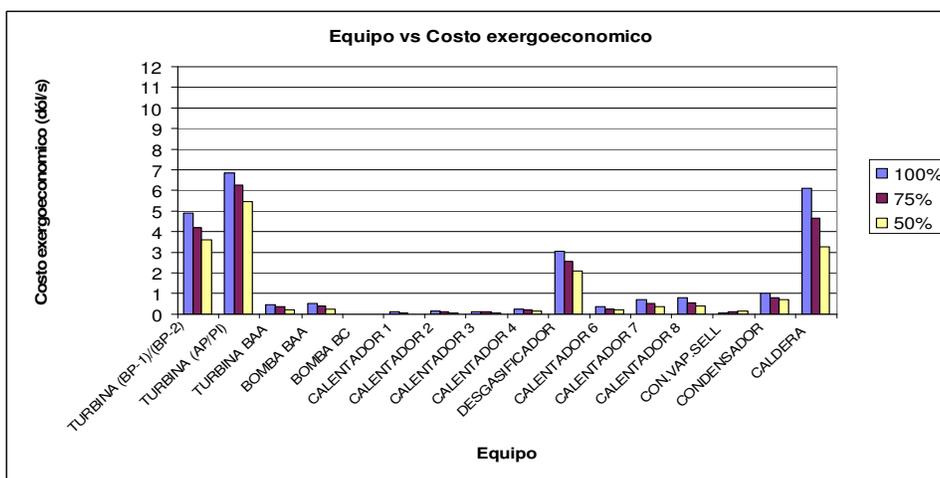
Cabe destacar que aunque este costo unitario del condensador y del condensador de vapor de sellos sea alto, no se compara con otros flujos, pues como se puede observar en la Grafica 5E costo exergoeconómico por unidad de tiempo, los equipos que presentan un mayor costo exergoeconómico son las turbinas de AP/PI y BP, el, la caldera, y el desgasificador, es decir los equipos que trabajan a alta presión o que utilizan flujos de alta exergía para realizar su propósitos.



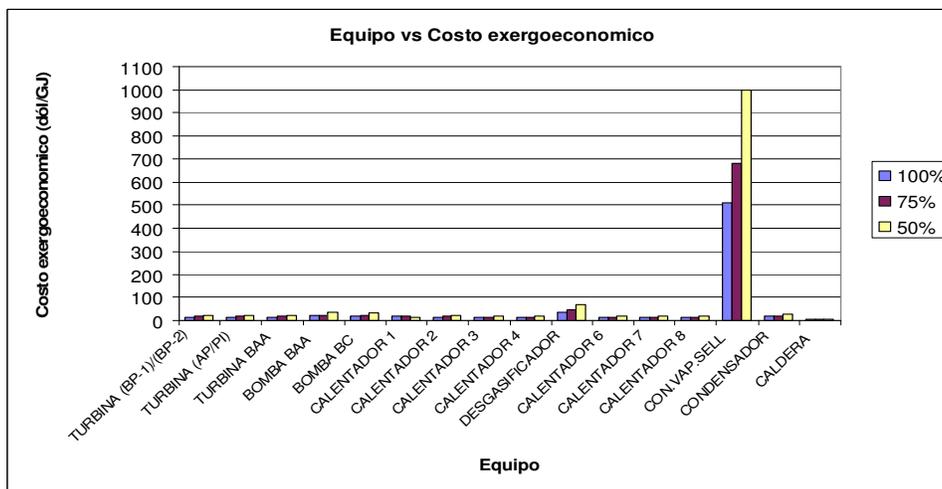
GRAFICAS DE RESULTADOS POR EQUIPOS. PROPIEDADES DEL RECURSO



GRAFICA 1E



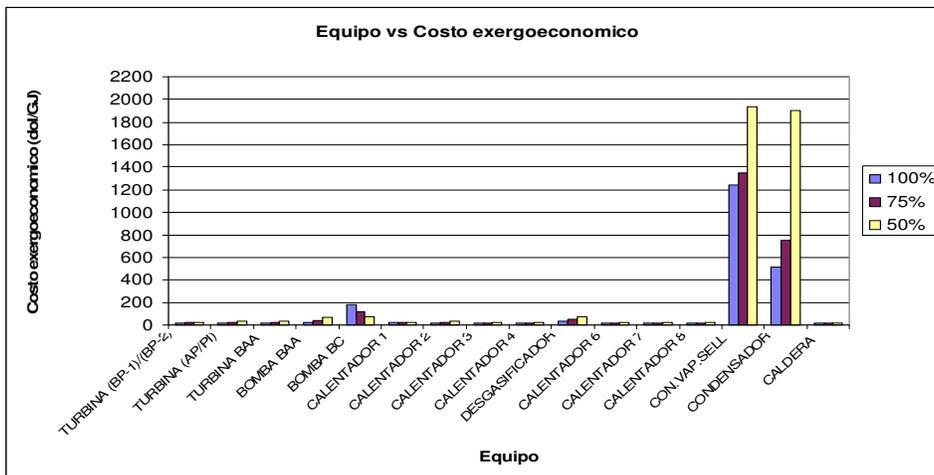
GRAFICA 2E



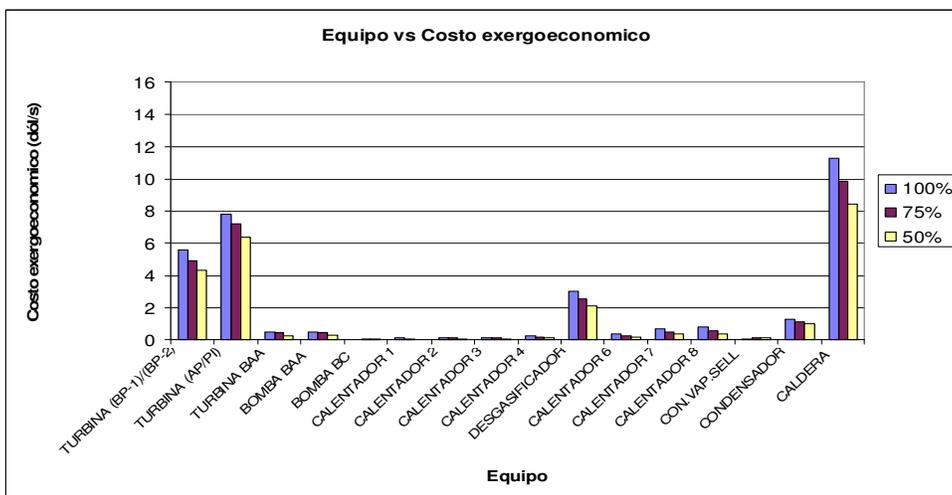
GRAFICA 3E



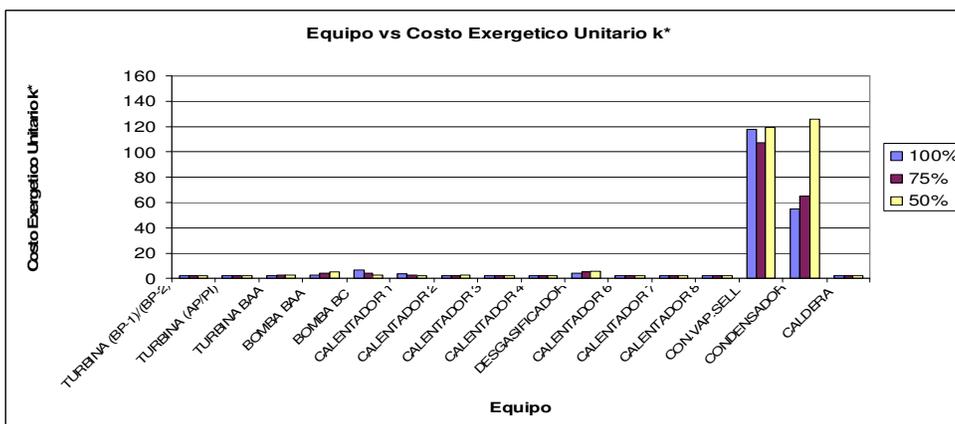
GRAFICAS DE RESULTADOS POR EQUIPOS. PROPIEDADES DEL PRODUCTO



GRAFICA 4E



GRAFICA 5E



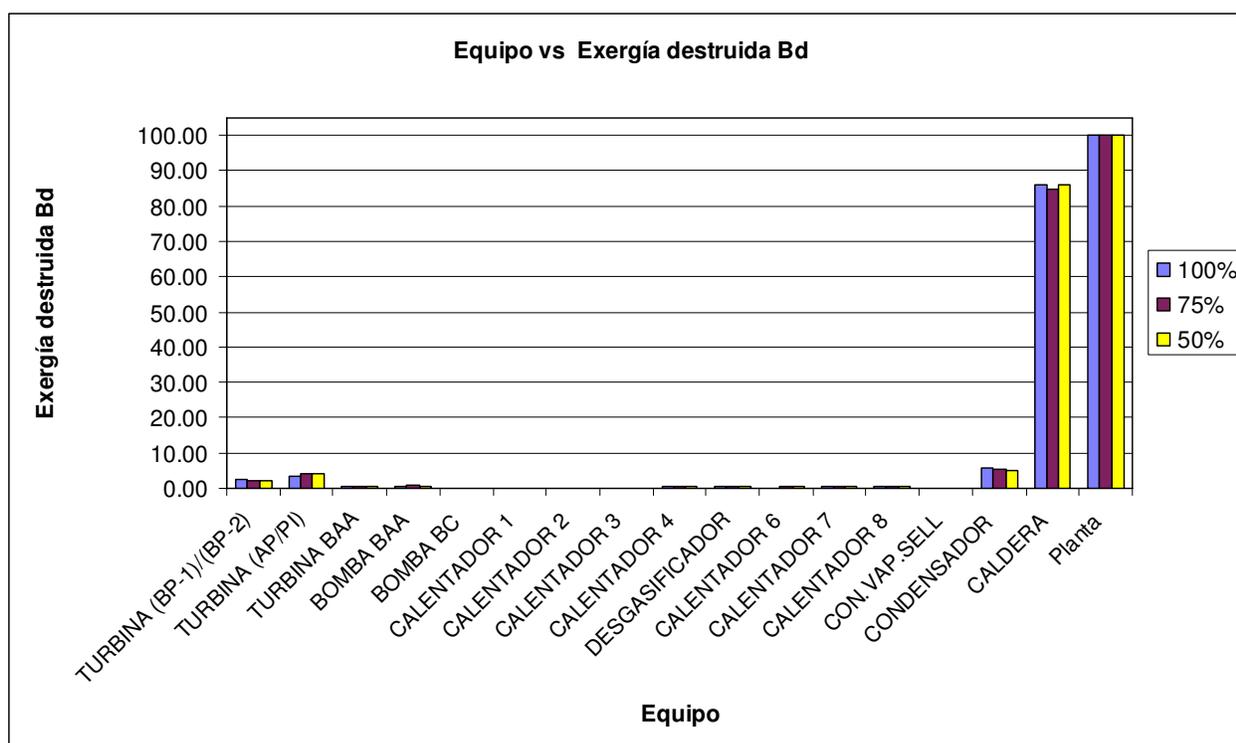
GRAFICA 6E



SEGUNDA PARTE DEL ESTUDIO

COMPARACIÓN DEL ESTUDIO A 100%, 75% Y 50% CARGA BALANCE TÉRMICO 100%, CARGA (análisis por flujo)

En la Grafica 1 se observa que a menor carga de la Central, el condensador y la turbina (BP-1)/(BP-2) destruyen menos exergía, mientras que la turbina (AP/PI) destruye mas exergía conforme disminuye la carga. Por otra parte se puede observar que la caldera destruye menos exergía mientras disminuye la carga, aunque como se puede ver no es lineal, esto se debe a que la eficiencia de la caldera (ver la descripción de la caldera en el Capítulo II) aumenta conforme disminuye la carga.



GRAFICA 1

La Grafica 1F muestra en primera instancia que a 100% de carga la planta opera con flujos de exergía mayores y por tanto los costos exergéticos (Grafica 2F) y exergoeconómicos (Grafica 5F) de estos flujos son también son más altos, disminuyendo hasta llegar al 50% de carga.

Por otra parte se puede observar que los costos exergéticos y exergoeconómicos unitarios son mas altos a 75% y 50% carga, pues resulta mas costoso operar la planta debajo del 100% de capacidad por dos factores el primero es el económico, pues la



inversión es constante y por otra parte como se puede observar en el cuadro de eficiencias, la eficiencia de primera y segunda ley disminuyen con la carga de la Planta. (Tabla 2D) como ejemplo se tiene el costo de la energía eléctrica (Tabla 1D), como se puede observar el costo se incrementa conforme la central trabaja debajo de su operación nominal.

% Carga	50	75	100
WT(BP-1/BP-2)	106,422	81,161	69,393
WTAP/PI	106,422	81,161	70,414

%Carga	1era Ley	2da Ley
100	0,415	0,442
75	0,412	0,438
50	0,400	0,4263

Análisis por equipo

Propiedades del Recurso

La grafica 2E muestra que a 100% de carga se tienen los mayores costos exergoeconómicos de los flujos que representan al recurso en los equipos (con excepción del condensador de vapor de sellos), disminuyendo con respecto al descenso de la carga. Esto se debe a que se trabaja con más flujo de vapor además de que se tienen condiciones superiores de presión y temperatura (mayor exergía de los flujos).

La grafica 1E y 3E muestra que los costos exergéticos y exergoeconómicos unitarios son mas altos cuando la carga disminuye (con excepción del calentador 1), pues como ya se mencionó no conviene trabajar la planta a menores cargas, porque los costos exergoeconómicos toman en cuenta la inversión y los costos de operación y mantenimiento que para este estudio se tomaron constantes.

