



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS EXERGEOECONÓMICO DE PLANTAS DE
POTENCIA DE CICLO COMBINADO
Desarrollo de simulador y Estudio de caso**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

**ENERGÍA – PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA
P R E S E N T A :**

ING. ÁNGEL JIMÉNEZ DE LA LUZ



**TUTOR:
ING. AUGUSTO SÁNCHEZ CIFUENTES**

2006

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. CERVANTES DE GORTARI JAIME
Secretario: ING. SÁNCHEZ CIFUENTES AUGUSTO
Vocal: DR. ALMANZA SALGADO RAFAEL
1er. Suplente: DR. RODRÍGUEZ PADILLA VÍCTOR
2do. Suplente: DR. SERRATO ÁNGELES GERARDO

Lugar donde se realizó la tesis:

PROGRAMA UNIVERSITARIO DE AHORRO DE ENERGÍA

TUTOR DE TESIS:

ING. AUGUSTO SÁNCHEZ CIFUENTES

FIRMA

A mi esposa:
Eleasud Olivera
por llegar en el momento justo y acompañarme en la vida

A mis padres:
Margarita de la Luz y Flavio Jiménez †
por darme la vida y apoyarme incondicionalmente.

A mis hermanos:
Leticia, Rocío, Flavio, Gerardo, Enrique, Pedro y Miguel
por apoyar mis proyectos y darme ánimo para lograr este objetivo.

AGRADECIMIENTOS

Al mencionar a las personas que colaboraron de alguna manera en la elaboración de este trabajo es muy común omitir a alguien, por lo que ofrezco disculpas anticipadas en el caso de que esto ocurra. Por otra parte quiero agradecer infinitamente a cada una de ellas el apoyo brindado.

Quiero agradecer especialmente al Ing. Augusto Sánchez Cifuentes por la dirección de este trabajo, así como la orientación, enseñanzas, paciencia y amistad que fueron parte esencial para llevar a buen fin esta tesis.

Al Dr. Jaime Cervantes de Gortari por el apoyo que me dió en los momentos más difíciles.

Al Dr. Gerardo Serrato Ángeles por el apoyo incondicional y su colaboración en mi proyecto de Maestría.

Al Dr. Víctor Rodríguez Padilla por esas tardes de cátedra.

A los sinodales, Dr. Jaime Cervantes de Gortari, Dr. Rafael Almaza Salgado, Dr. Gerardo Serrato y Dr. Víctor Rodríguez Padilla; quienes ayudaron con la revisión de este documento y aportaron ideas para mejorarlo.

A todos los profesores del Posgrado de la Facultad de Ingeniería que intervinieron en mi formación como Maestro en Ingeniería.

A Comisión Federal de Electricidad, en especial al Ing. Carlos Fernández Fiol por facilitarme el acceso a sus instalaciones y apoyarme con sus comentarios y recomendaciones.

A Flavio por la guía y el apoyo incondicional que siempre me ofreciste.

A Leticia por enseñarme a no rendirme ante las situaciones más difíciles.

A Gerardo por enseñarme que se puede ser el mejor siempre que uno se lo propone.

A Enrique por darme el ejemplo del estudio y la perseverancia.

A Pedro por esas charlas que me han hecho una mejor persona.

A Miguel por ser mi cómplice de diversión.

A Rocío por el apoyo a mi proyecto de vida.

A Jav, Yat y Ser por acompañarme en el camino de la vida.

A Sexy, Benja, y Frías por todos esos momentos que pasamos juntos (la ultima antes de la ultima).

A todos los amigos y compañeros que han estado presentes en mi desarrollo personal y profesional.

El apoyo financiero para la realización de mis estudios y trabajo de tesis estuvo compartido por varias instituciones:

La familia “Jiménez de la Luz” por confiar en mi y apoyarme durante muchos años.

A CONACYT por apoyarme para la presentación de este trabajo en el Congreso SOMIM 2003.

A la UNAM por apoyarme para la presentación de este trabajo en el Congreso ECOS 2004.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	
AHORRO DE ENERGÍA	1
Conclusiones	15
CAPITULO 1	
PLANTAS DE POTENCIA DE CICLO COMBINADO	17
1.1 Introducción	17
1.2 Principios termodinámicos de las CCC	19
1.2.1 Consideraciones básicas	19
1.2.2 Eficiencia térmica de las plantas de ciclo combinado	22
1.2.2.1 Efecto del quemado adicional en el recuperador de calor para la eficiencia total	22
1.2.2.2 Eficiencia de una CCC sin quemado adicional de combustible en el HRSG	24
1.3 Diseño del sistema	25
1.4 Plantas de potencia de ciclo combinado en México	31
Conclusiones	34
CAPITULO 2	
SIMULADOR	35
2.1 Descripción del simulador	35
2.1.1 Esquema de la planta	36
2.1.2 Ingreso de variables	36
2.1.3 Memoria de cálculo	37
2.1.4 Tabla de estados termodinámicos	39
2.1.5 Diagramas T – Q y T – s	39
2.1.6 Análisis de la combustión	41
2.1.7 Diagrama de Ostwald	46
2.1.8 Balances (masa, energía y exergía)	47
2.1.9 Costos (exergéticos y exergoeconómicos)	49
2.1.10 Esquema de planta con datos	49
2.1.11 Resultados	51
2.2 Instrucciones de uso	51
2.3 Potencial de mejora	52
Conclusiones	52

CAPITULO 3	
VALIDACIÓN	54
3.1 Estudios de caso con datos teóricos	54
3.1.1 Central de ciclo combinado Río Bravo 3	55
3.1.2 Central de ciclo combinado Chihuahua 3	59
3.1.3 Central de ciclo combinado 540 MW	62
3.2 Análisis comparativo	66
Conclusiones	70
CAPITULO 4	
PRUEBAS EN PLANTA	71
4.1 Pruebas de aceptación	71
4.1.1 Curvas de corrección	72
4.1.2 Corrección de las mediciones de potencia en una CCC	74
4.1.3 Corrección de la eficiencia medida de una CCC	74
4.1.4 Comisionar	75
4.1.5 ASME PTC-4.4, HRSG para turbinas de gas	76
4.1.6 ASME PTC-22, procedimiento de prueba para turbinas de gas	76
4.1.7 ASME PTC-46, comportamiento global de la planta	77
4.2 Estudio de caso con datos teóricos y reales	78
4.2.1 Datos de diseño de la CCC “El Sauz”	79
4.2.2 Datos operativos de la CCC “El Sauz”	83
4.3 Análisis comparativo	86
Conclusiones	91
CAPITULO 5	
CONCLUSIONES	92
REFERENCIAS	95
APENDICES	98
APÉNDICE 1	
MEMORIA DE CÁLCULO	99
APÉNDICE 2	
CONCEPTOS DE INGENIERÍA ECONÓMICA	147

APÉNDICE 3

APÉNDICE 3.1 Resultados del simulador - CCC Río Bravo 3	150
APÉNDICE 3.2 Resultados del simulador - CCC Chihuahua 3	152
APÉNDICE 3.3 Resultados del simulador - CCC 540 MW	154
APÉNDICE 3.4 Resultados del simulador - CCC El Sauz (Diseño) U6,U7	156
APÉNDICE 3.5 Resultados del simulador - CCC El Sauz (Operativos) U6,U7	158
APÉNDICE 3.6 Resultados del simulador - CCC El Sauz (Operativos) U5,U7	160
APÉNDICE 3.7 Resultados del simulador - CCC El Sauz (Diseño) U5,U6,U7	162
APÉNDICE 3.8 Resultados del simulador - CCC El Sauz (Operativos) U5,6,7	164

INDICE DE TABLAS

Tabla 1	Participación en capacidad por tipo de planta	11
Tabla 2	Historial de capacidad y generación eléctrica	12
Tabla 3	Capacidad adicional por tecnología (MW) 2005 – 2014	13
Tabla 4	Comparación termodinámica de una turbina de gas, una planta de vapor y una de ciclo combinado	20
Tabla 5	Reducción aceptable de la eficiencia en un proceso de vapor, como función de la eficiencia de la turbina de gas (η ciclo de vapor = 0.25)	24
Tabla 6	Comparación entre algunas plantas de generación	29
Tabla 7	Comparación de precios específicos para varios sistemas (%)	30
Tabla 8	Comparación de la cantidad de agua requerida para algunos arreglos	31
Tabla 9	Capacidad instalada y generación de plantas termoeléctricas	32
Tabla 10	Centrales de ciclo combinado en operación al 2004	33
Tabla 11	Proyectos de generación de CCC: capacidad comprometida	34
Tabla 12	Combustión neutra de combustibles sólidos y líquidos	43
Tabla 13	Combustión neutra de combustibles gaseosos	44
Tabla 14	Principales condiciones para simular la CCC Río Bravo 3	55
Tabla 15	Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, Río Bravo 3	56
Tabla 16	Balances de Energía y Exergía, Río Bravo 3	58
Tabla 17	Resultados Río Bravo 3	58
Tabla 18	Principales condiciones para simular la CCC Chihuahua 3	59
Tabla 19	Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, Chihuahua 3	60
Tabla 20	Balances de Energía y Exergía, Chihuahua 3	61
Tabla 21	Resultados Chihuahua 3	62
Tabla 22	Principales condiciones para simular la CCC de 540 MW	63
Tabla 23	Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, 540 MW	64
Tabla 24	Balances de Energía y Exergía, 540 MW	65
Tabla 25	Resultados 540 MW	66
Tabla 26	Variación del costo de la electricidad con respecto a la inversión inicial	67
Tabla 27	Resumen del análisis de los ciclos teóricos	69
Tabla 28	Principales condiciones para simular la CCC El Sauz 2 (Diseño)	80
Tabla 29	Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, El Sauz 2 (Diseño)	81
Tabla 30	Balances de Energía y Exergía, El Sauz 2 (Diseño)	82
Tabla 31	Resultados El Sauz 2 (Diseño)	82
Tabla 32	Principales condiciones para simular la CCC El Sauz 2 (Datos operativos)	83
Tabla 33	Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, El Sauz 2 (Datos operativos)	84