Propiedades del Producto

La grafica 5E muestra que a 100% de carga los costos exergoeconómicos de los flujos que representan el producto de los equipos es el mas alto, disminuyendo con respecto al descenso de la carga (con excepción del condensador de vapor de sellos).



La grafica 4E y 6E muestra los costos exergoeconómicos y exergéticos unitarios de los equipos como propiedades del Producto y se muestra que estos costos aumentan al disminuir la carga de operación (con excepción de la Bomba BC).

Con los resultados obtenidos en este estudio se darán las conclusiones finales que se presentaran mas adelante, pero antes de pasar a ello se complementa este estudio con un estudio de sensibilidad, el objetivo de este estudio de sensibilidad es analizar la sensibilidad que tiene el costo total del MWh neto generado, ante variaciones en parámetros básicos, dicho estudio se muestra en el siguiente capitulo.



CAPÍTULO V
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD



V.1.- ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

Una vez realizado el estudio exergoeconómico de la Central y teniendo modelado el comportamiento de la Central en hojas de cálculo, se prosigue a realizar el análisis de sensibilidad (100% carga de la Central). El objetivo es analizar la sensibilidad del costo total del MWh neto generado ante variaciones en parámetros básicos.

Los parámetros analizados son: el costo del combustible, la variación en el poder calorífico superior del combustible y la eficiencia de la caldera.

El análisis realizado supone fijos todos los parámetros arriba mencionados, excepto aquel cuyas variaciones son evaluadas. Los límites de los intervalos de variación, para el caso del análisis del costo del combustible y la variación en el poder calorífico superior del combustible, es la reducción desde -30% el valor del parámetro base, hasta incrementarlo en un 30%. Para el caso de la variación de la eficiencia de la Caldera, el intervalo es desde -30% hasta el valor base.

Como resultado obtendremos el porcentaje de variación del costo total del MWh generado ante la variación de los parámetros básicos, y podremos saber cual de estos parámetros es más sensible.

El desarrollo del análisis y el resumen de los resultados obtenidos se muestran a continuación, los resultados completos del análisis de sensibilidad se muestran en el anexo 6.



V.2.- PRECIO DE COMBUSTIBLE

El primer caso de análisis de sensibilidad, es la variación del costo del combustible (CC). Como se puede observar en la Tabla 1S el costo de combustible base es 3,6925 (dól/GJ), dicho valor fue tomado del COPAR de generación 2008.

TABLA 1S VARIACIÓN DEL COSTO DE COMBUSTIBLE

Variación	CC (dól/GJ)
-30%	2,584
-20%	2,954
-10%	3,323
0%	3,692
10%	4,061
20%	4,430
30%	4,800

Tomando en cuenta una variación desde -30% hasta un 30% del valor base de costo del combustible (Tabla 2S), se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA 2S: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (COSTO DEL COMBUSTIBLE)

Flujo	Costo Exergoeconómico (dól / KWh)						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
WT(BP-1/BP-2)	59,882	63,052	66,222	69,393	72,563	75,733	78,904
WTAP/PI	60,810	64,012	67,213	70,414	73,616	76,817	80,0188
WT BAA	63,885	67,304	70,723	74,143	77,562	80,981	84,400

TABLA 3S : VARIACIÓN EN % DEL COSTO DE LA E. ELÉCTRICA CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DEL COSTO DEL COMBUSTIBLE

% CC	C. COMBUSTIBLE	-30	-20	-10	0	10	20	30
% C (dól/MWh)	WT(BP-1/BP-2)	-13,705	-9,137	-4,568	0	4,568	9,137	13,705
	WTAP/PI	-13,639	-9,092	-4,546	0	4,546	9,092	13,639
	WT BAA	-13,834	-9,223	-4,611	0	4,611	9,223	13,834
% C (dól/MWh)	Promedio	-13,726	-9,151	-4,575	0	4,575	9,151	13,726

Como se puede observar en las Tablas 3S la variación del costo del combustible entre un intervalo de -30% a 30% del valor base, hace variar en porcentaje al costo de energía eléctrica promedio entre -13.72% y 13.72% del valor base, esto se debe a que el costo de la energía eléctrica también depende del costo de operación, mantenimiento y de la inversión.



V.3.- PODER CALORÍFICO SUPERIOR DEL COMBUSTIBLE

El segundo caso de análisis de sensibilidad, es la variación del Poder Calorífico Superior del combustible (PCS). Como se puede observar en la Tabla 4S el Poder Calorífico Superior base es de 519,0639 (kJ/mol C) el cual fue calculado en el capítulo anterior considerando la composición química del combustible (Carbón Tipo A).

TABLA 4S: VARIACIÓN EN EL PODER CALORÍFICO SUPERIOR DEL COMBUSTIBLE

Variación	PCS (kJ/mol C)
-30%	363,344
-20%	415,251
-10%	467,157
0%	519,063
0%	570,970
20%	622,876
30%	674,783

Considerado que el combustible presente una variación desde -30% hasta un 30% de su Poder Calorífico Superior base, como se muestra en la Tabla 5S, se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA 5S: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (PODER CALORÍFICO SUPERIOR)

Flujo	Costo Exergoeconómico (dól / KWh)						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
WT(BP-1/BP-2)	82,772	77,212	72,873	69,393	66,5395	64,156	62,137
WTAP/PI	83,925	78,311	73,929	70,414	67,533	65,127	63,088
WT BAA	88,573	82,576	77,896	74,143	71,065	68,495	66,317

TABLA 6S: VARIACIÓN EN % DEL COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DEL PCS DEL COMBUSTIBLE.

% PCS	PCS	-30	-20	-10	0	10	20	30
% C (dól/MWh)	WT(BP-1/BP-2)	19,281	11,268	5,015	0	-4,112	-7,546	-10,455
	WTAP/PI	19,187	11,213	4,991	0	-4,092	-7,509	-10,404
	WT BAA	19,462	11,374	5,063	0	-4,151	-7,617	-10,554
% C (dól/MWh)	Promedio	19,310	11,285	5,023	0	-4,11896768	-7,55758963	-10,471

La Tabla 6S muestra que la variación del Poder calorífico superior del combustible entre un intervalo de -30% a 30% del valor base, hace variar en porcentaje al costo de energía eléctrica promedio entre 19.31 % y -10.45%.



V.4.- EFICIENCIA DE LA CALDERA

El tercer caso de análisis de sensibilidad, es la variación de la eficiencia de la caldera. Como se puede observar en la Tabla 7S la eficiencia de la caldera base es la de diseño que es igual a 0,9476.

TABLA 7S: VARIACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA

Variación	Efic. Caldera
-30%	0,663
-20%	0,758
-10%	0,852

Considerado la eficiencia presentara una variación desde -30% hasta la eficiencia base, como se muestra en la Tabla 8S, se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA 8S: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (EFICIENCIA DE LA CALDERA)

Flujo	Costo Exergoeconómico (dól / KWh)			
	-30%	-20%	-10%	0%
WT(BP-1/BP-2)	82,980	77,318	72,915	69,393
WTAP/PI	84,134	78,418	73,971	70,414
WT BAA	88,796	82,691	77,942	74,143

TABLA 9S : VARIACIÓN EN % DEL COSTO DE E. E. CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA.

% efic. Cald.	Eficiencia cald	-30	-20	-10	0
% C (dól/MWh)	WT(BP-1/BP-2)	19,579	11,421	5,076	0
	WTAP/PI	19,484	11,365	5,051	0
	WT BAA	19,764	11,529	5,124	0
% C (dól/MWh)	Promedio	19,609	11,438	5,083	0

La Tabla 9S muestra que la reducción de la eficiencia de la caldera en un -30% del valor base hace aumentar en promedio hasta un 19.6% el costo de energía eléctrica promedio.

En resumen se puede decir que el parámetro mas sensible es la variación de la eficiencia de la caldera, pues este impacta en un porcentaje mayor al costo de la energía eléctrica (MWh generado), y como se sabe este parámetro solo depende del mantenimiento, servicio y buena operación de la caldera, y no depende de factores externos o no controlados como es el precio del combustible o la variación del poder calorífico del combustible comprado.



CAPÍTULO VI
CONCLUSIONES



VI.- CONCLUSIONES

En vista de la construcción de la primera Central Carboeléctrica de Presión Supercrítica por Encendido de Carbón en México, la “C.C.E. Pacífico” y al aplicarle el análisis del costo exergoeconómico en éste trabajo se concluye lo siguiente:

1. Definitivamente México a través de la CFE esta continuando una tendencia en el uso del carbón como combustible base en Centrales Carboeléctricas como Río Escondido, Carbón II, C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), y ahora Pacífico, diversificando así el uso de fuentes de energía, y disminuyendo la dependencia energética que se tiene con los hidrocarburos, además de implementar nueva tecnología que opera en condición supercrítica que básicamente en todo el mundo se esta utilizando.
2. Cabe destacar que el carbón presenta características importantes, entre las que se encuentran las siguientes:
 - La energía generada con carbón es la de más bajo costo.
 - El carbón es un recurso fósil abundante, sus reservas son tres veces las reservas del petróleo o del gas.
 - Está localizado en una amplia diversidad geográfica y sin problemas geopolíticos relevantes.
 - En resumen, es un recurso barato, abundante y mediante nuevas tecnologías ya no agresivo con el medio ambiente.
3. De acuerdo con la descripción de la C.C.E. Pacífico, se puede decir que básicamente los equipos y sistemas que posee éste tipo de centrales no difiere en una central convencional (Ver Balance Térmico). a continuación se muestran algunas las características que las que diferencia.
 - Funcionará con una Caldera de Presión Supercrítica (Presión de vapor principal de 24.22 MPa de presión y 566 °C de temperatura).
 - Posee bombas de agua de alimentación accionadas por turbina (23696.29 KW).
 - Una sola unidad turbogeneradora (688 MW netos).
4. Como se puede observar en los resultados de este estudio, uno de los datos mas importantes es el costo de la energía eléctrica producida (promedio de 19.41 dólar/GJ o 69.90 dólar/MWh), pues este nos indica que tan factible económicamente es la Central, pues se puede comparar con otros costos de energía eléctrica obtenida con otras tecnologías, y como se puede observar en la Tabla 1C del anexo 7 este costo es el de mas bajo costo comparado solamente con centrales carboeléctricas convencionales (67 dólar/MWh) y la central nuclear



(71.48 dólar/MWh). Como dato importante el costo de la energía eléctrica obtenida en centrales carboeléctricas convencionales, se obtiene a partir del costo de combustible doméstico con un precio de alrededor de 41.27 dólar/Tm (precios del 2008) y el análisis exergoeconómico de la central carboeléctrica supercrítica se realizó con un costo de carbón tipo A importado de 128.18 dólar/Tm (precios del 2008) es decir que en la central supercrítica se utilizara un carbón 3.1 veces más caro que en una central convencional y el costo obtenido por la primera será muy competitivo.

5. En cuanto al desempeño de los equipos, se puede decir que en general tienen un funcionamiento idóneo, de acuerdo con las condiciones de diseño de la Central, es decir las mejoras que se le podrían hacer a la central serían casi nulas.

Un equipo que energéticamente y exergéticamente tiene un bajo desempeño es el condensador de vapor de sellos, esto se debe a su propia función, pues condensa vapor de alta energía y exergía que provienen de los sellos de la turbina, es decir que así es su diseño.

Un paso adelante de este estudio, teniendo como objetivo corroborar el desempeño de los equipos de la Central sería utilizar las condiciones reales de operación de la Central, para así conocer las fallas reales y proponer mejoras en los equipos.

6. En cuanto al análisis de sensibilidad se puede decir que el parámetro más sensible es la variación de la eficiencia de la caldera, pues este impacta en un porcentaje mayor al costo de la energía eléctrica, una disminución en un 30% de la eficiencia aumenta en un 19.6% el costo de la energía eléctrica (Tabla 9S del anexo 6), y como se sabe este parámetro solo depende del mantenimiento, servicio y buena operación de la caldera, y no depende de terceros como es el precio del combustible o la variación del poder calorífico del combustible comprado.
7. Las centrales supercríticas de encendido por carbón presentan como ya se mencionó, una serie de beneficios tanto técnicos como económicos, que pueden en un futuro cercano ayudar a resolver la creciente demanda de energía eléctrica del país, manteniendo una heterogeneidad energética, con una dependencia menor a los hidrocarburos, obteniendo energía eléctrica muy competitiva y estable económicamente en comparación con otros tipos de centrales que tienen dependencia al precio de los hidrocarburos.
8. En un panorama general del sector eléctrico mexicano, mientras no existan otros tipos de generación de energía con muy buenas perspectivas hacia el futuro



como son la energía nuclear y las energías renovables, teniéndose en la primera muchos debates sobre su uso, debido a la seguridad que se debe tener en las centrales y en las segundas como son la energía solar o la energía eólica, que puedan alcanzar una mayor importancia reduciendo sus costos y aumentando su producción a gran escala; la energía generada en centrales de presión supercrítica por encendido de carbón será la forma de producir energía eléctrica más viable, teniendo que ser complementadas con sistemas de eliminación de emisiones contaminantes, como son los precipitadores electrostáticos, sistemas DeNOx y DeSox, para así disminuir la contaminación ambiental.

9. En cuanto a la aplicación del análisis exergético y exergoeconómico a la central CCE Pacifico se puede decir que son una herramienta importante para modelar procesos térmicos. El primero nos muestra el desempeño que tienen los equipos con la obtención de la exergía destruida en los mismos, sus costos exergéticos (como propiedades del producto y del recurso) y los costos exergéticos de los flujos de energía. Y como se pudo ver en los resultados, con el establecimiento de un ambiente estable de referencia (AER) se pudo cuantificar las irreversibilidades de los equipos en unidades de (kW), olvidándonos un poco del concepto complicado que es la entropía (J/K), que es como comúnmente se mide las irreversibilidades de procesos térmicos.

En cuanto a la aplicación del análisis exergoeconómico se puede decir que presenta varios beneficios, entre los que encuentra la obtención del costo monetario del desempeño de los equipos, de los flujos de materia y energía que conforman el sistema, como es el caso del producto principal (energía eléctrica). Cabe destacar que es importante obtener el costo exergoeconómico (Π) en (dól/seg) o el costo exergoeconómico unitario (c) en (dól/Mwh), porque son unidades que tiene una mayor asimilación por los diseñadores y no diseñadores a la hora de analizar resultados y presentar mejoras.

Finalmente la conjugación del análisis exergético y el análisis exergoeconómico nos conduce a poder identificar la deficiencia de los equipos y su corrección óptima posible, lo que se transforma en que se puede mejorar el sistema global mediante un proceso iterativo de optimización de sus componentes individuales, lo que se reflejaría en un mejor aprovechamiento de los recursos y un menor costo económico de los productos.



ANEXOS



ANEXO 1
TABLA DE PROPIEDADES DEL FLUIDO
DE TRABAJO DE LA CENTRAL “CCE PACIFICO”



TABLA PROPIEDADES CCE PACIFICO 100% CARGA

	Flujo (G) [kg/h]	Presión (P) [Mpa]	Temp. (T) °C	Calidad x	Entalpía (h) [kJ/kg]	Entropía (s) [kJ/kg°C]	Exergía (b) [kJ/kg]
1	2182306	1,13	185,3	Lin. Liq. sat.	786,4	2,1903856	137,97891
2	2182306	30,2	190,8	Lin. Liq. sat.	825,3	2,2035622	172,95032
3	2182306	31,65	215,9	Lin. Liq. sat.	935	2,4314457	214,70685
4	2182306	30,4	256,7	Lin. Liq. sat.	1119,2	2,7950661	290,49343
5	2182306	29,6	297,3	Lin. Liq. sat.	1315,1	3,1529239	379,69811
6	2134812	24,22	538	1	3309,6	6,157486	1478,3879
7	222852	8,1	376,8	1	3064	6,2557076	1203,5031
8	222852	8,1	262,2	Lin. Liq. sat.	1145,6245	2,8959892	286,82769
9	181469	4,44	294,4	1	2924,1	6,2649598	1060,8446
10	404321	4,44	221,5	Lin. Liq. sat.	949,635	2,5278564	200,597
11	1669105	4,22	566	1	3594,9	7,2528341	1437,1099
12	1669105	4,44	294,4	1	2924,1	6,2649598	1060,8446
13	74231	1,13	460	1	3377,8	7,5912352	1119,1156
14	480375	2,1	196,3	Lin. Liq. sat.	834,112	2,294751	154,57437
15	89380	1,13	367,9	1	3192,9	7,3037414	1019,9319
16	59835	0,208	175,9	1	2821	7,3835566	624,23498
17	89418	0,529	278,6	1	3018,7	7,3556783	830,24688
18	64466	0,099	106,8	1	2688,8	7,4031124	486,20443
19	57580	0,04	75,58	0,962	2547,2	7,4143881	341,24256
20	89418	0,529	124,43573	Lin. Liq. sat.	522,815	1,5751908	57,814258
21	149253	0,208	101,96997	Lin. Liq. sat.	427,4785	1,3291385	35,838225
22	213719	0,099	77,049447	Lin. Liq. sat.	322,6175	1,0401669	17,13411
23	272398	0,0376	53,67283	Lin. Liq. sat.	224,6784	0,7510245	5,4028222
24	1612551	0,0111	47,3	Lin. Liq. sat.	200,3	0,6687271	5,5613929
25	1612551	2,5659194	47,46	Lin. Liq. sat.	201,3	0,6708133	5,9394077
26	1612551	2,4985131	48,17	Lin. Liq. sat.	204,2	0,6800581	6,0830444
27	1612551	2,302006	71,59	Lin. Liq. sat.	302	0,9743553	16,138351
28	1612551	2,1775165	96,45	Lin. Liq. sat.	406,3	1,2667372	33,264669
29	1612551	2,2116996	118,7	Lin. Liq. sat.	500,4	1,5137616	53,714362
30	1612551	1,7399369	151,2	Lin. Liq. sat.	638,8	1,8541451	90,629016
31	1449781	1,18	367,9	1	3192,9	7,2826844	1026,21
32	1178482	0,0111	47,73	0,919	2394,9	7,512215	159,77547
33	1295581	0,0111	47,73	0,922	2401,1816	7,5317832	160,22286
34	117099	0,0111	47,73	0,948	2464,4	7,7287169	164,72544
35	274186	0,0111	54,01	Lin. Liq. sat.	226,13	0,756205	5,3098726
36	117099	1,12	367,4	1	3192,9	7,3063937	1019,1411
J	42784	0,0111	42,98	Lin. Liq. sat.	180	0,6119921	2,1769261
D	1788	0,0111	276,73712	1	3030,33	9,1518446	306,34992
F	1099	0,0111	259,535	1	2995,6043	9,0876633	290,75987
K	1788	0,0111	47,9	0,090	414,9	1,3442489	18,754576
Y	1823	2,1	428,598	1	2957	7,1963108	816,06231
Perdida	45289,26	24,22	297,3	Lin. Liq. sat.	1411,2598	3,1696187	470,88035



TABLA PROPIEDADES CCE PACIFICO 75% CARGA

	Flujo (G) [kg/h]	Presión (P) [Mpa]	Temp. (T) °C	Calidad x	Entalpía (h) [kJ/kg]	Entropía (s) [kJ/kg°C]	Exergía (b) [kJ/kg]
1	1578355	0,7983737	172,80	0,005	731,4	2,0694034	119,04974
2	1578355	27,9	177,80	Lin. Liq. sat.	768	2,1181875	141,10478
3	1578355	27,4	201,4	Lin. Liq. sat.	869,9	2,3440151	175,67429
4	1578355	27,35	239,1	Lin. Liq. sat.	1037,8	2,6936962	239,31686
5	1578355	27,2	276,4	Lin. Liq. sat.	1212,4	3,0349202	312,18093
6	1542686	24,22	538	Lin. Liq. sat.	3309,6	6,157486	1478,3879
7	140257	5,94	344,4	1,000	3024,4	6,3163383	1145,8261
8	140257	5,94	244,56	0,000	1059,5725	2,7383293	247,78201
9	119669	3,29	267,9	1,000	2892	6,3271892	1010,1909
10	259926	3,29	206,9	0,000	883,6723	2,3932294	174,77333
11	1237259	3,12	566	1,000	3604,6	7,4010711	1402,613
12	1237259	3,29	267,9	1,000	2892	6,3271892	1010,1909
13	48261	1,57	461,3	1,000	3387,7	7,437663	1174,8032
14	311137	1,57	183,4	0,000	778,254	2,1717226	135,39729
15	60816	0,847	370,3	1,000	3203,4	7,4507057	986,61447
16	42757	0,159	180,4	1,000	2833	7,5324705	591,83631
17	61539	0,4	282,6	1,000	3030,8	7,5044797	797,98175
18	44999	0,0742	109,3	1,000	2697,5	7,5556851	449,41486
19	35971	0,0287	69,24	0,972	2557,4	7,5909751	298,79315
20	61539	0,4	115,83	0,000	486,219	1,4824386	48,87232
21	104296	0,159	94,16	0,000	394,5385	1,2405126	29,322061
22	149295	0,0742	70,69	0,000	295,9615	0,9634402	13,354178
23	185428	0,0287	51,63	0,000	216,1465	0,7248798	4,6659539
24	1206402	0,0098	45,02	0,000	190,3	0,6388869	4,4582452
25	1206402	2,5387166	45,17	0,000	191,7	0,6408566	5,2709866
26	1206402	2,5097311	46,11	0,000	195,6	0,653179	5,4970716
27	1206402	2,3460808	65,30	0,000	275,7	0,8972542	12,826039
28	1206402	2,2097947	88,72	0,000	373,8	1,1778141	27,277119
29	1206402	1,8982074	110,40	0,000	464,9	1,4230823	45,250396
30	1206402	1,8828647	140,90	0,000	594,7	1,748608	77,994895
31	1090072	0,847	370,30	1,000	3203,4	7,4507057	986,61447
32	904806	0,0098	45,41	0,933	2422,8	7,6525189	145,84387
33	988417	0,0098	45,41	0,936	2429,5165	7,6736027	146,27424
34	83611	0,0098	45,41	0,966	2502,2	7,9017636	150,93157
35	187211	0,0098	45,41	0,022	243,16	0,8104224	6,1796607
36	83611	0,847	370,30	1,000	3203,4	7,4507057	986,61447
J	30774	0,0098	43,00	0,000	180	0,6122078	2,1126226
D	1783	0,0098	288,11	1,000	3053	9,2501257	299,71739
F	162	0,0098	409,71	1,000	3300	0,6440449	3112,6204
K	1783	0,0098	45,41	0,094	414,19	1,3472881	17,138425
Y	2950	1,57	429,98	1,000	3320,26	7,342956	1135,6001
Perdida	34075,78	24,22	230,97	Lin. Liq. sat.	1000	2,5787806	235,77895



TABLA PROPIEDADES CCE PACIFICO 50% CARGA

	Flujo (G) [kg/h]	Presión (P) [Mpa]	Temp. (T) °C	Calidad x	Entalpía (h) [kJ/kg]	Entropía (s) [kJ/kg°C]	Exergía (b) [kJ/kg]
1	1032227	0,5111288	157,90	0,011	666,2326	1,9217496	97,905337
2	1032227	17,85	161,30	0,000	691,4	1,9557592	112,93278
3	1032227	17,44	183,6	0,000	787,4	2,1743368	143,76385
4	1032227	17,53	217,9	0,000	938,9	2,4983412	198,66196
5	1032227	17,5	251,3	0,000	1092,4	2,8052619	260,65353
6	1008343	16,15	538	1,000	3404,8	6,4365533	1490,384
7	73832	3,96	355,5	1,000	3105,1	6,6118472	1138,4201
8	73832	3,96	223,24	0,000	959,054	2,5449207	204,92827
9	67026	2,23	279,4	1,000	2965,7	6,6212624	996,213
10	140858	2,23	189,1	0,000	803,685	2,2257056	144,73325
11	837780	2,11	566	1,000	3613,6	7,5896379	1355,3919
12	837780	2,23	279,4	1,000	2965,7	6,6212624	996,213
13	29740	1,06	463,9	1,000	3399,9	7,6330663	1128,7437
14	172495	1,06	166,9	0,000	705,4	2,0109503	110,47755
15	37423	0,585	375,9	1,000	3219,9	7,6450578	945,1684
16	27735	0,113	188	1,000	2850,8	7,7273105	551,54475
17	37780	0,281	289,8	1,000	3049	7,6979908	758,48642
18	27824	0,0513	114,2	1,000	2709,9	7,7564943	401,9436
19	16307	0,0204	61,58	0,984	2571,8	7,7868054	254,80634
20	37781	0,281	105,79	0,000	443,642	1,3718221	39,275617
21	65516	0,113	84,92	0,000	355,6444	1,1333866	22,367557
22	93340	0,0513	63,41	0,000	265,427	0,8737823	9,5511958
23	109647	0,0204	50,75	0,000	212,4575	0,7135388	4,3582901
24	822310	0,0089	43,62	0,000	182,7	0,6204587	2,3526282
25	822310	2,590188	43,77	0,000	185,9	0,622437	4,9627906
26	822310	2,5817444	45,04	0,000	191,2	0,6391496	5,2799282
27	822310	2,4896493	57,69	0,000	244	0,8021158	9,4915453
28	822310	2,2929252	79,20	0,000	333,9	1,0658779	20,750883
29	822310	2,1706969	100,20	0,000	422,1	1,3092732	36,382561
30	822309	1,9573061	128,50	0,000	541,8	1,6187505	63,811912
31	756879	0,585	375,90	1,000	3219,9	7,6450578	945,1684
32	647233	0,0089	43,55	0,955	2471,7	7,8483036	136,37065
33	690676	0,0089	43,55	0,958	2480,0719	7,8747387	136,86092
34	43443	0,0089	56,54	1,000	2604,8	8,2670499	144,62147
35	111266	0,0089	43,55	0,030	254,57	0,8475008	6,5329857
36	43443	0,585	375,90	1,000	3192,9	7,6450578	918,1684
J	20368	0,0089	43,00	0,000	180	0,6122103	2,1118717
D	1619	0,0089	315,01	1,000	3106,85	9,3882956	312,37204
K	1619	0,0089	43,55	0,097	414,9	1,3537496	15,921932
Y	1897	1,06	464,61	1,000	3401,85	7,6351389	1130,0757
Perdida	22842,63	16,15	233,91	0,000	1011,2598	2,6199631	234,76017
AER		0,1013	25	Liq. sat.	104,92927	0,367231	0



ANEXO 2

ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN

EXERGÍA DEL COMBUSTIBLE Y DEL COMBURENTE

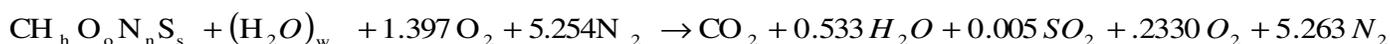


**ANEXO 2
EXERGÍA DE COMBUSTIBLE
CARBÓN CCE PACIFICO
COMPOSICIÓN QUIMICA**

Compuesto	Fracción Másica %	P.M. (kg/kmol)	kmol/kg comb.	kmol/kmol comb.	f(c,h,o,n,s,w)	μ_{00} (kcal/kmol)
C	0,746625	12,011	0,062161768	0,500281304	1	-98546
H	0,05068	1,008	0,050277778	0,404638299	0,808821549	-32766
O	0,081088	15,999	0,005068317	0,04079009	0,081534308	-7777
N	0,01629	14,02	0,001161912	0,009351128	0,018691739	-6902
S	0,009955	32,064	0,000310473	0,002498702	0,004994594	-145966
H ₂ O	0,095	18,015	0,005273383	0,042440477	0,084833225	-73310,18
		Total	0,124253631			