Tabla 34	Balances de Energía y Exergía, El Sauz 2 (Datos operativos)	85
Tabla 35	Resultados El Sauz 2 (Datos Operativos)	86
Tabla 36	Resumen del análisis CCC El Sauz, Unidades 6 y 7	87
Tabla 37	Resumen del análisis CCC El Sauz, Unidades 5 y 7	89
Tabla 38	Resumen del análisis CCC El Sauz como Ciclo Combinado	90

INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1	Evolución mundial de los energéticos utilizados en la generación de energía eléctrica	9
Gráfica 2	Porcentaje de participación en generación	10
Gráfica 3	Sistema Eléctrico Nacional: Pronóstico de la generación bruta (GWh)	14
Gráfica 4	Costo unitario por generación (centavos de dólar por kWh)	15
Gráfica 5	Eficiencia térmica de turbinas de gas en CCC como función de la temperatura de entrada y salida en la turbina	26
Gráfica 6	Composición del costo de generación eléctrica para CCC	67
Gráfica 7	Composición del costo de generación eléctrica para IGCC	68

INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Planta de generación de ciclo combinado	18
Figura 2	Diagramas Temperatura – Entropía	21
Figura 3	Diagrama Temperatura – calor: Intercambio de calor ideal	27
Figura 4	Diagrama Temperatura – Calor: Intercambio de calor en el HRSG	28
Figura 5	Diagramas Temperatura vs. Entropía, del ciclo de vapor y de la turbina de gas	40
Figura 6	Diagrama de transferencia de calor en el HRSG	41
Figura 7	Diagrama de Ostwald para gas natural	47
Figura 8	Pantalla parcial de la sección “Esquema con datos”	50

RESUMEN

ANÁLISIS EXERGOECONÓMICO DE PLANTAS DE POTENCIA DE CICLO COMBINADO

Desarrollo de simulador y Estudio de caso

Ángel Jiménez de la Luz

Ante el latente peligro de crisis energéticas los gobiernos han dado énfasis al ahorro de energía, al uso racional de los recursos energéticos primarios y a la optimización de sistemas y equipos en las industrias. Esto ha llevado a los investigadores al desarrollo de metodologías más estrictas que permitan un análisis más detallado de los sistemas energéticos, como es el caso de la Termoeconomía, que combina el uso de las dos leyes de la termodinámica con los análisis económicos.

Aquí se presenta un simulador desarrollado bajo este método con el que se demuestra que un análisis exergoeconómico es más conveniente en la búsqueda de la optimización de sistemas energéticos, que un tradicional análisis por “Primera Ley de la Termodinámica”.

El análisis se aplica a una planta de potencia de ciclo combinado (CCC) y el simulador se valida con una central de Comisión Federal de Electricidad (CFE), en este caso la central “El Sauz” ubicada en el estado de Querétaro, México; así como con datos de pruebas llevadas a cabo a la misma planta por el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM, CFE).

Los principales resultados obtenidos en este trabajo están enfocados en las condiciones operativas de la planta de generación, en específico la evaluación económica de las desviaciones operativas con respecto a las condiciones de diseño, lo cual es una herramienta para la administración del mantenimiento.

PROBLEMATICA

La generación eléctrica en México es asunto de alta importancia, debido al constante aumento de la demanda de energía. Para el gobierno de México es una prioridad asegurar el abasto de energía a las industrias, hospitales, transporte, hogares, etc.

Por lo anterior la Secretaría de Energía a través de la Comisión Nacional de Ahorro de Energía entre otras actividades está impulsando programas de ahorro de energía, así como tecnologías que permitan un mejor aprovechamiento de ésta.

Por otra parte por medio de Comisión Federal de Electricidad, se está promoviendo una reforma eléctrica que permita satisfacer esta demanda, así como la inversión de capital privado en proyectos de gas natural y generación eléctrica.

Uno de los principales problemas que tiene el país es que existen plantas de generación eléctrica de construcción reciente o con algunos años de antigüedad, las cuales se piensa, no están operando a su máxima eficiencia posible o tienen aún posibilidad de mejora [1]. Lo anterior, no sólo considera el punto de vista de diseño sino que incluye las condiciones operativas.

JUSTIFICACIÓN

De acuerdo al programa sectorial de energía, la expansión del sistema está basada en que las plantas nuevas de generación eléctrica deben ser de ciclo combinado, tomando en cuenta que son plantas termoeléctricas en donde se obtienen los mejores valores de eficiencia, por lo tanto costos de generación mejores a los de plantas termoeléctricas convencionales [2].

Pensando en un futuro próximo en donde la mayoría de las plantas de generación eléctrica sean de ciclo combinado (y fuentes renovables de energía), es necesario trabajar en la mejora de este tipo de sistemas, por esto se propone llevar a cabo un análisis de los ciclos combinados utilizando metodologías basadas en conceptos o teorías más racionales, que permitan un análisis exhaustivo del proceso y de las condiciones operativas.

Es evidente que el utilizar el modelado y la simulación de procesos, es mejor y más adecuado que experimentar en las plantas de generación. Además de que sería prácticamente imposible experimentar en una planta de generación; el modelado y simulación por medio de una computadora nos permite variar en un amplio rango cada uno de los parámetros del sistema en tiempos relativamente cortos, y obtener así, características del comportamiento del proceso que nos servirán de base para la toma de decisiones en lo que se refiere a la operación y mantenimiento de la planta.

OBJETIVO GENERAL

Obtener una herramienta de análisis operativo de las plantas de ciclo combinado con el que se observen las desviaciones con respecto a las condiciones de diseño y se obtenga el costo de estas desviaciones.

ALCANCES

- Desarrollo de una metodología general aplicada a ciclos combinados (hoja de cálculo).
- El análisis exergoeconómico será aplicado a una planta de generación eléctrica de ciclo combinado de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y será generalizado en la medida de lo posible al resto de sus plantas de ciclo combinado.
- El estudio abarca desde los recursos (combustible, agua, aire) que ingresan en el proceso para producir electricidad, hasta los bornes después del generador eléctrico.
- Dentro del estudio se realiza una comparación entre las condiciones de diseño y las condiciones de operación. Lo anterior, para condiciones de operación a plena carga y algunas de carga parcial.
- Se interpretan los resultados obtenidos para proponer mejoras, en función de activar los mantenimientos preventivos, correctivos y predictivos.

METODOLOGÍA

- Con base en los balances de energía de algunas CCC de CFE se definió un modelo o configuración general de la central.
- Se obtuvieron las propiedades termodinámicas para cada flujo del sistema.
- Se realizó un análisis del sistema por primera Ley de la Termodinámica.
- Se realizó un análisis exérgico del sistema.
- Finalmente, se aplica la metodología propuesta por Valero et. al. para el análisis exergoeconómico [3].

INTRODUCCIÓN

AHORRO DE ENERGÍA

El concepto Ahorro de energía se refiere al esfuerzo por reducir la cantidad de energía para usos industriales y domésticos, obteniendo los mismos satisfactores.

En otros tiempos, la energía disponible con relación a la demanda de consumo humano era abundante. La madera y el carbón vegetal eran los principales combustibles hasta la aparición, en el siglo XVIII, del carbón mineral con la Revolución Industrial. Todavía hoy la madera constituye el 13% de la energía mundial, y la mayor parte se quema de modo poco eficaz para cocinar y calentar los hogares en los países menos desarrollados. Un típico aldeano de México gasta cinco veces más energía que un Norteamericano o Europeo para preparar la cena sobre el fuego, o utilizando la madera para quemar¹. La consecuencia de ello es que la madera como combustible está empezando a escasear en América latina, África y el Sureste asiático.

En Europa, y en particular en Gran Bretaña, los suministros de madera empezaron a disminuir en la mitad del siglo XVIII, pero el carbón disponible iba aumentando. El carbón se utilizaba para usos domésticos y para las máquinas de vapor. La máquina de vapor (caldera de carbón) también hizo posible el transporte por ferrocarril, con el invento de la locomotora, que resultó una forma de propulsión más segura y eficaz que muchas otras. No es necesario mencionar la baja eficiencia que se tenía en estos equipos².

Rendimiento de la energía

Los esfuerzos de los ingenieros para mejorar el rendimiento de las máquinas llevaron al físico e ingeniero militar francés Nicolás Carnot a la formulación de las leyes de la termodinámica en 1824. Estas son leyes basadas en la experiencia pero con una importante base teórica, y son fundamentales para incrementar el rendimiento del uso que hacemos de las reservas de energía de combustibles fósiles. El descubrimiento de que la energía no se crea ni se destruye debería disuadir a los inventores de máquinas de movimiento perpetuo, pero la segunda ley de la termodinámica supone un límite más complejo al rendimiento de cualquier motor de calor, ya sea una turbina o el motor de un automóvil. Por ejemplo, si en una turbina de vapor la temperatura del vapor de admisión tiene un valor T_{caliente} , y la temperatura de salida de la turbina a la que ha hecho girar tiene un valor $T_{\text{frío}}$, el rendimiento de la conversión teóricamente posible de la máquina sería muy simple:

¹ Tomado de la página del Consejo Mundial de Energía, www.worldenergy.org. Febrero 2004.