ANÁLISIS ESTEQUEOMETRICO

Ecuación química



PM Combustible

16,0812349	kg/kmol C
12,5751331	kg/kmol

PM aire

192,023366	kg/kmol C
------------	-----------

r a/c

11,9408346	kg a/ kg comb
------------	---------------

RESULTADOS

PCS =	123976,2898	cal/mol C
$\Delta h_f^0 =$	1933,768404	cal/mol C
$s_0 =$	4,310863739	cal/mol C*K
$g_{00} =$	-132759,1291	cal/mol C
bo =	133408,2601	cal/mol C
bo =	133408,2601	kcal/kmol C
bo =	558446,9767	kJ/kmol C

$\Delta h_f^0 CO_2 =$	-94059,8	cal/mol
$\Delta h_f^0 SO_2 =$	-70962,4718	cal/mol
$\Delta h_f^0 H_2O =$	-68317,4	cal/mol



COMBUSTIÓN (100% CARGA)
RECURSOS (Entrada)

	PM(kg/kmol C)	kmol/s	kg/s	b(kJ/kg)	B (KW)	h (kJ/kg)	H (KW)
combustible	16,08123491	3,799460589	47,77872279	34714,05162	1658593,049	32259,76653	1541330,442
Aire	192,023366	45,3687304	570,5178255	0,832169897	474,7677603	29,3004672	16716,43883
	208,1046009	49,16819099	618,2965483				

PRODUCTOS (salida)
GASES DE COMBUSTIÓN

	PM(kg/kmol)	kmol/s	kg/s	kg/kmol C	% del Recurso
CO ₂	44,009	10,35522992	130,218395	44,009	21,06083163
H ₂ O	18,015	2,259330272	28,41137899	9,601995	4,595105548
SO ₂	64,062	0,075368304	0,947766459	0,32031	0,153286714
O ₂	31,998	1,75427228	22,06020749	7,455534	3,5679008
N ₂	28,04	34,72399021	436,6588003	147,57452	70,6228753
Total	208,961359	49,16819099	618,2965483	208,961359	100

ENTALPÍA GASES DE COMBUSTIÓN

GASES	kmoles	kmol/kmol comb	A	B	C	D	h - ho (kcal/kmol)
CO ₂	1	0,500281304	5,316	0,014285	-8,36E-06	1,78E-09	983,65
H ₂ O	0,533	0,266649935	7,70	0,0004594	2,52E-06	-8,59E-10	854,23
SO ₂	0,005	0,002501407	6,157	0,01384	-9,10E-06	2,06E-09	1047,21
O ₂	0,233	0,116565544	6,085	0,003631	-1,71E-06	3,13E-10	751,82
N ₂	5,263	2,632980505	6,093	-0,0003753	1,93E-06	-6,86E-10	647,88

T1	298,15
T2	403,15

h gases	2515,979577	kcal /kmol comb
h gases	837,5172165	kJ /kgcomb
H gases	40015,50292	[KW]

GASES	h ^o f (kcal/kmol)	h(T) = h ^o f - (h - ho)	kcal/kmol _{comb}
CO ₂	-94052	95035,65	492,1012887
H ₂ O	-57796	58650,23	227,7799873
SO ₂	-70960	72007,21	2,61949442
O ₂	0	751,82	87,63637275
N ₂	0	647,88	1705,842434



EXERGÍA DEL COMBURENTE (AIRE)

Consideración : se considera al aire como gas ideal, el análisis volumétrico (Vi /V) del gas coincidirá con su fracción molar xi (xi = Ni = Ni /N).

COMPOSICIÓN DEL AIRE

Átomos por compuesto

Compuesto	% Vol	PM	C	H	O	N	S
N ₂	0,775182135	28,04	1	0	2	0	0
O ₂	0,206061074	31,998	0	2	1	0	0
H ₂ O	0,019115333	18,015	0	0	2	0	1
TOTAL	1,000358542	28,67401204					

humedad ω

0,012	kg a/kg aire s
0,01911533	mol a/mol aire s

R (cal/mol K)	1,986
T ₀ (K)	298,13

Compuesto	h ₀ cal/mol	s ₀ cal/mol K	Rlnxi cal/mol K	s ₀ -Rlnx _i cal/mol K	T ₀ s ₀ cal/mol C	μ ₀₀ (cal/mol)
N ₂	0	45,76900294	-0,505749	46,2747523	13645,1128	-
O ₂	0	49,01361682	-3,137051	52,150668	14612,4296	-
H ₂ O	-57796,13803	45,11395127	-7,859127	52,9730785	13449,8223	-73.322,78

Exergía

b₀ = h₀ - T₀s₀ - g₀₀

h₀ =	-1104,792444	cal/mol aire
s₀ =	47,63018197	cal/mol C K
g₀₀ =	-15310,47799	cal/mol aire
bo =	5,699393236	cal/mol aire
bo =	23,86164966	kJ/kmol aire
bo =	0,832169897	kJ/kg

$$h_0 = \frac{1}{\alpha} \sum x_i h_i$$

$$s_0 = \frac{1}{\alpha} \sum x_i s_i$$

$$\tilde{g}_{oo} = \sum f_j \mu_{j,00}$$



ANEXO 3
MATRICES Y VECTORES DE BALANCE DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA



MATRICES DE INCIDENCIA DE MASA ,ENERGIA Y EXERGIA



ESTUDIO TERMOECONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA



TABLA 2A : VECTORES DE BALANCES DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA 100% CARGA

Flujo	vector M (kg/h)	vector E(kW)	vector B (kW)	h [kJ/kg]	b (kJ/kg)
1	2182306	476712,62	83642,28	786,40	137,98
2	2182306	500293,65	104841,81	825,30	172,95
3	2182306	566793,36	130154,46	935,00	214,71
4	2182306	678454,69	176095,99	1119,20	290,49
5	2182306	797208,51	230171,52	1315,10	379,70
6	2134812	1962603,83	876688,98	3309,60	1478,39
7	222852	189671,81	74500,86	3064,00	1203,50
8	222852	70917,98	17755,59	1145,62	286,83
9	181469	147398,20	53475,11	2924,10	1060,84
10	404321	106654,83	22529,33	949,64	200,60
11	1669105	1666740,43	666302,03	3594,90	1437,11
12	1669105	1355730,54	491850,29	2924,10	1060,84
13	74231	69649,30	23075,85	3377,80	1119,12
14	480375	111301,82	20626,02	834,11	154,57
15	89380	79272,61	25322,64	3192,90	1019,93
16	59835	46887,37	10375,31	2821,00	624,23
17	89418	74979,48	20621,95	3018,70	830,25
18	64466	48148,94	8706,57	2688,80	486,20
19	57580	40741,05	5457,99	2547,20	341,24
20	89418	12985,85	1436,01	522,82	57,81
21	149253	17722,90	1485,82	427,48	35,84
22	213719	19152,64	1017,19	322,62	17,13
23	272398	17000,54	408,81	224,68	5,40
24	1612551	89720,55	2491,12	200,30	5,56
25	1612551	90168,48	2660,44	201,30	5,94
26	1612551	91467,48	2724,78	204,20	6,08
27	1612551	135275,11	7228,87	302,00	16,14
28	1612551	181994,30	14900,27	406,30	33,26
29	1612551	224144,59	24060,32	500,40	53,71
30	1612551	286138,22	40595,53	638,80	90,63
31	1449781	1285834,93	413272,17	3192,90	1026,21
32	1178482	783985,15	52303,48	2394,90	159,78
33	1295581	864145,92	57661,58	2401,18	160,22
34	117099	80160,77	5358,11	2464,40	164,73
34	274186	17222,69	404,41	226,13	5,31
35	117099	103857,05	33150,11	3192,90	1019,14
J	42784	2139,20	25,87	180,00	2,18
D	1788	1505,06	152,15	3030,33	306,35
F	1099	914,49	88,76	2995,60	290,76
K	1788	206,07	9,31	414,90	18,75
Y	1823	1497,39	413,24	2957,00	816,06
perd	45289,26	17754,14	5923,84	1411,26	470,88
Combustible	172003,40	1541330,44	1658593,05	32259,77	34714,05



**ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA**



Aire	2053864,17	16716,44	474,77	0,00	0,83
gases	2225867,57	40015,50	0,00	115,33	0,00
WT(BP-1/BP-2)		291092,94	291011,46		
WTAP/PI		397929,83	398240,46		
WT BAA		23696,29	23745,64		
WB BAA		23580,98	23577,68		
WB BC		447,94	447,94		
Qcond		793787,28	0,00		
Qper		21845,12	0,00		
	vector M (kg/h)	vector E(KW)	vector B (KW)	h [kj/kg]	b (kj/kg)

TABLA 3A : VECTORES DE BALANCE DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA 100% CARGA

	Equipo	AmxM = 0	AexE =0	AbxB = Bd (KW)	% Bd
1	TURBINA (BP-1)/(BP-2)	0,0	0,0	24795,42	2,57
2	TURBINA (AP/PI)	0,0	0,0	30103,51	3,12
3	TURBINA BAA	0,0	0,0	4046,36	0,42
4	BOMBA BAA	0,0	0,0	2378,14	0,25
5	BOMBA BC	0,0	0,0	278,61	0,03
6	CALENTADOR 1	0,0	0,0	1651,05	0,17
7	CALENTADOR 2	0,0	0,0	1503,80	0,16
8	CALENTADOR 3	0,0	0,0	1165,44	0,12
9	CALENTADOR 4	0,0	0,0	2650,73	0,27
10	DESGASIFICADOR	0,0	0,0	2901,91	0,30
11	CALENTADOR 6	0,0	0,0	79,76	0,01
12	CALENTADOR 7	0,0	0,0	2759,85	0,29
13	CALENTADOR 8	0,0	0,0	2669,74	0,28
14	CON.VAP.SELL	0,0	0,0	78,50	0,01
15	CONDENSADOR	0,0	0,0	55600,75	5,77
16	CALDERA	0,0	0,0	831269,37	86,24
17	Planta			963932,95	100



**ESTUDIO TERMOECONÓMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA**



TABLA 2B : VECTORES Y BALANCES DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA 75% CARGA.

Flujo	vector M (kg/h)	vector E(KW)	vector B (KW)	h [kJ/kg]	b (kJ/kg)
1	1578355	320669,1242	52195,21026	731,4	119,0497429
2	1578355	336715,7333	61864,84518	768	141,1047848
3	1578355	381391,9485	77021,22053	869,9	175,6742899
4	1578355	455004,6719	104924,1559	1037,8	239,316859
5	1578355	531554,8894	136870,0928	1212,4	312,1809315
6	1542686	1418242,663	633524,5502	3309,6	1478,387942
7	140257	117831,4641	44641,7033	3024,4	1145,826104
8	140257	41281,23893	9653,655906	1059,5725	247,7820092
9	119669	96134,09667	33580,14887	2892	1010,190909
10	259926	63802,61285	12618,92555	883,6723	174,7733277
11	1237259	1238839,942	482054,333	3604,6	1402,613033
12	1237259	993931,3967	347185,4984	2892	1010,190909
13	48261	45414,94158	15749,21528	3387,7	1174,803154
14	311137	67262,11522	11701,97365	778,254	135,3972852
15	60816	54116,104	16667,20707	3203,4	986,6144674
16	42757	33647,38361	7029,206919	2833	591,8363053
17	61539	51809,00033	13640,83311	3030,8	797,9817549
18	44999	33718,00069	5617,560861	2697,5	449,4148558
19	35971	25553,39872	2985,52457	2557,4	298,7931515
20	61539	8311,508623	835,4315863	486,219	48,87232017
21	104296	11430,21872	849,4926742	394,5385	29,32206055
22	149295	12273,77004	553,8088708	295,9615	13,35417753
23	185428	11133,22589	240,3329166	216,1465	4,665953899
24	1206402	63771,75017	1494,00999	190,3	4,458245231
25	1206402	64240,9065	1766,369099	191,7	5,270986585
26	1206402	65547,842	1842,132819	195,6	5,49707158
27	1206402	92390,2865	4298,155302	275,7	12,82603899
28	1206402	125264,741	9140,880909	373,8	27,27711193
29	1206402	155793,4138	15163,93554	464,9	45,25039577
30	1206402	199290,9082	26136,99912	594,7	77,9948946
31	1090072	969982,4013	298744,6682	3203,4	986,6144674
32	904806	608934,438	36655,66898	2422,8	145,8438697
33	988417	667048,7281	40161,0967	2429,516511	146,2742427
34	83611	58114,29006	3505,427714	2502,2	150,9315733
35	187211	12645,30895	321,3612375	243,1647296	6,179660676
36	83611	74399,85483	22914,39506	3203,4	986,6144674
J	30774	1538,7	18,05940218	180	2,112622599
D	1783	1512,083056	148,4433651	3053	299,7173946
F	162	148,5	140,0679176	3300	3112,62039
K	1783	205,1391028	8,488281017	414,19	17,13842494
Y	2950	2720,768611	930,5611573	3320,26	1135,600056
perd	34075,78	9465,494444	2231,764374	1000	235,7789534
Combustible	131113,1625	1174911,115	1264296,97	32259,76653	34714,05162



**ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA**



Aire	1565600,586	12742,45239	361,9015774	29,3004672	0,832169897
gases	1696713,748	36423,05689	0	115,33	0
WT(BP-1/BP-2)		216320,2	216320,2		
WTAP/PI		305272,3	305272,3		
WT BAA		16285,6	16285,6		
WB BAA		16046,6	16046,6		
WB BC		469,2	469,2		
Qcond		617461	0		
Qper		8704,000175	0		

TABLA 3B : VECTORES DE BALANCE DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA. 75% CARGA.