² Ídem.

$$E = \frac{T_{caliente} - T_{frio}}{T_{caliente}}$$

donde T es absoluta (K).

Por esta razón en la práctica, el rendimiento de la conversión de las grandes centrales eléctricas de vapor que funcionan con carbón o petróleo es de menos del 40%³, el de los motores de gasolina de automóviles es de menos del 23% y el de los motores diesel para automóviles es del 28% [4]. El resto de la energía se disipa en forma de calor.

El bajo rendimiento con el que generamos nuestra energía o impulsamos nuestros automóviles, es una consecuencia de las leyes físicas más que de la negligencia, hace pensar que los futuros adelantos en el rendimiento de la energía serán el resultado tanto de nuevos avances tecnológicos como de la reducción consciente del consumo de energía.

Factores que mejoran el rendimiento

Todo el sistema energético del mundo se vio seriamente afectado en 1973, cuando los productores de petróleo árabes, en respuesta a las presiones de la Guerra de Vietnam, cuadruplicaron el precio del petróleo hasta alcanzar los 12 dólares por barril, y redujeron en un 50% el suministro a los grandes importadores de petróleo como la Comunidad Europea y Estados Unidos (como medida de presión para que retiraran su apoyo a Israel). Más tarde, en 1979, los precios subieron aún más, y en 1980 se pagaban 40 dólares por barril [5].

La Comunidad Europea reaccionó poniendo en práctica una política conocida en inglés como *CoCoNuke*, iniciales de carbón, conservación y nuclear; estas medidas también fueron tomadas por otras naciones bajo estrictos programas de ahorro de energía. Se dio prioridad a la reducción del consumo de combustibles, en especial del petróleo. Estimulada por el aumento de los precios, la gente comenzó a ahorrar energía y utilizarla de un modo más económico, consiguiéndose a lo largo de la década de 1980 un espectacular avance en el rendimiento de la energía. Al deshacerse el cártel árabe y bajar los precios del petróleo, llegando en algunos casos a menos de diez dólares por barril, han aparecido nuevas razones para el rendimiento de la energía: motivos ambientales, de contaminación y en especial de calentamiento global [5].

Contaminación del ambiente

El químico sueco Svante Arrhenius descubrió en 1896 que el equilibrio radiactivo de la Tierra dependía en gran medida de la capa protectora de dióxido de carbono. Durante 150 000 años el contenido de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera se ha

³ Tomado de la página de la Secretaría de Energía en México, www.energia.gob.mx. Febrero 2004.

mantenido en un valor constante de unas 270 partes por millón (ppm). El dióxido de carbono atrapa los rayos infrarrojos que salen de la Tierra y es el responsable de que la temperatura de la superficie terrestre sea unos 31 grados más cálida que si no existiera. Esto ha tenido un efecto crucial en el desarrollo de la vida misma, ya que sin este efecto invernadero natural, la mayoría del agua terrestre sería hielo. Sin embargo, el contenido de dióxido de carbono en la atmósfera se ha incrementado desde 1850 hasta alcanzar 360 ppm. El mayor motivo de este aumento es el incremento progresivo de la combustión de carbón, petróleo y gas para obtener la energía necesaria a fin de mantener nuestro estilo de vida [6]. Los habitantes del oeste de Europa gastan 3 toneladas de petróleo, o su equivalente en gas o carbón, por persona y año, mientras que en Estados Unidos el gasto es de 8 toneladas por persona y año. En el mundo se consumen 8 000 millones de toneladas de petróleo u otros combustibles fósiles al año, y se espera que en el año 2020 el consumo alcance los 14 000 millones de toneladas anuales. Gran parte de este aumento de la demanda proviene de los países en vías de desarrollo. En China se queman 1 000 millones de toneladas de carbón y se calcula que en cinco años esta cifra se incrementará a 1 500 millones de toneladas, ya que su economía está creciendo a un ritmo del 10% anual⁴ (Como media, en un país en vías de desarrollo un crecimiento anual del 1% viene a suponer un incremento en el consumo de energía del 1.5%.) El rápido aumento de la población de los países en vías de desarrollo acentúa el problema. Las Naciones Unidas estiman que en el año 2040 el crecimiento de población será de 10 000 millones de personas de las que 8 000 millones pertenecerán a países en vías de desarrollo⁵, muchos de ellos con economías en fuerte expansión, con lo que su demanda de energía aumentará de forma considerable.

El efecto de la quema masiva de combustibles fósiles es el aumento de la cantidad de dióxido de carbono. Su concentración en el aire habrá duplicado en el año 2030 los valores medios del siglo XIX, que se situaban en 270 ppm, lo que provocará el aumento en 2 °C de la temperatura de la superficie terrestre así como un incremento de aproximadamente 4 cm del nivel del mar, según las estimaciones de la Conferencia Intergubernamental sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas [6].

Las consecuencias del calentamiento global son impredecibles a largo plazo y han provocado la alarma en todo el mundo. El ver masas de agua inundando los países ribereños y cambios en el clima provocando el aumento de las lluvias en partes del hemisferio norte, así como la extensión de la desertización en algunas regiones ecuatoriales resulta inquietante. En mayo de 1992, 154 países firmaron el Tratado de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (ratificado en marzo de 1994). Los países signatarios se comprometieron a estabilizar, para el final de siglo, los niveles de las emisiones de dióxido de carbono en los valores de 1990 [6].

Los científicos participantes de la Conferencia Intergubernamental sobre el Cambio Climático, encargados de vigilar e investigar el fenómeno del calentamiento, advirtieron que con las propuestas de reducción aprobadas difícilmente se logrará

⁴ Tomado de la página de British Petroleum, Oil-consumption, www.bp.com. Febrero 2004.

⁵ Tomado de la página de la Organización de las Naciones Unidas, www.un.org. Febrero 2004.

evitar los posibles daños futuros que puede causar el cambio en el clima. La estabilización del nivel de las emisiones de dióxido de carbono va a requerir una considerable voluntad política. El Consejo Mundial de Energía afirma que para alcanzar la pretendida estabilización sería necesaria una reducción de al menos un 60% de las emisiones anuales de dióxido de carbono a partir de ahora. ¿Cómo lograr esta reducción?⁶

Ahorro de energía y efecto invernadero

Hay diversos métodos pero el más efectivo es quemar menos combustibles fósiles y en especial, combustibles ricos en carbono como el carbón y el petróleo. Estos combustibles también tienen un alto contenido de azufre, que junto con nitrógeno dan lugar a emisiones de carácter ácido y causan la lluvia ácida. De ello se desprende que la protección del medio ambiente es hoy el mayor incentivo para el ahorro de energía. A largo plazo, también es importante el agotamiento de los recursos de combustibles fósiles, no renovables. Al ritmo de consumo actual se calcula que las reservas de petróleo y gas natural durarán unos cincuenta años y las de carbón unos doscientos años⁷.

La demanda creciente de combustibles fósiles y los daños por la contaminación derivados de su utilización han motivado llamadas de atención para ir avanzando hacia un desarrollo sustentable, un concepto que apoyan políticos de muchos países. La enorme dificultad para conseguir esta meta ha sido menospreciada a menudo. El Consejo Mundial de Energía estima que las fuentes de energías renovables sólo podrán aportar un 30% de la demanda mundial en el año 2020 (aunque la cifra podría llegar a un 60% para el año 2100)⁸.

Por esta razón, las naciones han llevado a cabo numerosas iniciativas para estimular el ahorro de energía, estimando posible lograr un ahorro del 20%. El Consejo Mundial de Energía ha aconsejado una reducción de la intensidad de la energía para el futuro en distintas zonas, teniendo en cuenta la cantidad de energía necesaria para producir una unidad del producto interno bruto (PIB). En un informe de 1993, el Consejo Mundial de la Energía publicó sus estimaciones para un uso eficaz de la energía, situándolo en un 3 o 3.5% para los países medios, un 4 - 5% para Europa occidental y Japón, y sólo un 2% para Estados Unidos⁹.

Métodos para un ahorro de energía eficaz

El ahorro de energía mediante el aumento de la eficacia se puede lograr, en lo que respecta a la parte del suministro, a través de avances tecnológicos en la producción de electricidad, mejora de los procesos en las refinerías y otros. En cambio, en lo que respecta a la parte de la demanda (la energía empleada para calefacción de edificios,

⁶ Tomado de la página del Consejo Mundial de Energía, www.worldenergy.org. Febrero 2004.

⁷ Tomado de la página de British Petroleum, www.bp.com. Febrero 2004.

⁸ Tomado de la página del Consejo Mundial de Energía, www.worldenergy.org/wec-geis/. Febrero 2004.

⁹ Ídem.

aparatos eléctricos, iluminación, etc.), se ha descuidado en relación con la parte del suministro, existiendo un margen amplio para su mejora. En México 22% del consumo final de energía se destina al sector doméstico, un 37% a la industria y un 41% al transporte [7].

Sector de edificios domésticos y comerciales. Con la tecnología moderna para ahorrar energía, el consumo se puede llegar a reducir un 20% en un periodo de cinco años. Se debe estimular la construcción de diseños con buen aislamiento, el uso eficaz de la energía en la iluminación, la instalación de sistemas de control de energía y la de aparatos modernos y eficaces para calefacción, aire acondicionado, cocinas y refrigeración. Las etiquetas en los aparatos con información sobre la eficacia de su funcionamiento ayudan a elegir el sistema más adecuado¹⁰.

Los progresos en el sector doméstico son lentos al mejorar las técnicas de ahorro de energía en el periodo de construcción. Se debe alentar la instalación de sistemas eficaces de iluminación y aislamiento. Cada vez tienen lugar más renovaciones de edificios comerciales e industriales que deberían incluir medidas de ahorro de energía.

Sector Industrial. El ahorro de electricidad se puede conseguir mediante sistemas avanzados de control de potencia, la instalación de motores eléctricos modernos para ventiladores, bombas, mecanismos de transmisión, y la instalación de equipos de iluminación de alta eficacia; se debe evitar la penalización que supone el uso de energía en momentos de máximo costo, utilizando tarifas reducidas para ahorrar dinero (aunque no necesariamente energía)¹¹.

El rendimiento de las calderas y hornos se puede mejorar en gran medida mediante un ajuste y control cuidadoso de los niveles de combustión y del exceso de aire. La recuperación del calor desechado a través de intercambiadores, bombas de calor y circuitos térmicos, es un buen método para mejorar el ahorro energético. Las innovaciones en los sistemas de vapor y condensación pueden aportar también un ahorro sustancial.

La conservación de la energía sólo se puede conseguir si se introduce un plan de gestión de la energía con un seguimiento riguroso y metas de progreso. La motivación de la mano de obra es esencial y sólo es posible si existe un compromiso abierto al más alto nivel. La mejora en la conservación de la energía es un problema tanto de actitud como técnico y financiero.

Generación de electricidad. El rendimiento en la generación de electricidad depende en última instancia de las leyes de la termodinámica. Al incrementar la temperatura de entrada en las turbinas de gas mediante la introducción de nuevos materiales y técnicas de diseño, el rendimiento de las turbinas se ha incrementado en un 42%. Si el gas caliente de salida se usa para generar vapor a fin de alimentar una turbina de

¹⁰ Tomado de la página de la Comisión Nacional de Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx. Febrero 2004.

¹¹ Ídem.

vapor, se forma un llamado ciclo combinado, con un rendimiento teórico generalizado de la conversión del calor en electricidad de cerca del 60%. Las plantas de ciclo combinado que funcionan con gas están sustituyendo con rapidez a las de carbón y petróleo en todo el mundo. Un incentivo para su construcción es el menor impacto ambiental y la reducción de la emisión de dióxido de carbono debido al combustible utilizado, gas natural [8].

Un modo aún más eficaz de utilizar la energía de combustibles fósiles primarios es la construcción de sistemas de Cogeneración o de Energía y Calor Combinados (ECC). En este caso, el calor de salida de la turbina de gas o vapor e incluso de los motores diesel se emplea para alimentar los generadores de electricidad y suministrar vapor y calor a los distintos elementos de las fábricas. Estos sistemas tienen un rendimiento global en el uso de la energía de más del 70%. Son muchas circunstancias comerciales en las que los sistemas ECC son ideales para el equilibrio electricidad/calor necesario, y su instalación supone un adelanto en costos y ahorro de energía.

Transporte. Aproximadamente dos quintas partes de la energía consumida en el país se emplean en transporte. El transporte es el sector que más dióxido de carbono produce, incluyendo la generación de electricidad, los procesos industriales o la refinación del petróleo. En la actualidad hay en el mundo 500 millones de vehículos y en México se calcula que su número se duplicará en el año 2020. Por lo anterior las manufactureras de vehículos automotores y algunas universidades están investigando y desarrollando tecnologías basadas en tracción eléctrica y celdas de combustible, apoyando el tema de ahorro de energía¹².

En 1990 General Motors Company anuncia que ha desarrollado un vehículo eléctrico y en 1996 lo pone a la venta al público en Estados Unidos. Así mismo en 2001 anuncia que está haciendo las últimas pruebas en un vehículo que funciona mediante celdas de combustible y en 2003 lo tiene de venta al público en Japón. Finalmente, en el año 2002 anuncia que tiene listo un vehículo híbrido¹³. De lo anterior se puede decir que la industria privada participa activamente en temas de ahorro de energía y desarrollo sustentable.

El National Fuel Cell Research Center (Centro de Investigación asociado a la Universidad de California, Irvine) trabaja desde 1992 en celdas de combustible. La finalidad es convertir la energía química directamente en energía utilizable, sin pasar por un proceso de combustión. La aplicación directa de esta tecnología es en generación eléctrica¹⁴.

¹² Ídem.

¹³ Tomado de la página de General Motors Co., www.gm.com. Febrero 2004.

¹⁴ Tomado de la página del National Fuel Cell Research Center, www.nfcrc.uci.edu. Febrero 2004.

Políticas energéticas

La desregularización y privatización de los sistemas de suministro de energía, junto con la introducción de políticas energéticas en manos de las leyes del mercado, alientan a los productores a aumentar sus beneficios, vendiendo mucho más cantidad de energía y disminuyendo su disposición a la conservación de la misma. El único límite son las leyes sobre contaminación. Por lo que respecta a la demanda, los usuarios parecen reacios a instalar sistemas de ahorro de energía, a pesar del ahorro que les supondría durante tres o cuatro años. Un ejemplo son las lámparas de alto rendimiento energético.

No hay duda de que se debe hacer un uso más eficaz de los recursos energéticos del mundo en el futuro, si se quiere satisfacer la demanda creciente de energía de una población en rápido aumento e industrialización.

Aunque en México aún no se tiene la cultura de ahorrar energía, el Gobierno Federal a través de su Secretaría de Energía (SENER)¹⁵, impulsa este concepto bajo diferentes programas y actividades, por ejemplo: el horario de verano, o publicidad en radio y TV mencionando que se utilice de mejor manera el gas o la electricidad. También cuenta con la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE) que tiene como misión: promover y fomentar lineamientos y acciones en materia de ahorro y uso eficiente de energía y aprovechamiento de energías renovables en el país; brindar asistencia técnica en la materia a los sectores público, privado y social; así como concertar la implantación de las normas de eficiencia energética¹⁶.

Por la importancia de utilizar eficientemente la energía, las instituciones educativas también promueven el estudio e investigación acerca de este tópico. Simultáneamente proponen nuevos sistemas y tecnología que ayudan con el concepto de ahorro de energía. De hecho, es en estas instituciones donde se genera la mayor aportación teórica y práctica de nuevas tecnologías para lograr el ahorro de energía, así como el mejor aprovechamiento de los recursos naturales.

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2005-2014 [9]

La prospectiva del sector eléctrico (PSE) es un documento generado por la SENER, en el que se describe el panorama actual de la industria eléctrica en México y en el mundo, así como las tendencias que se deben seguir en la construcción de infraestructura en sus cuatro actividades principales: generación, transmisión, despacho y distribución. Lo anterior se basa en estudios detallados de posibles escenarios de la industria eléctrica mundial y nacional, para posteriormente elegir el más adecuado de acuerdo a las condiciones sociales, económicas, políticas y

¹⁵ La Secretaría de Energía (SENER) es una Secretaría de Estado del Gobierno Mexicano encargada de conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente.

¹⁶ Tomado de la página web de CONAE, www.conae.gob.mx. Febrero 2004.

tecnológicas del país. La PSE se divide en cinco apartados: Panorama del mercado eléctrico internacional, Marco regulatorio en la industria eléctrica, Mercado eléctrico nacional, Prospectiva del sector eléctrico nacional, y Ahorro de energía en la industria eléctrica.

Es importante el análisis de este documento debido a que en él esta basada la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Lo anterior es evidente debido a que lo publica una dependencia gubernamental, por ello es importante tomar en cuenta los resultados y recomendaciones que en él se presentan. Aunque en este caso solo tomaremos en cuenta los datos aportados en lo que se refiere a la generación de energía eléctrica, debido al tema que trata este trabajo.

La visión de este documento propone: acceso pleno a los insumos energéticos a precios competitivos, empresas públicas de calidad mundial, impulso al uso eficiente de la energía, investigación y desarrollos tecnológicos, promoción al uso de fuentes alternas de energía, seguridad y abasto.

Se menciona que el desarrollo tecnológico impulsa la competencia en los mercados, derivado de la desagregación de servicios en la industria eléctrica. Lo que quiere decir que sí se impulsa una reforma eléctrica con participación de la inversión privada, en consecuencia se tendrá un mejor servicio al usuario final, así como una mayor competitividad en el precio del energético, es decir, el precio de la energía eléctrica podrá ser menor para el usuario final, o en el peor de los casos para el usuario final las empresas dedicadas a cualquiera de las cuatro actividades antes mencionadas, tendrán una mayor utilidad.

Cabe aclarar que lo anterior es muy relativo ya que se tienen experiencias en el mundo donde la privatización parcial del sistema eléctrico no ha tenido los resultados esperados, como el bien conocido caso del Estado de California en Estados Unidos [10].

Panorama del mercado eléctrico internacional (tendencias energéticas)

El panorama mundial en este negocio hasta hace algunos años seguía una tendencia que incluye los siguientes aspectos: globalización, desregulación de mercados, consolidación corporativa y convergencia de líneas de negocio, comercialización de infraestructura y el establecimiento de mercados que promuevan una reducción de costos y mejoren la calidad del servicio.

En el caso del gas natural se tenía una participación en los mercados mundiales para generar energía eléctrica del 18.2%, y se prevé una participación del 21.8% en 2015. Aunque el incremento del precio en 2001 impulsó la diversificación de las fuentes de energía, por lo que podría cambiar la tendencia de crecimiento.