	EQUIPO	AmxM	AexE	AbxB = Bd	% Bd
1	TURBINA (BP-1)/(BP-2)	0,0	0,0	16495,67	2,22
2	TURBINA (AP/PI)	0,0	0,0	30823,75	4,16
3	TURBINA BAA	0,0	0,0	3123,37	0,42
4	BOMBA BAA	0,0	0,0	6376,97	0,86
5	BOMBA BC	0,0	0,0	196,84	0,03
6	CALENTADOR 1	0,0	0,0	983,05	0,13
7	CALENTADOR 2	0,0	0,0	1070,52	0,14
8	CALENTADOR 3	0,0	0,0	992,09	0,13
9	CALENTADOR 4	0,0	0,0	1832,34	0,25
10	DESGASIFICADOR	0,0	0,0	2310,97	0,31
11	CALENTADOR 6	0,0	0,0	2440,35	0,33
12	CALENTADOR 7	0,0	0,0	2711,94	0,37
13	CALENTADOR 8	0,0	0,0	3042,11	0,41
14	CON.VAP.SELL	0,0	0,0	64,19	0,01
15	CONDENSADOR	0,0	0,0	39006,51	5,26
16	CALDERA	0,0	0,0	630249,54	84,97
17	Planta			741720,20	100



ESTUDIO TERMOECONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA



TABLA 2C : VECTORES Y BALANCES DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA. 50% CARGA.

Flujo	vector M (kg/h)	vector E(KW)	vector B (KW)	h [kJ/kg]	b (kJ/kg)
1	1032227	191028,6883	28072,37022	666,2326	97,90533747
2	1032227	198244,9299	32381,18499	691,4	112,9327812
3	1032227	225770,9833	41221,36931	787,4	143,7638519
4	1032227	269210,5362	56962,28779	938,9	198,6619572
5	1032227	313223,5486	74737,11496	1092,4	260,6535325
6	1008343	953668,4018	417449,521	3404,8	1490,384002
7	73832	63682,15089	23347,73196	3105,1	1138,42013
8	73832	19669,13192	4202,85113	959,054	204,9282705
9	67026	55216,39117	18547,82563	2965,7	996,2129958
10	140858	31445,96159	5663,010157	803,685	144,7332531
11	837780	840944,9467	315422,2736	3613,6	1355,391851
12	837780	690167,8183	231835,3677	2965,7	996,2129958
13	29740	28086,95167	9324,676835	3399,9	1128,743665
14	172495	33799,43694	5293,562361	705,4	110,4775472
15	37423	33471,75492	9825,288105	3219,9	945,1684039
16	27735	21963,03833	4249,192695	2850,8	551,5447522
17	37780	31997,56111	7959,893568	3049	758,4864173
18	27824	20944,516	3106,577456	2709,9	401,9436041
19	16307	11649,53961	1154,201938	2571,8	254,8063394
20	37781	4655,899556	412,1866923	443,642	39,27561717
21	65516	6472,33292	407,0646922	355,6444	22,36755742
22	93340	6881,932272	247,6412829	265,427	9,551195827
23	109647	6470,924306	132,7426219	212,4575	4,358290139
24	822310	41732,2325	537,3860215	182,7	2,352628179
25	822310	42463,17472	1133,597868	185,9	4,962790586
26	822310	43673,79778	1206,038266	191,2	5,279928201
27	822310	55734,34444	2168,053501	244	9,491545287
28	822310	76269,2525	4739,905152	333,9	20,75088294
29	822310	96415,8475	8310,484423	422,1	36,38256123
30	822309	123757,5045	14575,86386	541,8	63,81191241
31	756879	676965,1923	198716,1434	3219,9	945,1684039
32	647233	444379,3906	24517,66294	2471,7	136,3706526
33	690676	475812,8146	26257,3759	2480,07189	136,8609207
34	43443	31433,424	1745,219531	2604,8	144,6214652
35	111266	7868,143792	201,9164422	254,572984	6,532985744
36	43443	38530,32075	11079,99721	3192,9	918,1684039
J	20368	1018,4	11,9485008	180	2,111871705
D	1619	1397,219486	140,4806493	3106,85	312,3720429
F	0	0	0	2995,9	2815,841155
K	1619	186,58975	7,160446494	414,9	15,92193167
Y	1897	1792,585958	595,4871172	3401,85	1130,07571
perd	22842,63	6416,620259	1489,594381	1011,25978	234,760173



**ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA**



Combustible	91569,74632	820560,7326	882988,0279	32259,7665	34714,05162
Aire	1093419,19	8899,359227	252,7529273	29,3004672	0,832169897
gases	1184988,94	25437,95005	0	115,33	0
WT(BP-1/BP-2)		146031,1	146031,1		
WTAP/PI		208492,8	208492,8		
WT BAA		7096,9	7096,9		
WB BAA		7216,2	7216,2		
WB BC		730,9	730,9		
Qcond		442967,1	0		
Qper		5398,6	0		
	vector M (kg/h)	vector E(KW)	vector B (KW)	h [kJ/kg]	b (kJ/kg)

TABLA 3C : VECTORES DE BALANCE DE MASA, ENERGÍA Y EXERGÍA. 50% CARGA.

	EQUIPO	AmxM	AexE	AbxB = Bd	% Bd
1	TURBINA (BP-1)/(BP-2)	0,0	0,0	11697,51	2,21
2	TURBINA (AP/PI)	0,0	0,0	21701,96	4,11
3	TURBINA BAA	0,0	0,0	2237,88	0,42
4	BOMBA BAA	0,0	0,0	2907,39	0,55
5	BOMBA BC	0,0	0,0	134,69	0,03
6	CALENTADOR 1	0,0	0,0	307,09	0,06
7	CALENTADOR 2	0,0	0,0	694,15	0,13
8	CALENTADOR 3	0,0	0,0	683,74	0,13
9	CALENTADOR 4	0,0	0,0	1282,33	0,24
10	DESGASIFICADOR	0,0	0,0	1622,34	0,31
11	CALENTADOR 6	0,0	0,0	1449,43	0,27
12	CALENTADOR 7	0,0	0,0	1346,75	0,25
13	CALENTADOR 8	0,0	0,0	1370,05	0,26
14	CON.VAP.SELL	0,0	0,0	60,88	0,01
15	CONDENSADOR	0,0	0,0	25933,85	4,91
16	CALDERA	0,0	0,0	455020,75	86,10
17	Planta			528450,79	100



ANEXO 4
RESULTADOS DEL ESTUDIO



RESULTADOS

TABLA 4A: COSTOS EXERGÉTICOS Y COSTOS EXERGEOCONÓMICOS 100% CARGA

Flujo	M (kg/h)	B*(KW)	B(KW)	K	Z (dól/seg)	Π (Dól/seg)	c (dól / GJ)	c (dól / Mwh)
1	2182306	366453,08	83642,276	4,381	-0,698	3,060	36,586	131,714
2	2182306	427548,77	104841,81	4,078	-0,954	3,571	34,058	122,611
3	2182306	477524,5	130154,46	3,669	-0,057	3,916	30,084	108,306
4	2182306	578293,82	176095,99	3,284	-0,021	4,619	26,232	94,437
5	2182306	693695,58	230171,52	3,014	-0,021	5,419	23,544	84,761
6	2134812	1987694,9	876688,98	2,267	-0,007	14,227	16,228	58,422
7	222852	168913,92	74500,856	2,267	-0,007	1,209	16,228	58,422
8	222852	53512,158	17755,59	3,014	-0,007	0,418	23,544	84,761
9	181469	121242,78	53475,114	2,267	-0,007	0,868	16,228	58,422
10	404321	73985,622	22529,328	3,284	-0,007	0,591	26,232	94,437
11	1669105	1464744,5	666302,03	2,198	-0,009	10,362	15,552	55,989
12	1669105	1115159,8	491850,29	2,267	-0,009	7,982	16,228	58,422
13	74231	50728,09	23075,853	2,198	-0,009	0,359	15,552	55,989
14	480375	75674,926	20626,018	3,669	-0,007	0,621	30,084	108,306
15	89380	55667,25	25322,642	2,198	-0,298	0,394	15,552	55,989
16	59835	22808,233	10375,306	2,198	-5,175	0,161	15,552	55,989
17	89418	45333,625	20621,949	2,198	0,000	0,321	15,552	55,989
18	64466	19139,821	8706,5708	2,198	0,000	0,135	15,552	55,989
19	57580	11998,393	5457,9852	2,198	0,000	0,085	15,552	55,989
20	89418	8316,7175	1436,0098	5,792	0,000	0,072	50,220	180,798
21	149253	12233,113	1485,823	8,233	0,000	0,110	74,106	266,788
22	213719	12233,515	1017,1902	12,027	0,000	0,113	110,906	399,274
23	272398	9051,9511	408,81055	22,142	0,000	0,086	209,262	753,365
24	1612551	136017,94	2491,1193	54,601	0,000	1,282	514,516	1852,309
25	1612551	137097,01	2660,4439	51,532	0,000	1,312	493,133	1775,327
26	1612551	144681,53	2724,7831	53,098	0,000	1,392	510,878	1839,213
27	1612551	160062,73	7228,8652	22,142	0,000	1,513	209,262	753,365
28	1612551	179202,15	14900,271	12,027	0,000	1,653	110,906	399,274
29	1612551	198093,99	24060,319	8,233	0,000	1,783	74,106	266,788
30	1612551	235110,9	40595,53	5,792	0,000	2,039	50,220	180,798
31	1449781	908504,13	413272,17	2,198	0,000	6,427	15,552	55,989
32	1178482	114979,73	52303,475	2,198	0,000	0,813	15,552	55,989
33	1295581	126758,56	57661,582	2,198	0,000	0,897	15,552	55,989
34	117099	11778,829	5358,1068	2,198	0,000	0,083	15,552	55,989
35	274186	9233,511	404,41464	22,832	0,000	0,087	215,981	777,555
36	117099	72874,527	33150,112	2,198	0,000	0,516	15,552	55,989
J	42784	25,871557	25,871557	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
D	1788	8079,1177	152,15379	53,098	0,000	0,078	510,878	1839,213
F	1099	201,24905	88,762526	2,267	0,000	0,001	16,228	58,422
K	1788	494,59921	9,3147729	53,098	0,000	0,005	510,878	1839,213
Y	1823	936,93977	413,24489	2,267	0,000	0,007	16,228	58,422
Pérd.	45289,26	13430,973	5923,8396	2,267	0,000	0,096	16,228	58,422
Combustible	172003,4021	1658593	1658593	1,000	0,000	6,124	3,692	13,293
Aire	2053864,172	474,76776	474,76776	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
gases	2225867,574	0	0	0,000	0,000	0,000	-	-
WT(BP-1/BP-2)		694244,32	291011,46	2,386	0,000	5,609	19,275	69,393
WTAP/PI		959348,93	398240,46	2,409	0,000	7,789	19,559	70,415
WT BAA		61095,698	23745,643	2,573	0,000	0,489	20,595	74,143
WB BAA		61095,698	23577,679	2,591	6,124	0,489	20,741	74,671
WB BC		1079,0669	447,93725	2,409	0,000	0,01	19,559	70,415
Qcond		0	0	0,000	0	0,00	-	-
Qper		0	0	0,000	0,000	0,00	-	-



TABLA 5A : PROPIEDADES DEL RECURSO

EQUIPO	$A_F \times \Pi$ $\Pi_{F,i}$ (dól/seg)	$A_F \times B$ F (MW)	$A_F \times B^*$ F* (MW)	B^*/B k*	$\Pi_{F,i}/F$ c _{F,i} (dól/GJ)
TURBINA (BP-1)/(BP-2)	4,91147192	315806,882	694244,3223	2,19831917	15,5521371
TURBINA (AP/PI)	6,83524315	428343,972	959348,9263	2,23966949	15,9573697
TURBINA BAA	0,43222507	27792,0052	61095,69766	2,19831917	15,5521371
BOMBA BAA	0,48903507	23577,679	61095,69766	2,59125157	20,7414426
BOMBA BC	0,00876128	447,93725	1079,066943	2,40896899	19,5591593
CALENTADOR 1	0,11358813	6155,1274	15381,2059	2,49892568	18,4542295
CALENTADOR 2	0,13270098	9175,2035	19139,4198	2,08599404	14,4630016
CALENTADOR 3	0,12336675	10325,4924	18891,83752	1,82963067	11,9477834
CALENTADOR 4	0,24859868	19185,939	37016,90781	1,92937692	12,9573374
DESGASIFICADOR	3,05305561	86544,1906	366453,0751	4,23428855	35,2774183
CALENTADOR 6	0,33605249	25392,4077	49975,72524	1,96813653	13,2343688
CALENTADOR 7	0,69484063	48701,3761	100769,3204	2,06912676	14,2673715
CALENTADOR 8	0,79095435	56745,266	115401,7653	2,03368093	13,9386843
CON.VAP.SELL	0,07297333	142,839022	7584,518452	53,0983646	510,878105
CONDENSADOR	0,98410684	58091,8682	136017,9434	2,34142829	16,9405266
CALDERA	6,12427669	1659067,82	1659067,817	1	3,69139623