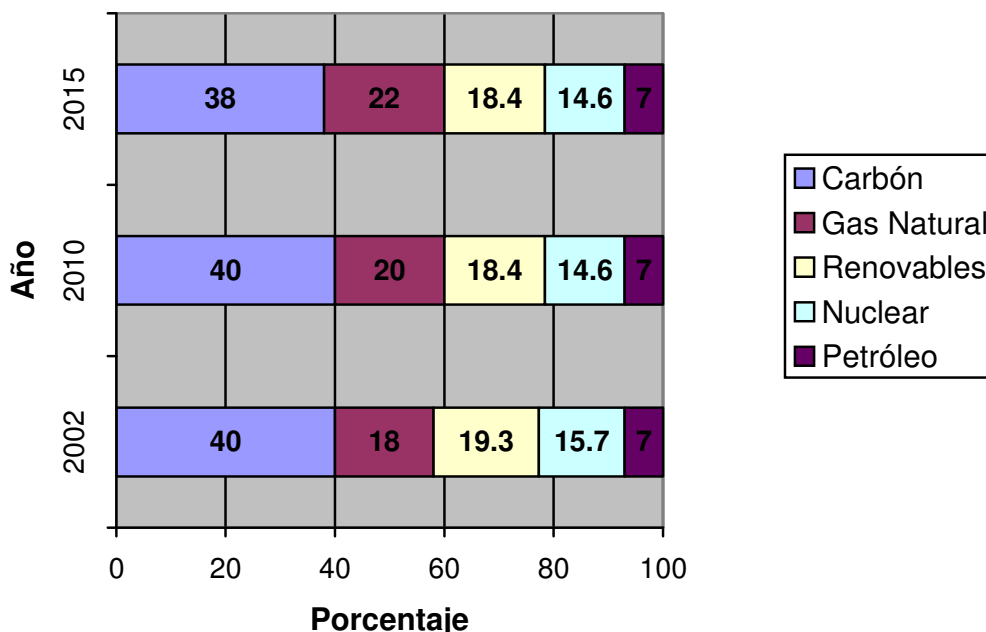
El carbón seguirá siendo el principal combustible en la generación eléctrica con una participación a escala mundial del 41.2% en 2002 y del 37.8% al 2015.

La energía nuclear se prevé que disminuirá a razón del 0.9% entre 2005 y 2015. Por lo que su capacidad de generación es como sigue 15.7% al 2002 y 14.6% al 2015 por el retiro de algunas unidades.

Los derivados del petróleo a raíz de la crisis del 79 seguirán utilizándose en menor proporción, mientras que en 1977 representaban un 23% del consumo mundial para generación eléctrica en 2002 sólo representa un 7%.

Las hidroeléctricas y las energías renovables se mantendrán constantes con un 18.4%. Gráfica 1. En general se denota una tendencia constante en el uso de los diferentes energéticos.

Gráfica 1. Evolución mundial de los energéticos utilizados en la generación de energía eléctrica.



Fuente: International Energy Outlook 2005, DOE/EIA.

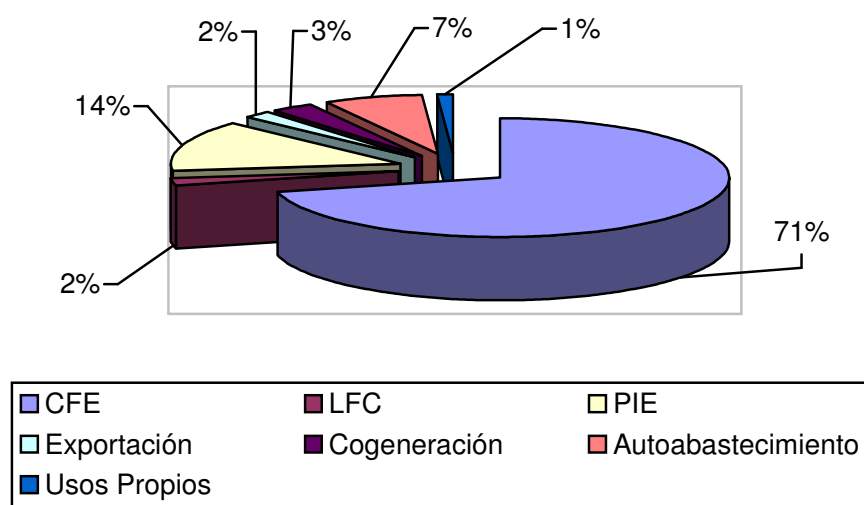
En los países industrializados la relación del incremento de la demanda eléctrica respecto al crecimiento económico tiende a disminuir, debido a que los altos precios relativos de los energéticos propician avances en programas de ahorro de energía, tecnológicos y de optimización de los procesos productivos.

La participación de las naciones en desarrollo, en el consumo neto mundial de energía eléctrica se incrementará 5.1% para 2002 – 2015. Lo anterior se deberá principalmente: al crecimiento económico y poblacional.

En México la capacidad instalada en 2004 alcanzó los 53.56 GW, de los cuales 73% pertenecen al SEN, y 27% son generadores privados. En consumo nos encontramos en el lugar 11° a nivel mundial con 183 TWh, y el consumo por habitante fue de 1,784 kWh.

La generación eléctrica en el país es compartida por las siguientes empresas y/o esquemas: Comisión Federal de Electricidad (CFE)¹⁷, Luz y Fuerza del Centro (LFC)¹⁸, Productores Independientes de Energía (PIE) y Permisionarios¹⁹. Gráfica 2.

Gráfica 2. Porcentaje de participación en generación



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Marco regulatorio en la industria eléctrica

El país requiere un proceso de modernización para asegurar el abasto de energía eléctrica a largo plazo, esto a su vez alentaría el desarrollo económico del país, es decir, la obra pública es una forma de reactivar la economía. Impulsar la captación de capital privado, disminuirá la carga presupuestal federal para destinar recursos a otros proyectos.

Los lineamientos generales de la política energética que propone la PSE son:

- Formular la política energética de estado a mediano y largo plazo (10 – 25 años)

¹⁷ Comisión Federal de electricidad es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

¹⁸ Luz y Fuerza del Centro es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

¹⁹ Incluye: Usos propios, Autoabastecimiento, Cogeneración y Exportación.

- Establecer un marco político que permita una instrumentación eficiente y transparente
- Certidumbre a los participantes del sector, para alentar inversiones privadas

Además de lo anterior, se debe tener un amplio control por parte del estado para fijar las tarifas eléctricas. Los aumentos en las tarifas eléctricas son función directa de la inflación nacional y de la variación en el precio de los combustibles [11].

Mercado eléctrico nacional

El sector eléctrico juega un papel fundamental para sustentar el crecimiento económico nacional. A Mayo de 2004 el SEN contaba con 187 centrales con 598 unidades. De las cuales Comisión Federal de Electricidad (CFE) contaba con una capacidad de generación de 37512 MW, Luz y Fuerza del Centro (LFC) con 834 MW, Petróleos Mexicanos (PEMEX) con 1973 MW, PIE con 74265 MW, Autoabastecimiento con 2185 MW, y Cogeneración con 909 MW, para un total de 50679 MW en el SEN.

Para los años venideros se prevé el uso más intensivo de plantas generadoras de ciclo combinado (CCC). En 2001 entró en operación el primer productor independiente en el país con una central de ciclo combinado, la central Mérida III.

El tipo de plantas de generación y su participación en la capacidad instalada total del país se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Participación en capacidad por tipo de planta

Tipos de plantas de generación	Participación en la capacidad total instalada (%)
Eoloeléctrica y Geotermoeléctrica	3.1
Nucleoeléctrica	4.4
Carboeléctrica	8.6
Hidroeléctrica	12.0
Termoeléctrica	71.9 ^a

^a En este porcentaje se incluyen todas las plantas que usan hidrocarburos.
Fuente: Balance Nacional de Energía 2004, Secretaría de Energía [12].

Para incrementar la capacidad instalada de generación se tienen tres esquemas fundamentales por licitación pública: Construir – arrendar – transferir (CAT), Producción externa de energía (PEE), y Obra pública financiada (OPF).

En el caso de cogeneración y autoabastecimiento, el marco normativo presenta algunas limitantes: compiten contra tarifas subsidiadas del servicio público, hay

complejidad en la metodología aplicada a los servicios de transmisión, y falta de competencia en el servicio de gas natural.

Prospectiva del sector eléctrico nacional

Los grandes desafíos que enfrenta México en materia de energía, requieren de una planeación estratégica de largo plazo, incluyente y consensuada, que permita una expansión de la infraestructura energética en armonía con el crecimiento económico y demográfico del país.

Las proyecciones están basadas en modelos econométricos sectoriales, que relacionan el consumo de electricidad a variables económicas, y demográficas. La expansión del SEN se determina mediante modelos de simulación y optimización, con programas de cómputo.

A continuación se presenta la serie histórica de generación y demanda de energía eléctrica en México, en la cual se basaron los modelos para definir la proyección óptima de expansión del SEN. Tabla 2.

Tabla 2. Historial de capacidad y generación eléctrica

	1995	1996	1997	1998	1999	2000 ^a	2001 ^a	2002 ^a	2003 ^a	2004 ^a	2005 ^b
Capacidad (MW)	32,166	33,920	33,944	34,384	34,839	35,869	37,691	40,350	43,727	45,687	45,576
Generación (TWh)	140.82	149.97	159.83	168.98	179.07	191.20	194.92	198.88	200.94	205.39	215.63

^a Incluye productores externos de energía

^b Incluye 17 centrales de productores externos de energía con una capacidad total de 8, 251 MW

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Un punto importante es que se deben dar opciones que permitan aprovechar la energía eléctrica cuyo costo total de largo plazo sea el menor y que proporcione la calidad y confiabilidad que requiere el SEN.

Los estudios de planeación indican que *la expansión de costo mínimo se obtiene mediante una participación mayoritaria de proyectos de generación con centrales de ciclo combinado*, ya que presentan bajos niveles de contaminación, mayor eficiencia térmica, construcción modular y bajos costos de inversión. Se debe pensar en la volatilidad de los precios para los energéticos primarios y no depender de un solo suministrador del combustible de importación, que para este caso es el gas natural.

El incremento de capacidad más conveniente para el SEN, de acuerdo a la PSE se presenta en la Tabla 3. Más adelante se detallan los escenarios macroeconómicos y los supuestos básicos.

Tabla 3. Capacidad adicional por tecnología (MW) 2005 – 2014^a.

Tecnología	Comprometida	No comprometida	Total	Participación (%)
Ciclo combinado	4 555	7 128	11 683	51.8
Turbina de vapor	0	0	0	0.0
Hidroeléctrica	754	1 500	2 254	10.0
Combustóleo	0	0	0	0.0
Carbón	700	0	700	3.1
Geotermia	0	125	125	0.6
Nuclear	0	0	0	0.0
Turbogás	448	479	927	4.1
Combustión interna	90	25	115	0.5
Eólica	85	506	592	2.6
Libre^b	0	6 178	6 178	27.4
Total^c	6 632	16 503	22 574	100.0

Incluye 448 MW de turbogás de LFC

^a No incluye autoabastecimiento remoto.

^b De conformidad con el artículo 127 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE), las convocatorias permitirán a los participantes confirmar o proponer la tecnología y el combustible a utilizar en la central generadora [13]

^c Cifras redondeadas, por lo que los totales podrían no coincidir

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

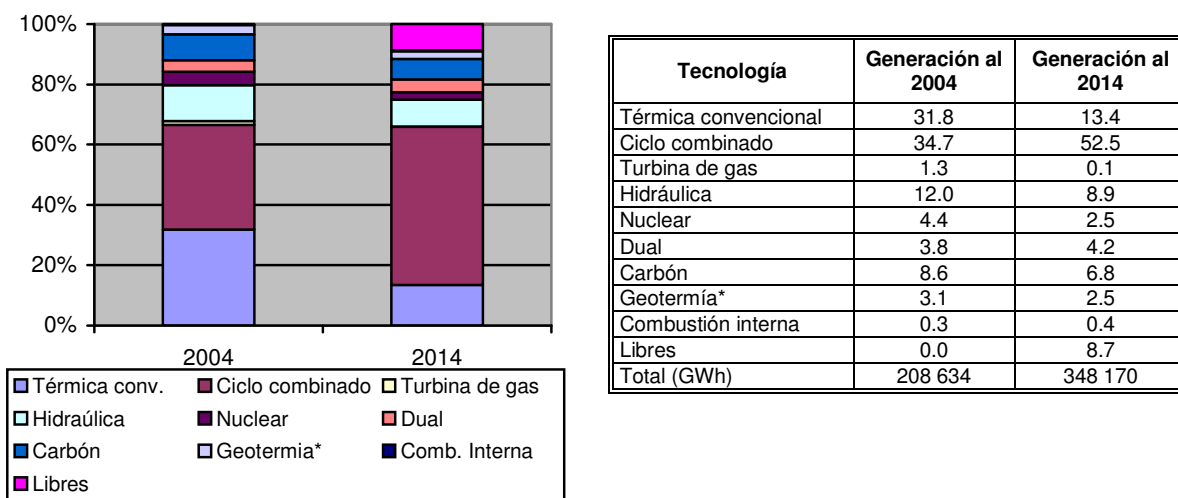
Por otra parte CFE recomienda para la expansión del SEN, lo siguiente:

- Centrales duales o carboeléctricas ya que es una tecnología madura, y se cuenta con suficientes reservas mundiales de carbón a precios estables
- Centrales que utilicen gas natural licuado en la costa este y oeste
- Operación intensiva de centrales hidroeléctricas
- Se estudia el aprovechamiento del coque producido en refinerías mediante la tecnología del lecho fluidizado para generar electricidad
- Y la sustitución progresiva del consumo de combustóleo por gas natural en centrales generadoras ubicadas en zonas ambientalmente críticas.

Con el programa de expansión previsto se espera que la generación bruta en el SEN pasará de 208.6 TWh en 2004 a 348.2 TWh en 2014. Considerando los planes de desarrollo previstos y que los mercados del gas natural observen un comportamiento más estable, se estima que la aportación de CCC aumentara de 11.9% a 16.3% en el periodo señalado, mientras la contribución de las unidades térmicas convencionales se reducirá de 31.8% en 2004 a 13.4% en 2014. Gráfica 3.

La cartera de proyectos propuestos, comprende dos categorías:

- a) Proyectos típicos, de capacidades y tecnologías de generación disponibles comercialmente (termoeléctricos)
- b) Proyectos específicos, que requieren de un diseño especial para el aprovechamiento de los recursos primarios (hidroeléctricos y geotérmicos).

Gráfica 3. Sistema Eléctrico Nacional: Pronóstico de la generación bruta (GWh).

* Incluye eólica

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

El aprovechamiento de algunos recursos renovables está limitado por sus costos de inversión y generación, que en la mayoría de los casos son superiores a los obtenidos mediante la tecnología de las CCC, así como por sus eficiencias y problemas tecnológicos.

La frontera y la costa Este del país son lugares óptimos para la instalación de las CCC, por la facilidad de suministro del gas natural.

Para estimar el consumo eléctrico del país se toman en cuenta 3 escenarios macroeconómicos definidos por SENER:

Escenario macroeconómico	2004-2013	2005-2014
Bajo	3.2%	2.8%
Planeación	4.7%	4.3%
Alto	5.6%	5.2%

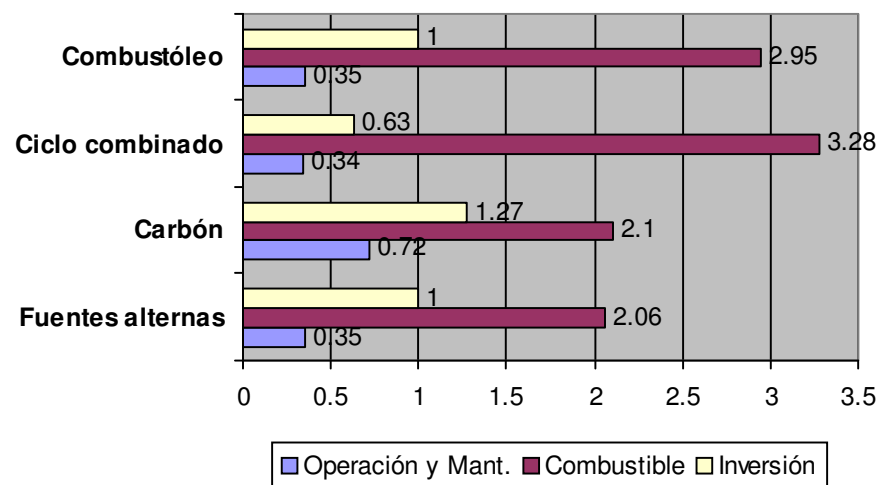
También se consideran tendencias en los precios de los energéticos primarios (gas natural y combustóleo). Así como el uso eficiente de la electricidad con aparatos modernos (mejor tecnología).

Una vez estimado el consumo eléctrico nacional (CEN) se deduce la parte cubierta por particulares y la diferencia es la electricidad que deberá suministrar el servicio público.

Finalmente, la inferencia estadística indica que el consumo nacional aumentará en un rango del 5.2%.

A continuación se presentan los costos unitarios de generación para algunas tecnologías, como podemos apreciar la de mayor precio es la de ciclo combinado, y la de menor precio es la de energías renovables o fuentes alternas. Por ello se debe tener mucho cuidado en la planeación de la expansión del sistema eléctrico nacional. Gráfica 4.

Gráfica 4. Costo unitario por generación (centavos de dólar por kWh).



Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas

En resumen se tiene que la demanda acumulada de energía eléctrica en México crece al 4.5% anual, por lo que se requieren 22,126 MW en la década, para construir ésta infraestructura se requiere de una inversión de 579 mil millones de pesos para el periodo 2005 - 2014.

De lo anterior, 6,184 MW están en construcción o comprometidos y 15,942 MW son proyectos de capacidad adicional. Sin embargo, también se estima un retiro en capacidad equivalente a 5,108 MW.

Conclusiones

De acuerdo a lo anterior se está impulsando la construcción de plantas nuevas, prefiriendo las plantas de ciclo combinado, las hidroeléctricas y las eoloelectricas. En el caso de las primeras por su alta eficiencia, y la segunda y tercera por la utilización de fuentes renovables, así como las mínimas o "nulas" emisiones contaminantes.

Se debe mencionar que la tecnología de ciclo combinado tiene el mayor costo unitario de generación en el país, esto debido a la inestabilidad del precio del gas natural. Sin embargo, hoy en día es la tecnología de mayor eficiencia para generación eléctrica (considerando tecnologías completamente probadas y desarrolladas). Por esto gran

parte de las investigaciones están enfocadas en aportar conocimiento práctico y teórico a las Centrales de Ciclo Combinado, bajo esa premisa surge la inquietud del autor en colaborar con el desarrollo de un elemento de análisis para las condiciones operativas de dichas centrales.

La finalidad principal de este trabajo es desarrollar un elemento de análisis para cuantificar (técnica y económicamente) las desviaciones operativas contra las de diseño, teniendo así uno o varios parámetros de análisis que ayuden a tomar acciones de mantenimiento, en primera instancia correctivo y posteriormente preventivo y predictivo.