TABLA 6A : PROPIEDADES DEL PRODUCTO

EQUIPO	Π_P (dól/seg)	$AP \times B$ P	$AP \times B^*$ P*	B^*/B k*	$\Pi_{P,i}/F$ c _{P,i} (dól/GJ)
TURBINA (BP-1)/(BP-2)	5,60934437	291011,458	694244,3223	2,38562539	19,2753386
TURBINA (AP/PI)	7,78924866	398240,464	959348,9263	2,40896899	19,5591593
TURBINA BAA	0,48903507	23745,6429	61095,69766	2,57292244	20,5947287
BOMBA BAA	0,51050472	21199,5358	61095,69766	2,88193563	24,0809388
BOMBA BC	0,03023093	169,324516	1079,066943	6,37277442	178,538385
CALENTADOR 1	0,12069533	4504,08202	15381,2059	3,414948	26,7968761
CALENTADOR 2	0,13980818	7671,4058	19139,4198	2,49490384	18,2245837
CALENTADOR 3	0,13047394	9160,04812	18891,83752	2,06241684	14,2438051
CALENTADOR 4	0,25570588	16535,2114	37016,90781	2,23867158	15,4643248
DESGASIFICADOR	3,06016281	83642,2765	366453,0751	4,38119442	36,5863166
CALENTADOR 6	0,34493648	25312,645	49975,72524	1,97433833	13,6270422
CALENTADOR 7	0,70372462	45941,5304	100769,3204	2,19342542	15,3178315
CALENTADOR 8	0,79983834	54075,5305	115401,7653	2,13408475	14,7911326
CON.VAP.SELL	0,08008052	64,3392914	7584,518452	117,883152	1244,6597
CONDENSADOR	1,2817206	2491,11934	136017,9434	54,6011351	514,515937
CALDERA	11,2845098	826893,038	1657015,016	2,00390491	13,6468796



ESTUDIO TERMOECONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA



TABLA 4B: COSTOS EXERGÉTICOS Y COSTOS EXERGEOCONÓMICOS 75% CARGA

Flujo	M (kg/h)	B*(KW)	B(KW)	K	Z (dól/seg)	∏ (Dól/seg)	c (dól / GJ)	c (dól / Mwh)
1	1578355	251600,42	52195,21	4,820	-0,698	2,533	48,532	174,721
2	1578355	294409,38	61864,845	4,759	-0,954	2,960	47,843	172,240
3	1578355	328372,82	77021,221	4,263	-0,057	3,227	41,892	150,816
4	1578355	390693,07	104924,16	3,724	-0,021	3,724	35,489	127,764
5	1578355	460370,35	136870,09	3,364	-0,021	4,275	31,231	112,436
6	1542686	1449613,2	633524,55	2,288	-0,007	11,971	18,896	68,029
7	140257	102147,9	44641,703	2,288	-0,007	0,844	18,896	68,029
8	140257	32470,621	9653,6559	3,364	-0,007	0,301	31,231	112,436
9	119669	76837,158	33580,149	2,288	-0,007	0,635	18,896	68,029
10	259926	46987,529	12618,926	3,724	-0,007	0,448	35,489	127,764
11	1237259	1063232,5	482054,33	2,206	-0,009	8,653	17,949	64,620
12	1237259	794420,15	347185,5	2,288	-0,009	6,561	18,896	68,029
13	48261	34736,908	15749,215	2,206	-0,009	0,283	17,949	64,620
14	311137	49890,278	11701,974	4,263	-0,007	0,490	41,892	150,816
15	60816	36761,656	16667,207	2,206	-0,298	0,299	17,949	64,620
16	42757	15503,814	7029,2069	2,206	-5,175	0,126	17,949	64,620
17	61539	30086,601	13640,833	2,206	0,000	0,245	17,949	64,620
18	44999	12390,249	5617,5609	2,206	0,000	0,101	17,949	64,620
19	35971	6584,9561	2985,5246	2,206	0,000	0,054	17,949	64,620
20	61539	5272,3411	835,43159	6,311	0,000	0,056	66,444	239,206
21	104296	7850,4026	849,49267	9,241	0,000	0,086	101,571	365,665
22	149295	7707,045	553,80887	13,916	0,000	0,087	157,283	566,236
23	185428	6412,0869	240,33292	26,680	0,000	0,074	309,572	1114,492
24	1206402	97515,484	1494,01	65,271	0,000	1,122	751,037	2703,809
25	1206402	98681,262	1766,3691	55,867	0,000	1,155	653,639	2353,167
26	1206402	106794,95	1842,1328	57,974	0,000	1,257	682,464	2456,940
27	1206402	114674,87	4298,1553	26,680	0,000	1,331	309,572	1114,492
28	1206402	127208,47	9140,8809	13,916	0,000	1,438	157,283	566,236
29	1206402	140134,23	15163,936	9,241	0,000	1,540	101,571	365,665
30	1206402	164948,49	26136,999	6,311	0,000	1,737	66,444	239,206
31	1090072	658919,55	298744,67	2,206	0,000	5,362	17,949	64,620
32	904806	80848,764	36655,669	2,206	0,000	0,658	17,949	64,620
33	988417	88580,433	40161,097	2,206	0,000	0,721	17,949	64,620
34	83611	7731,6689	3505,4277	2,206	0,000	0,063	17,949	64,620
35	187211	8916,9921	321,36124	27,748	0,000	0,104	322,293	1160,288
36	83611	50540,627	22914,395	2,206	0,000	0,411	17,949	64,620
J	30774	18,059402	18,059402	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
D	1783	8605,7867	148,44337	57,974	0,000	0,101	682,464	2456,940
F	162	0	140,06792	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
K	1783	492,09566	8,488281	57,974	0,000	0,006	682,464	2456,940
Y	2950	2129,284	930,56116	2,288	0,000	0,018	18,896	68,029
perd	34075,78	5106,6608	2231,7644	2,288	0,000	0,042	18,896	68,029
Combustible	131113,1625	1264297	1264297	1,000	0,000	4,668	3,692	13,293
Aire	1565600,586	361,90158	361,90158	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
gases	1696713,748	0	0	0,000	0,000	0,000	-	-
WT(BP-1/BP-2)	0	513505,17	216320,2	2,374	0,000	4,877	22,544	81,162
WTAP/PI	0	758481,66	305272,3	2,485	0,000	7,184	23,532	84,719
WT BAA	0	42808,959	16285,6	2,629	0,000	0,405	24,880	89,572
WB BAA	0	42808,959	16046,6	2,668	4,668	0,405	25,251	90,906
WB BC	0	1165,7776	469,20	2,48	0,00	0,01	23,532	84,719
Qcond	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
Qper	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-



TABLA 5B: PROPIEDADES DEL RECURSO

EQUIPO	$A_F \times \Pi$	$A_F \times B$	$A_F \times B^*$	B^*/B	$\Pi F_i/F$
	ΠF_i (dól/seg)	F (MW)	F* (MW)	k*	$c_{F,i}$ (dól/GJ)
TURBINA (BP-1)/(BP-2)	4,1789233	232815,874	513505,1702	2,20562783	17,9494776
TURBINA (AP/PI)	6,22979435	336096,047	758481,663	2,2567408	18,5357561
TURBINA BAA	0,34838082	19408,9673	42808,95852	2,20562783	17,9494776
BOMBA BAA	0,40519083	16046,6	42808,95852	2,66778997	25,2508834
BOMBA BC	0,01104142	469,2	1165,777558	2,4846069	23,5324328
CALENTADOR 1	0,06629308	3439,06844	7879,914226	2,29129323	19,2764655
CALENTADOR 2	0,10001098	5913,24466	12533,60609	2,11958185	16,9130454
CALENTADOR 3	0,09539669	7015,14583	12925,75296	1,84254943	13,5986757
CALENTADOR 4	0,18933614	12805,4015	24814,26001	1,93779632	14,7856465
DESGASIFICADOR	2,52604362	54506,1798	251600,4194	4,61599804	46,3441691
CALENTADOR 6	0,25788845	17596,7283	33963,44224	1,93009982	14,6554769
CALENTADOR 7	0,48820045	30614,8792	62320,25004	2,03561966	15,946509
CALENTADOR 8	0,54206676	34988,0474	69677,27602	1,9914594	15,4929125
CON.VAP.SELL	0,09551432	139,955084	8113,691055	57,9735356	682,464131
CONDENSADOR	0,82444322	40500,5173	97515,48398	2,40775897	20,3563628
CALDERA	4,66835699	1264658,87	1264658,872	1	3,69139623

TABLA 6B: PROPIEDADES DEL PRODUCTO

EQUIPO	$AP \times \Pi$	$AP \times B$	$AP \times B^*$	B^*/B	$\Pi P_i/F$
	ΠP_i (dól/seg)	P	P*	k*	$c_{P,i}$ (dól/GJ)
TURBINA (BP-1)/(BP-2)	4,87679576	216320,2	513505,1702	2,37381978	22,5443382
TURBINA (AP/PI)	7,18379987	305272,3	758481,663	2,4846069	23,5324328
TURBINA BAA	0,40519083	16285,6	42808,95852	2,62863871	24,880313
BOMBA BAA	0,42666047	9669,63492	42808,95852	4,42715355	44,1237418
BOMBA BC	0,03251107	272,359109	1165,777558	4,28029582	119,368385
CALENTADOR 1	0,07340028	2456,02248	7879,914226	3,20840476	29,8858333
CALENTADOR 2	0,10711817	4842,72561	12533,60609	2,58813055	22,1193968
CALENTADOR 3	0,10250389	6023,05464	12925,75296	2,14604611	17,0185884
CALENTADOR 4	0,19644334	10973,0636	24814,26001	2,26137941	17,9023236
DESGASIFICADOR	2,53315081	52195,2103	251600,4194	4,82037371	48,5322465
CALENTADOR 6	0,26677244	15156,3753	33963,44224	2,24086838	17,6013349
CALENTADOR 7	0,49708444	27902,9353	62320,25004	2,23346574	17,8147724
CALENTADOR 8	0,55095075	31945,937	69677,27602	2,18109978	17,2463481
CON.VAP.SELL	0,10262152	75,7637195	8113,691055	107,092037	1354,49421
CONDENSADOR	1,12205699	1494,00999	97515,48398	65,2709718	751,037138
CALDERA	9,8309195	633755,056	1263161,777	1,99313878	15,5121753



ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA



TABLA 4C: COSTOS EXERGÉTICOS Y COSTOS EXERGEOCONÓMICOS 50% CARGA

Flujo	M (kg/h)	B*(KW)	B(KW)	K	Z (dól/seg)	Π (Dól/seg)	c (dól / GJ)	c (dól / Mwh)
1	1032227	158612,69	28072,37	5,650	-0,698	2,099	74,772	269,188
2	1032227	179847,63	32381,185	5,554	-0,954	2,391	73,854	265,884
3	1032227	200197,79	41221,369	4,857	-0,057	2,589	62,795	226,069
4	1032227	235844,66	56962,288	4,140	-0,021	2,939	51,603	185,775
5	1032227	275265,94	74737,115	3,683	-0,021	3,324	44,481	160,137
6	1008343	981609,38	417449,52	2,351	-0,007	10,067	24,116	86,820
7	73832	54900,896	23347,732	2,351	-0,007	0,563	24,116	86,820
8	73832	15479,615	4202,8511	3,683	-0,007	0,187	44,481	160,137
9	67026	43614,183	18547,826	2,351	-0,007	0,447	24,116	86,820
10	140858	23446,929	5663,0102	4,140	-0,007	0,292	51,603	185,775
11	837780	717528,88	315422,27	2,275	-0,009	7,237	22,944	82,602
12	837780	545148	231835,37	2,351	-0,009	5,591	24,116	86,820
13	29740	21211,961	9324,6768	2,275	-0,009	0,214	22,944	82,602
14	172495	25708,983	5293,5624	4,857	-0,007	0,332	62,795	226,069
15	37423	22350,761	9825,2881	2,275	-0,298	0,225	22,944	82,602
16	27735	9666,1483	4249,1927	2,275	-5,175	0,097	22,944	82,602
17	37780	18107,325	7959,8936	2,275	0,000	0,183	22,944	82,602
18	27824	7066,9044	3106,5775	2,275	0,000	0,071	22,944	82,602
19	16307	2625,6016	1154,2019	2,275	0,000	0,026	22,944	82,602
20	37781	3126,2952	412,18669	7,585	0,000	0,043	105,248	378,905
21	65516	4681,3098	407,06469	11,500	0,000	0,068	166,985	601,163
22	93340	4569,4797	247,64128	18,452	0,000	0,068	275,895	993,250
23	109647	4915,3997	132,74262	37,030	0,000	0,075	567,182	2041,912
24	822310	67505,34	537,38602	125,618	0,000	1,019	1896,290	6826,835
25	822310	69379,678	1133,5979	61,203	0,000	1,063	937,687	3375,766
26	822310	78002,366	1206,0383	64,677	0,000	1,203	997,528	3591,203
27	822310	80282,047	2168,0535	37,030	0,000	1,230	567,182	2041,912
28	822310	87460,782	4739,9052	18,452	0,000	1,308	275,895	993,250
29	822310	95571,916	8310,4844	11,500	0,000	1,388	166,985	601,163
30	822309	110552,95	14575,864	7,585	0,000	1,534	105,248	378,905
31	756879	452043,45	198716,14	2,275	0,000	4,559	22,944	82,602
32	647233	55773,269	24517,663	2,275	0,000	0,563	22,944	82,602
33	690676	59730,802	26257,376	2,275	0,000	0,602	22,944	82,602
34	43443	3970,0602	1745,2195	2,275	0,000	0,040	22,944	82,602
35	111266	7762,5896	201,91644	38,445	0,000	0,119	589,208	2121,207
36	43443	25204,999	11079,997	2,275	0,000	0,254	22,944	82,602
J	20368	11,948501	11,948501	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
D	1619	9085,8004	140,48065	64,677	0,000	0,140	997,528	3591,203
F	0	0	0	0,000	0,000	0,000	-	-
K	1619	463,11281	7,1604465	64,677	0,000	0,007	997,528	3591,203
Y	1897	1400,2549	595,48712	2,351	0,000	0,014	24,116	86,820
perd	22842,63	3502,6985	1489,5944	2,351	0,000	0,036	24,116	86,820
Combustible	91569,7463	882988,03	882988,03	1,000	0,000	3,260	3,692	13,293
Aire	1093419,19	252,75293	252,75293	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
gases	1184988,94	0	0	0,000	0,000	0,000	-	-
WT(BP-1/BP-2)	0	358804,2	146031,1	2,457	0,000	4,317	29,561	106,423
WTAP/PI	0	534664,01	208492,8	2,564	0,000	6,404	30,716	110,581
WT BAA	0	21234,938	7096,9	2,992	0,000	0,271	38,184	137,467
WB BAA	0	21234,938	7216,2	2,943	3,260	0,271	37,553	135,194
WB BC	0	1874,3378	730,9	2,56	0,00	0,02	30,716	110,581
Qcond	0	0	0	0,00	0,00	0,00	-	-
Qper	0	0	0	0,00	0,00	0,00	-	-