CAPÍTULO 1

PLANTAS DE POTENCIA DE CICLO COMBINADO

Las plantas de potencia de ciclo combinado son centrales de generación eléctrica que están constituidas por dos o más ciclos térmicos. En este caso dirigiremos nuestra atención a la combinación de un ciclo Brayton (Turbina de gas) y un ciclo Rankine (Ciclo de vapor), como se describió en la introducción de este trabajo la PSE propone una mayor participación de este tipo de tecnología en la generación eléctrica del país. Por lo que es importante aportar más estudios en función de obtener mayores beneficios tecnológicos, ambientales y económicos empleando las CCC.

La primer parte de este capítulo describe los ciclos combinados en general, es decir, la combinación mencionada anteriormente no es la única. No obstante hoy en día al mencionar un ciclo combinado se sobreentiende que es una combinación de turbina de gas y ciclo de vapor. En la segunda parte del capítulo se definen algunos conceptos como: eficiencia de Carnot, Eficiencia de una CCC, y se realiza un análisis teórico simple de cómo se comporta el ciclo cuando se tiene quemado de combustible extra en el recuperador de calor. El tercer apartado describe brevemente algunas configuraciones de estos sistemas.

1.1 Introducción [16]

La literatura regularmente sugiere combinar dos o más ciclos térmicos en una planta simple de potencia. En todos los casos, la intención es incrementar la eficiencia de los ciclos simples. Los procesos térmicos pueden ser combinados para operar con la misma o con diferente tecnología. Sin embargo una combinación de ciclos con diferente tecnología es más interesante, porque las ventajas de una complementan las desventajas de la otra y viceversa.

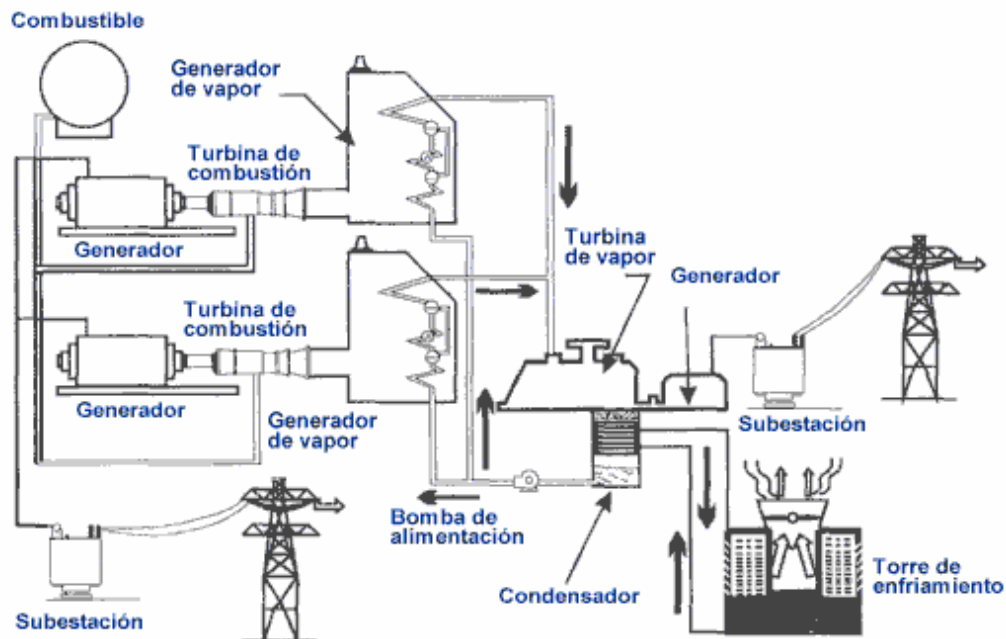
Normalmente los ciclos son clasificados como superiores o inferiores. El primer ciclo, que suministra mayor calor es llamado ciclo superior. El calor de desecho que produce es entonces utilizado por un segundo proceso el cual opera a un nivel menor de temperatura y por lo tanto es denominado ciclo inferior.

La selección cuidadosa de la tecnología hace posible crear un proceso total que haga el uso termodinámico óptimo del calor en el rango superior de temperaturas, y retorne un calor de desecho al ambiente en el nivel de temperatura más bajo posible. Normalmente el ciclo superior e inferior están acoplados por un intercambiador de calor.

Hoy en día el ciclo combinado ha sido ampliamente aceptado: la combinación de una turbina de gas y una planta convencional de vapor. Hasta ahora, las plantas de este tipo generalmente utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento (principalmente combustibles líquidos y gaseosos).

La figura 1 muestra un diagrama de flujo para una instalación de este tipo, en el cual se observan dos turbinas de gas de ciclo abierto, seguidas de un proceso de generación de vapor con el calor entregado por los gases de desecho y posteriormente una generación eléctrica con el vapor generado. Como se puede observar las turbinas de gas también esta generando electricidad.

Figura 1. Planta de generación de ciclo combinado.



Es posible utilizar otros fluidos de trabajo, por ejemplo, un proceso de vapor de mercurio o remplazar el agua con fluidos orgánicos o amoníaco.

El proceso de vapor de mercurio no es de interés hoy en día debido a que las plantas de vapor alcanzan mayores eficiencias. Los fluidos orgánicos o amoníaco tienen ciertas ventajas sobre el agua en el rango de bajas temperaturas, ya que se reduce el flujo volumétrico y no hay humedad. Sin embargo, las desventajas son: costos de desarrollo, impacto ambiental, entre otras, lo anterior parece más que suficiente para evitar el reemplazo del sistema de vapor en una planta de potencia de ciclo combinado. La discusión que sigue trata principalmente con la combinación de una turbina de gas de ciclo abierto (Ciclo Brayton) y un ciclo de vapor (Ciclo Rankine). Algunas aplicaciones especiales utilizan ciclos de turbinas de gas cerrados.

¿Por qué la combinación entre una turbina de gas y una planta de vapor tienen tanta aceptación, en lugar de otras combinaciones? Existen dos razones primordiales para esto:

- Ya se ha probado que los componentes funcionan por sí mismos en plantas de generación simples. Por lo tanto, los costos de desarrollo son muy bajos.
- El aire es un medio que relativamente no da problemas y es prácticamente gratuito, el cual es usado en las modernas turbinas de gas a altas temperaturas (por encima de los 1100° C). Esto provee los requisitos óptimos para un buen ciclo superior.

El proceso de vapor usa agua, lo cual es igualmente muy barato “ampliamente” disponible, pero mejor, se sitúa en el rango de temperaturas medio y bajo. El calor de desecho de las turbinas modernas tiene un ventajoso nivel de temperatura para el proceso de vapor.

Por lo tanto, es bastante razonable utilizar el proceso de vapor como ciclo inferior. Además se entiende que la utilización de las CCC estuvo limitada por el desarrollo histórico de las turbinas de gas. En el caso de que las turbinas de gas hubieran tenido un desarrollo más temprano en cuanto a tecnología se refiere (temperatura de los gases de escape), seguramente las CCC hoy en día, tendrían más presencia a nivel mundial.

1.2 Principios termodinámicos de las CCC

1.2.1 Consideraciones básicas

La eficiencia de Carnot es la máxima eficiencia de un proceso térmico ideal:

$$\eta_c = \frac{T_w - T_K}{T_w} \quad \dots \quad (1)$$

Donde,

η_c : Eficiencia de Carnot

T_w : Temperatura de la energía suministrada

T_K : Temperatura del sumidero de calor

Naturalmente, las eficiencias de un proceso real están por debajo debido a las pérdidas existentes. Existe una diferencia entre las pérdidas energéticas y exergéticas. Las pérdidas energéticas son principalmente pérdidas de calor (radiación y convección), es entonces, energía perdida en el proceso. Las pérdidas exergéticas, por otra parte, son pérdidas internas o intrínsecas causadas por las irreversibilidades del proceso de acuerdo con la segunda Ley de la Termodinámica [14 y 15].

Existen dos razones mayores por las cuales la eficiencia de Carnot es mayor a la de un proceso real:

La primera, es que el diferencial de temperatura entre el calor inicialmente suministrado al ciclo es muy grande. En una central convencional de vapor, por ejemplo, la temperatura máxima del vapor es alrededor de 810 K, mientras que la temperatura en la cámara de combustión es de aproximadamente 2000 K. Después, la temperatura del calor de desecho del proceso es más alta que la temperatura ambiente. Ambos procesos de intercambio de calor causan pérdidas.

El mejor método para mejorar la eficiencia del proceso es reducir esas pérdidas, lo cual puede lograrse llevando al máximo la temperatura del ciclo, o llevando al mínimo posible la temperatura de desecho.

El interés en un ciclo combinado surge particularmente de esas dos consideraciones. Por su naturaleza, un ciclo simple no puede hacer ambas mejoras a una magnitud igual. Es entonces razonable combinar dos ciclos: uno con procesos de alta temperatura y otro que lleve los residuos a menor temperatura, lo más cercano posible a la temperatura ambiente.

En un ciclo abierto de turbina de gas, las temperaturas de proceso que se obtienen son muy altas porque su energía es suministrada directamente al ciclo "sin" intercambiadores de calor. Y por lo tanto la temperatura de los gases de escape también es muy alta. En el ciclo de vapor, la temperatura máxima del proceso no es muy alta, pero el calor rechazado al ambiente tiene una temperatura muy baja [1].

Combinando una turbina de gas y un ciclo de vapor se ofrece entonces las mejores bases posibles para una alta eficiencia térmica del proceso (Ver tabla 4).

Tabla 4. Comparación termodinámica de una turbina de gas, una planta de vapor y una de ciclo combinado.