TABLA 5C : PROPIEDADES DEL RECURSO

EQUIPO	$A_F \times \Pi$	$A_F \times B$	$A_F \times B^*$	B^*/B	$\Pi F_i / F$
	$\Pi_{F,i}$ (dól/seg)	F (MW)	F* (MW)	k*	c_{F,i} (dól/GJ)
TURBINA (BP-1)/(BP-2)	3,61896093	157728,615	358804,1987	2,27481994	22,9442257
TURBINA (AP/PI)	5,4500517	230194,764	534664,0141	2,32265932	23,6758283
TURBINA BAA	0,21417925	9334,77768	21234,93844	2,27481994	22,9442257
BOMBA BAA	0,27098925	7216,2	21234,93844	2,94267599	37,5529013
BOMBA BC	0,0224503	730,9	1874,337761	2,56442435	30,7159634
CALENTADOR 1	0,01951607	1269,1006	2279,68159	1,79629699	15,3778773
CALENTADOR 2	0,07092871	3266,00087	7178,734506	2,19801978	21,7172959
CALENTADOR 3	0,07290269	4254,3147	8111,133628	1,90656644	17,1361762
CALENTADOR 4	0,13925163	7547,70688	14981,02947	1,98484516	18,4495284
DESGASIFICADOR	2,09192929	29694,7143	158612,6894	5,3414452	70,4478671
CALENTADOR 6	0,18812475	10289,6117	20350,16137	1,97773851	18,2829782
CALENTADOR 7	0,34202134	17087,6666	35646,86905	2,08611684	20,0156844
CALENTADOR 8	0,37610671	19144,8808	39421,28106	2,05910297	19,6452885
CON.VAP.SELL	0,13299069	133,320203	8622,687626	64,6765265	997,528447
CONDENSADOR	0,72142588	26471,2408	67505,34048	2,55013888	27,2531946
CALDERA	3,26039169	883240,781	883240,7808	1	3,69139623

TABLA 6C : PROPIEDADES DEL PRODUCTO

EQUIPO	$AP \times \Pi$	$AP \times B$	$AP \times B^*$	B^*/B	$\Pi P_i / F$
	ΠP_i (dól/seg)	P	P*	k*	c_{P,i} (dól/GJ)
TURBINA (BP-1)/(BP-2)	4,31683338	146031,1	358804,1987	2,45703962	29,561055
TURBINA (AP/PI)	6,40405722	208492,8	534664,0141	2,56442435	30,7159634
TURBINA BAA	0,27098925	7096,9	21234,93844	2,99214283	38,1841715
BOMBA BAA	0,2924589	4308,81477	21234,93844	4,92825512	67,8745576
BOMBA BC	0,04391995	596,211847	1874,337761	3,14374458	73,6650026
CALENTADOR 1	0,02662327	962,015235	2279,68159	2,36969385	27,6744762
CALENTADOR 2	0,0780359	2571,85165	7178,734506	2,79127084	30,3423028
CALENTADOR 3	0,08000988	3570,57927	8111,133628	2,27165763	22,4080953
CALENTADOR 4	0,14635883	6265,37943	14981,02947	2,39108096	23,3599303
DESGASIFICADOR	2,09903648	28072,3702	158612,6894	5,65013528	74,7723283
CALENTADOR 6	0,19700874	8840,18432	20350,16137	2,30200646	22,2855919
CALENTADOR 7	0,35090533	15740,9185	35646,86905	2,26459905	22,2925578
CALENTADOR 8	0,3849907	17774,8272	39421,28106	2,21781515	21,6593217
CON.VAP.SELL	0,14009789	72,4403979	8622,687626	119,031478	1933,9746
CONDENSADOR	1,01903964	537,386022	67505,34048	125,617969	1896,28982
CALDERA	8,4249206	427788,906	882227,0191	2,06229523	19,6941072



ESTUDIO TERMOECONÓMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA



Tabla 3D: Eficiencias de la Central

%Carga	1era Ley	2da Ley
100	0,41527654	0,44202145
75	0,41225528	0,43898517
50	0,40042728	0,42639025



ANEXO 5

**MATRICES DE COSTOS EXERGÉTICOS EXERGOECONÓMICOS, ESTRUCTURA
PRODUCTIVA Y MATRIZ DE COSTOS INVERSA Y VECTOR DE BALANCE
EXERGÉTICO.**



FIGURA A1: MATRIZ DE COSTOS EXERGÉTICOS Y EXERGEOCONÓMICOS

FIGURA A2: VECTOR DE BALANCE EXERGETICO



**FIGURA A3:
MATRICES DE LA ESTRUCTURA PRODUCTIVA Y MATRIZ DE INCIDENCIA A**



ANEXO 6
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
(RESULTADOS)



PRECIO DE COMBUSTIBLE

TABLA 1S VARIACIÓN DEL COSTO DE COMBUSTIBLE

Variación	CC (dól/GJ)
-30%	2,5847
-20%	2,9540
-10%	3,3232
0%	3,6925
10%	4,0617
20%	4,4309
30%	4,8002

TABLA 2S: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (COSTO DEL COMBUSTIBLE)

Flujo	Costo Exergoeconómico (dól / KWh)						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
1	114,2492	120,070943	125,892685	131,714428	137,53617	143,357913	149,179655
2	106,354111	111,773086	117,19206	122,611034	128,030009	133,448983	138,867957
3	93,6803744	98,5557379	103,431101	108,306465	113,181828	118,057192	122,932555
4	81,3456945	85,7095992	90,0735039	94,4374085	98,8013132	103,165218	107,529122
5	72,7460301	76,7509901	80,7559501	84,7609102	88,7658702	92,7708302	96,7757903
6	49,3830458	52,3960589	55,4090721	58,4220852	61,4350984	64,4481115	67,4611247
7	49,3830458	52,3960589	55,4090721	58,4220852	61,4350984	64,4481115	67,4611247
8	72,7460301	76,7509901	80,7559501	84,7609102	88,7658702	92,7708302	96,7757903
9	49,3830458	52,3960589	55,4090721	58,4220852	61,4350984	64,4481115	67,4611247
10	81,3456945	85,7095992	90,0735039	94,4374085	98,8013132	103,165218	107,529122
11	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
12	49,3830458	52,3960589	55,4090721	58,4220852	61,4350984	64,4481115	67,4611247
13	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
14	93,6803744	98,5557379	103,431101	108,306465	113,181828	118,057192	122,932555
15	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
16	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
17	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
18	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
19	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
20	157,710945	165,406549	173,102153	180,797757	188,493361	196,188965	203,884569
21	233,969213	244,90894	255,848668	266,788395	277,728122	288,667849	299,607577
22	351,334211	367,314225	383,294239	399,274254	415,254268	431,234283	447,214297
23	665,105315	694,525073	723,944832	753,36459	782,784349	812,204107	841,623866
24	1634,67173	1707,21757	1779,7634	1852,30924	1924,85507	1997,40091	2069,94674
25	1569,92405	1638,39169	1706,85933	1775,32698	1843,79462	1912,26226	1980,72991
26	1627,56481	1698,1141	1768,66339	1839,21267	1909,76196	1980,31125	2050,86054
27	665,105315	694,525073	723,944832	753,36459	782,784349	812,204107	841,623866
28	351,334211	367,314225	383,294239	399,274254	415,254268	431,234283	447,214297
29	233,969213	244,90894	255,848668	266,788395	277,728122	288,667849	299,607577
30	157,710945	165,406549	173,102153	180,797757	188,493361	196,188965	203,884569
31	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
32	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
33	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
34	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328



**ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA**



35	686,546474	716,882494	747,218514	777,554535	807,890555	838,226575	868,562595
36	47,2250896	50,1464801	53,0678706	55,9892612	58,9106517	61,8320422	64,7534328
J	0	0	0	0	0	0	0
D	1627,56481	1698,1141	1768,66339	1839,21267	1909,76196	1980,31125	2050,86054
F	49,3830458	52,3960589	55,4090721	58,4220852	61,4350984	64,4481115	67,4611247
K	1627,56481	1698,1141	1768,66339	1839,21267	1909,76196	1980,31125	2050,86054
Y	49,3830458	52,3960589	55,4090721	58,4220852	61,4350984	64,4481115	67,4611247
perd	49,3830458	52,3960589	55,4090721	58,4220852	61,4350984	64,4481115	67,4611247
Combustible	9,30524181	10,6345621	11,9638823	13,2932026	14,6225228	15,9518431	17,2811634
Aire	0	0	0	0	0	0	0
gases	-	-	-	-	-	-	-
WT(BP-1/BP-2)	59,8822452	63,0525508	66,2228563	69,3931618	72,5634674	75,7337729	78,9040785
WTAP/PI	60,8109903	64,0123086	67,2136268	70,4149451	73,6162633	76,8175816	80,0188998
WT BAA	63,8854744	67,3046827	70,7238911	74,1430994	77,5623078	80,9815161	84,4007245
WB BAA	64,3405851	67,7841514	71,2277177	74,671284	78,1148503	81,5584166	85,0019829
WB BC	60,8109903	64,0123086	67,2136268	70,4149451	73,6162633	76,8175816	80,0188998
Qcond	-	-	-	-	-	-	-
Qper	-	-	-	-	-	-	-

TABLA 3S : VARIACIÓN EN % DEL COSTO DE LA E. ELÉCTRICA CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DEL COSTO DEL COMBUSTIBLE

% CC	C. COMBUSTIBLE	-30	-20	-10	0	10	20	30
% C (dól/MWh)	WT(BP-1/BP-2)	-13,7058413	-9,13722752	-4,56861376	0	4,56861376	9,13722752	13,7058413
	WTAP/PI	-13,6390857	-9,09272383	-4,54636191	0	4,54636191	9,09272383	13,6390857
	WT BAA	-13,8349019	-9,22326794	-4,61163397	0	4,61163397	9,22326794	13,8349019
% C (dól/MWh)	Promedio	-13,7266096	-9,15107309	-4,57553655	0	4,57553655	9,15107309	13,7266096



PODER CALORÍFICO SUPERIOR DEL COMBUSTIBLE

TABLA 4S: VARIACIÓN DEL COSTO DE COMBUSTIBLE

Variación	PCS (kJ/mol C)
-30%	363,3448
-20%	415,2511
-10%	467,1575
0%	519,0639
10%	570,9703
20%	622,8767
30%	674,7831

TABLA 5S: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (PODER CALORÍFICO SUPERIOR)

Flujo	Costo Exergoeconómico (dól / KWh)						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
1	156,284082	146,074112	138,106009	131,714428	126,473606	122,098432	118,390792
2	145,480876	135,977267	128,560424	122,611034	117,732791	113,660306	110,209173
3	128,882091	120,331848	113,659034	108,306465	103,917588	100,25364	97,1487114
4	112,854511	105,201247	99,2284569	94,4374085	90,5089551	87,2293794	84,4501794
5	101,66315	94,6393894	89,15788	84,7609102	81,1555842	78,1457637	75,5951615
6	71,1379848	65,8538668	61,7300154	58,4220852	55,7097249	53,4453756	51,5265054
7	71,1379848	65,8538668	61,7300154	58,4220852	55,7097249	53,4453756	51,5265054
8	101,66315	94,6393894	89,15788	84,7609102	81,1555842	78,1457637	75,5951615
9	71,1379848	65,8538668	61,7300154	58,4220852	55,7097249	53,4453756	51,5265054
10	112,854511	105,201247	99,2284569	94,4374085	90,5089551	87,2293794	84,4501794
11	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
12	71,1379848	65,8538668	61,7300154	58,4220852	55,7097249	53,4453756	51,5265054
13	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
14	128,882091	120,331848	113,659034	108,306465	103,917588	100,25364	97,1487114
15	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
16	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
17	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
18	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
19	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
20	213,27572	199,779436	189,246615	180,797757	173,870057	168,086632	163,185603
21	312,957617	293,771902	278,798914	266,788395	256,940286	248,718827	241,751743
22	466,715133	438,689938	416,818409	399,274254	384,888802	372,87945	362,702404
23	877,525579	825,930227	785,663986	753,36459	726,880475	704,770844	686,034551
24	2158,47635	2031,24798	1931,95594	1852,30924	1787,00237	1732,48249	1686,28089
25	2064,28279	1944,20661	1850,49631	1775,32698	1713,69136	1662,23634	1618,63198
26	2136,95371	2013,22682	1916,6674	1839,21267	1775,70313	1722,6837	1677,75362
27	877,525579	825,930227	785,663986	753,36459	726,880475	704,770844	686,034551
28	466,715133	438,689938	416,818409	399,274254	384,888802	372,87945	362,702404
29	312,957617	293,771902	278,798914	266,788395	256,940286	248,718827	241,751743
30	213,27572	199,779436	189,246615	180,797757	173,870057	168,086632	163,185603
31	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
32	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
33	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
34	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688



**ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL
CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA**



35	905,582447	852,380187	810,859877	777,554535	750,245587	727,447364	708,12754
36	68,3184833	63,1950499	59,1966006	55,9892612	53,3593809	51,1638881	49,3033688
J	0	0	0	0	0	0	0
D	2136,95371	2013,22682	1916,6674	1839,21267	1775,70313	1722,6837	1677,75362
F	71,1379848	65,8538668	61,7300154	58,4220852	55,7097249	53,4453756	51,5265054
K	2136,95371	2013,22682	1916,6674	1839,21267	1775,70313	1722,6837	1677,75362
Y	71,1379848	65,8538668	61,7300154	58,4220852	55,7097249	53,4453756	51,5265054
perd	71,1379848	65,8538668	61,7300154	58,4220852	55,7097249	53,4453756	51,5265054
Combustible	18,4318053	16,3279073	14,6551011	13,2932026	12,162904	11,2097572	10,3951413
Aire	0	0	0	0	0	0	0
gases	-	-	-	-	-	-	-
WT(BP-1/BP-2)	82,7728866	77,2129147	72,8737803	69,3931618	66,5392045	64,1566463	62,1376028
WTAP/PI	83,9255536	78,3111926	73,9296118	70,4149451	67,5330696	65,1272046	63,0884104
WT BAA	88,5732754	82,5767863	77,8969836	74,1430994	71,065076	68,4954615	66,3179016
WB BAA	89,2042585	83,1650513	78,4519103	74,671284	71,5713332	68,9834132	66,7903406
WB BC	83,9255536	78,3111926	73,9296118	70,4149451	67,5330696	65,1272046	63,0884104
Qcond	-	-	-	-	-	-	-
Qper	-	-	-	-	-	-	-

TABLA 6S: VARIACIÓN EN % DEL COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DEL PCS DEL COMBUSTIBLE.

% PCS	PCS	-30	-20	-10	0	10	20	30
% C (dól/MWh)	WT(BP-1/BP-2)	19,2810421	11,2687657	5,01579462	0	-4,11273568	-7,54615499	-10,4557262
	WTAP/PI	19,1871321	11,2138802	4,99136474	0	-4,09270423	-7,50940077	-10,4048007
	WT BAA	19,4626015	11,3748777	5,06302569	0	-4,15146313	-7,61721313	-10,5541823
% C (dól/MWh)	Promedio	19,3102586	11,2858412	5,02339502	0	-4,11896768	-7,55758963	-10,4715697



EFICIENCIA DE LA CALDERA

TABLA 7S: VARIACIÓN DEL COSTO DE
COMBUSTIBLE

Variación	Efic. Caldera
-30%	0,6633
-20%	0,7581
-10%	0,8528
0%	0,9476
10%	1,0424
20%	1,1371
30%	1,2319

TABLA 8S: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (EFICIENCIA DE LA CALDERA)

Flujo	Costo Exergoeconómico (dól / KWh)			
	-30%	-20%	-10%	0%
1	156,664753	146,268784	138,18303	131,714428
2	145,83521	136,15847	128,632117	122,611034
3	129,20088	120,494874	113,723535	108,306465
4	113,139857	105,34717	99,2861915	94,4374085
5	101,925025	94,7733103	89,2108658	84,7609102
6	71,3349988	65,9546181	61,7698776	58,4220852
7	71,3349988	65,9546181	61,7698776	58,4220852
8	101,925025	94,7733103	89,2108658	84,7609102
9	71,3349988	65,9546181	61,7698776	58,4220852
10	113,139857	105,34717	99,2861915	94,4374085
11	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
12	71,3349988	65,9546181	61,7698776	58,4220852
13	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
14	129,20088	120,494874	113,723535	108,306465
15	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
16	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
17	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
18	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
19	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
20	213,778917	200,036767	189,348428	180,797757
21	313,67294	294,137713	278,943647	266,788395
22	467,76003	439,22429	417,029825	399,274254
23	879,449269	826,913986	786,053211	753,36459
24	2163,21996	2033,67382	1932,91572	1852,30924
25	2068,75973	1946,49608	1851,40213	1775,32698
26	2141,56677	2015,5859	1917,60077	1839,21267
27	879,449269	826,913986	786,053211	753,36459
28	467,76003	439,22429	417,029825	399,274254
29	313,67294	294,137713	278,943647	266,788395
30	213,778917	200,036767	189,348428	180,797757
31	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
32	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
33	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612



ESTUDIO TERMEOCONÓMICO DE UNA CENTRAL CARBOELÉCTRICA DE PRESIÓN SUPERCRÍTICA



34	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
35	907,56605	853,394585	811,261224	777,554535
36	68,5095063	63,2927375	59,2352506	55,9892612
J	0	0	0	0
D	2141,56677	2015,5859	1917,60077	1839,21267
F	71,3349988	65,9546181	61,7698776	58,4220852
K	2141,56677	2015,5859	1917,60077	1839,21267
Y	71,3349988	65,9546181	61,7698776	58,4220852
perd	71,3349988	65,9546181	61,7698776	58,4220852
Combustible	13,2932026	13,2932026	13,2932026	13,2932026
Aire	0	0	0	0
gases	-	-	-	-
WT(BP-1/BP-2)	82,9801856	77,3189257	72,9157236	69,3931618
WTAP/PI	84,1348804	78,4182407	73,9719653	70,4149451
WT BAA	88,7968495	82,6911203	77,9422198	74,1430994
WB BAA	89,4294253	83,2801998	78,4974688	74,671284
WB BC	84,1348804	78,4182407	73,9719653	70,4149451
Qcond	-	-	-	-
Qper	-	-	-	-

TABLA 9S : VARIACIÓN EN % DEL COSTO DE E. E. CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA.

% efic. Cald.	Eficiencia cald	-30	-20	-10	0
% C (dól/MWh)	WT(BP-1/BP-2)	19,5797732	11,4215344	5,07623751	0
	WTAP/PI	19,4844082	11,3659048	5,05151324	0
	WT BAA	19,7641456	11,5290849	5,12403774	0
% C (dól/MWh)	Promedio	19,6094423	11,4388414	5,0839295	0



ANEXO 7
COSTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA



Tabla A3: Costo de Generación por Tecnología *

Central	Número de unidades ¹ /	Capacidad por unidad (MW)		Costo de generación (dól/MWh)
		Bruta	Neta	
Termoeléctrica convencional	2	350	329,73	87,50
	2	160	150,02	102,90
	2	84	78,58	119,81
	2	37,5	34,4	138,85
Turbogás aeroderivada gas	1	42,1	41,64	201,53
Turbogás aeroderivada gas	1	102,7	101,19	172,15
Turbogás industrial gas	1	84,3	83,43	180,82
Turbogás industrial gas	1F	189,6	188,08	152,59
	1G	266,6	264,55	137,72
Turbogás aeroderivada diesel	1	39,8	39,48	260,21
Ciclo combinado gas	1F x 1	289,7	281,27	78,13
	2F x 1	582,3	566,03	75,94
	3F x 1	874	850,45	74,66
	1G x 1	406,5	395,19	73,63
	2G x 1	815,3	793,48	72,30
4_ / Combustión interna	1	42,2	40,53	117,50
	2	18,4	17,05	127,09
	3	3,6	3,27	161,46
5_ / 6_ / Carboeléctrica	2	350	324,79	67,00
5_ / 6_ / Carb. supercrítica s/desulf.	1	700	655,1	70,51
Carb. supercrítica CCE PACIFICO	1		651	69,90
5_ / 6_ / Carb. supercrítica c/desulf.	1	700	625,56	76,29
7_ / 8_ / Nuclear (ABWR)	1	1,356,00	1,300,40	71,48
9_ / Geotermoeléctrica				
Cerro Prieto	4	26,95	24,97	80,24
Los Azufres	4	26,6	24,98	81,33
Hidroeléctricas				
Aguamilpa	3	320	318,4	144,50
Agua Prieta	2	120	119,4	202,60
La Amistad	2	33	32,84	85,85
Bacurato	2	46	45,77	98,07
Caracol	3	200	199	138,86
Comedero	2	50	49,75	115,01
Chicoasén	5	300	298,5	91,35
Peñitas	4	105	104,48	100,78
Zimapán	2	146	145,27	180,94

1_ / Número de unidades por cada central o número de turbinas de gas y modelo de éstas (F o G) por cada turbina de vapor (1x1, 2x1 o 3x1)

2_ / El costo se deriva del escenario medio de evolución de los precios de los combustibles (abril de



2008)

3_/ El costo de operación y mantenimiento incluye el correspondiente al agua, excepto para las hidroeléctricas que se considera en el combustible

4_/ La central de combustión interna de 42.2 MW es de dos tiempos, las demás son de cuatro tiempos

5_/ La central carboeléctrica opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado

6_/ Para integrar al costo de inversión el correspondiente a la terminal de recibo y manejo de carbón deberán sumarse 3.9 dólares/MWh

7_/ El costo unitario de inversión incluye un cargo por desmantelamiento de 0.088 dólares/MWh

8_/ El costo del combustible incluye un cargo por manejo de combustible irradiado de 1.06 dólares/MWh

9_/ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico

* Tabla copiada de Copar de generación 2008



NOMENCLATURA

Unidades básicas.

Magnitud	Unidad	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	kg
Tiempo	segundo	s
Intensidad de corriente eléctrica	ampere	A
Temperatura termodinámica	Kelvin	K
Cantidad de sustancia	mol	mol

Unidades SI derivadas expresadas a partir de unidades básicas y suplementarias.

Magnitud	Unidad	Símbolo
Superficie	metro cuadrado	m ²
Volumen	metro cúbico	m ³
Velocidad	metro por segundo	m/s
Aceleración	metro por segundo cuadrado	m/s ²
Masa en volumen	kilogramo por metro cúbico	kg/m ³

Unidades SI derivadas con nombres y símbolos especiales.

Magnitud	Unidad	Símbolo	Expresión en otras unidades SI
Fuerza	Newton	N	
Presión	Pascal	Pa	N·m ⁻²
Energía, trabajo, entalpía	Joule	J	N·m
Potencia	Watt	W	J·s ⁻¹
Potencial eléctrico fuerza electromotriz	volt	V	W·A ⁻¹
Energía eléctrica	kilowatt por hora	kWh	3.6x10 ⁹ N·m



Unidades SI derivadas expresadas a partir de las que tienen nombres especiales.

Magnitud	Unidad	Símbolo
Entropía	Joule por kelvin	J/K
Capacidad térmica másica	Joule por kilogramo Kelvin	J/(kg·K)
Conductividad térmica	Watt por metro kelvin	W/(m·K)

Unidades SI empleadas en termoeconomía.

Magnitud	Unidad	Símbolo SI	Símbolo
Exergía	kilowatt	kW	B
Costo exergético	kilowatt	kW	B*
Costo Exergoeconómico	dólares por segundo	dól/s	Π
Costos no termodinámicos	dólares		dól

Unidades definidas a partir de las unidades SI, pero que no son múltiplos de dichas unidades.

Tiempo	minuto	min	60 s
	hora	h	3600 s

Múltiplos decimales.

Factor	Prefijo	Símbolo
10 ¹²	tera	T
10 ⁹	giga	G
10 ⁶	mega	M
10 ³	kilo	k
10 ²	hecto	h
10 ¹	deca	da



BIBLIOGRAFÍA

M.A. Lozano y A. Valero "Apuntes de Termoeconomía" Curso de Posgrado U. De Zaragoza.

M.A. Lozano y A. Valero. Determinación de la exergía para sustancias de interés comercial. 1986.

Bejan A. Tsatsaronis G and Moran M. "Thermal Design and Optimization" JW 1996.

Kotas T.J, "The Exergy Method of Thermal Plant Analysis" 1995.

Comisión Federal de Electricidad, "Prontuario de Información Técnica, CCE Pacífico", CFE.

Ricardo Rivero R, Gisela Montero A. Ricardo Pulido. Terminología para la aplicación del método de Exergía. <http://homepages.mty.itesm.mx/jllopez/exer.htm>

Ekawan Rudianto, Duchene Damien Goetz, "The Evolution of hard coal trade in the Pacific Market. Energy Policy", 2006.

Ekawan Rudianto, Duchene Michel, "The Evolution of hard Coal trade in the Atlantic Market. Energy Policy", 2006.

Douglas M. Considine, "Tecnología del Carbón", Publicaciones Marcombo, 1986.

Carbunion, "Balance de Energía 2006 y perspectivas de 2007 del Carbón".

Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR de Generación), Comisión Federal de Electricidad, 2007, 27ª edición.

Comisión Federal de Electricidad, "Prontuario de Información Técnica, CCE Pacífico", CFE.

Frederick M. Steingress, Harold J. Frost and Darryl R. Walker (2003). *High Pressure Boilers*, 3rd Edition, American Technical Publishers.

Siemens. Catalogo: Benson Boilers.pdf

José Andrés Martínez. Tesis Doctorado: "Análisis Exergético de Nuevos Ciclos de Potencia" Madrid España 2004.

Teodoro Juan, C. Miguel. Tesis Maestría: "Evaluación Exergoeconómica de una Central Carboeléctrica". México DF., Mayo de 2006.



González Perales, J. Antonio, Rodríguez Neri, C. Raúl. Tesis licenciatura: “Estudio Técnico - Económico de una Central Termoeléctrica con y sin Condiciones Supercríticas de Operación”. México DF., Noviembre de 2007.

<http://www.fundacionenergia.es/>.pdf

Tablas de vapor IF97 de Excel.