	Turbina de Gas	Ciclo de Vapor		Planta de Potencia de Ciclo Combinado
		Con Recalentamiento	Sin Recalentamiento	
Temperatura promedio del calor suministrado (K)	1500 – 1600	750 – 800	650 – 700	1500 – 1600
Temperatura promedio del calor rechazado (K)	850 – 900	320 – 350	320 – 350	320 – 350
Eficiencia de Carnot (hipotética,%)	42 – 47	45 – 54	37 – 50	55 – 59

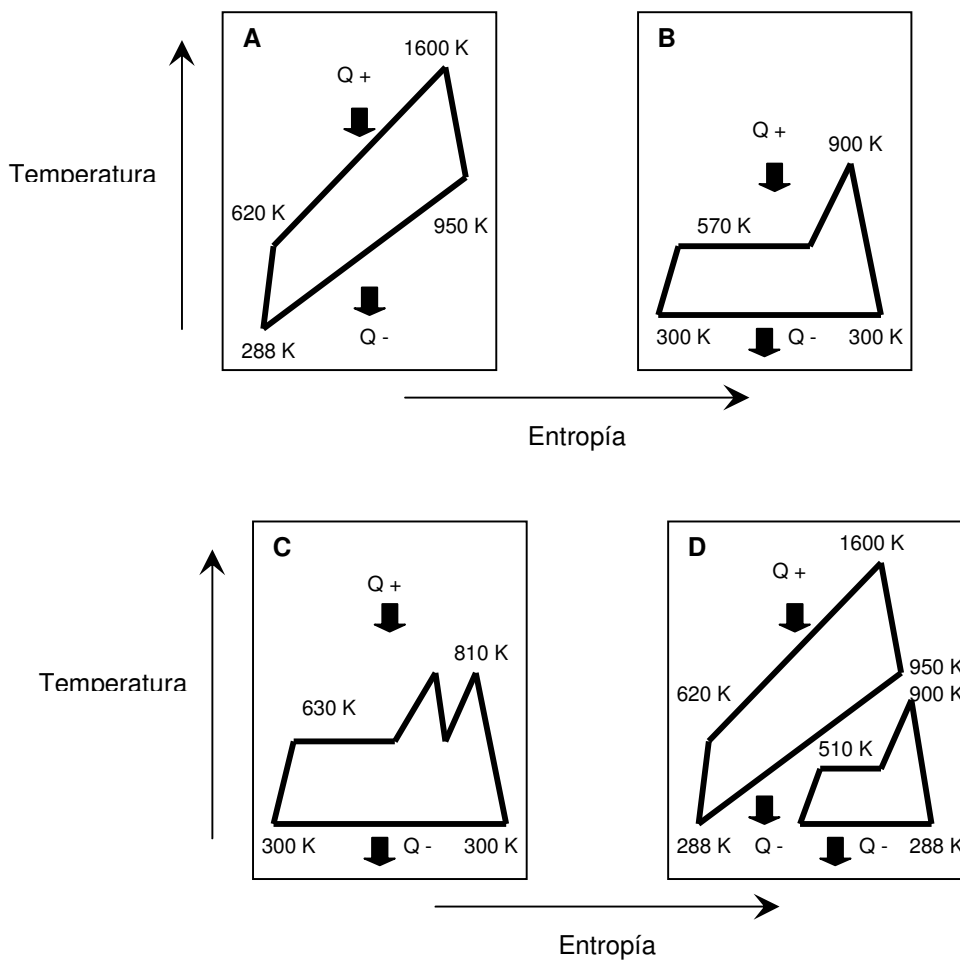
Fuente: elaboración propia a partir del Manual de turbinas [8]

La última línea en la tabla muestra las eficiencias de Carnot de varios procesos, por ejemplo, la eficiencia que podría obtenerse si el proceso se diera sin pérdidas exergéticas internas. A pesar de que naturalmente no es el caso, esta figura puede

ser usada como un indicador de la calidad de un proceso térmico. El valor mostrado nos dice claramente como una planta de ciclo combinado tiene mayor potencial que una planta convencional de vapor. Aun teniendo una instalación sofisticada como un recalentamiento en la central convencional, la CCC tiene una eficiencia de Carnot teórica de 10 a 15 puntos porcentuales por encima de la convencional.

En la figura 2 se comparan los diagramas temperatura versus entropía de los cuatro procesos, la CCC utiliza mejor el diferencial de temperatura en el calor suministrado, aún así existen pérdidas exergéticas adicionales entre los gases y el proceso de generación de vapor.

Figura 2. Diagramas Temperatura – Entropía.



- A. Turbina de gas
- B. Turbina de vapor sin recalentamiento
- C. Turbina de vapor con recalentamiento
- D. Planta de potencia de ciclo combinado

1.2.2 Eficiencia térmica de las plantas de ciclo combinado [16]

Se consideró en la sección anterior que la energía del combustible es inicialmente suministrada sólo en la turbina de gas. Sin embargo, existen instalaciones de CCC con quemadores adicionales en el generador de vapor, en el cual una porción del calor es directamente suministrado al proceso de vapor.

En consecuencia, la definición general de la eficiencia térmica de una CCC es:

$$\eta_K = \frac{P_{GT} + P_{ST}}{Q_{GT} + Q_{SF}} \quad \dots \quad (2)$$

En el caso de que no existieran quemadores suplementarios en el recuperador de calor (calor suministrado $Q_{SF} = 0$), la fórmula se simplificaría:

$$\eta_K = \frac{P_{GT} + P_{ST}}{Q_{GT}} \quad \dots \quad (3)$$

En el caso general, las eficiencias del ciclo simple pueden definirse como sigue:

- Para el proceso de la turbina de gas:

$$\eta_{GT} = \frac{P_{GT}}{Q_{GT}} \quad \dots \quad (4)$$

- Para el proceso del ciclo de vapor:

$$\eta_{ST} = \frac{P_{ST}}{Q_{SF} + Q_{Exh}} \quad \dots \quad (5)$$

$$Q_{Exh} \cong Q_{GT}(1 - \eta_{GT}) \quad \dots \quad (6)$$

Combinando esas dos ecuaciones tenemos:

$$\eta_{ST} = \frac{P_{ST}}{Q_{SF} + Q_{GT}(1 - \eta_{GT})} \quad \dots \quad (7)$$

1.2.2.1 Efecto del quemado adicional en el recuperador de calor para la eficiencia total [16]

Sustituyendo las ecuaciones (4) y (7) en la ecuación (2), se tiene que:

$$\eta_K = \frac{\eta_{GT} Q_{GT} + \eta_{ST} (Q_{SF} + Q_{GT} [1 - \eta_{GT}])}{Q_{GT} + Q_{SF}} \quad \dots \quad (8)$$

La combustión adicional en el recuperador de gases calientes (HRSG, por sus siglas en inglés) incrementa la eficiencia de la CCC, siempre que:

$$\frac{\partial \eta_K}{\partial Q_{SF}} > 0 \quad \dots \quad (9)$$

Diferenciando la ecuación (8) se produce la desigualdad:

$$\frac{\partial \eta_K}{\partial Q_{SF}} = \frac{1}{(Q_{GT} + Q_{SF})^2} \left\{ \begin{aligned} & \eta_{GT} \cdot Q_{GT} \left(\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial Q_{SF}} Q_{SF} + \eta_{ST} \right) \cdot (Q_{GT} + Q_{SF}) - \eta_{ST} Q_{SF} + \\ & + \left[\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial Q_{SF}} Q_{GT} (1 - \eta_{GT}) \right] \cdot (Q_{GT} + Q_{SF}) - \eta_{ST} Q_{GT} (1 - \eta_{GT}) \end{aligned} \right\} > 0 \quad \dots \quad (10)$$

Por lo tanto:

$$\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial Q_{SF}} [Q_{SF} + Q_{GT} (1 - \eta_{GT})] + \eta_{ST} > \frac{\eta_{GT} Q_{GT} + \eta_{ST} [Q_{SF} + Q_{GT} (1 - \eta_{GT})]}{Q_{GT} + Q_{SF}} \quad \dots \quad (11)$$

Como el segundo término de la desigualdad es igual a η_K , la desigualdad se reduce a:

$$\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial Q_{SF}} [Q_{SF} + Q_{GT} (1 - \eta_{GT})] > (\eta_K - \eta_{ST}) \quad \dots \quad (12)$$

El término $[Q_{SF} + Q_{GT} (1 - \eta_{GT})]$ no es otro que el calor suministrado al ciclo. Por lo que se tiene:

$$\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial Q_{SF}} \cdot \frac{P_{ST}}{\eta_{ST}} > \eta_K - \eta_{ST} \quad \dots \quad (13)$$

La ecuación (13) indica que el quemado adicional mejora la eficiencia de la CCC, sólo si la eficiencia del ciclo de vapor se incrementa. La mayor eficiencia se alcanza cuando la diferencia entre las eficiencias de la CCC y el ciclo de vapor es mayor, y cuando la temperatura del calor suministrado al proceso de vapor es menor. Por esa razón, el quemado adicional esta volviéndose menos y menos interesante: la eficiencia de la CCC se incrementa mucho más rápidamente que la del proceso de vapor, ya que continuamente se incrementa la diferencia $(\eta_K - \eta_{ST})$. Con base en las consideraciones antes mencionadas, es generalmente mejor quemar el combustible en una turbina de gas moderna que en el ciclo de vapor, debido a que el proceso (turbina de gas) requiere altas temperaturas del calor suministrado.

1.2.2.2 Eficiencia de una CCC sin quemado adicional de combustible en el HRSG [16]

Sin quemado adicional, la ecuación (8) puede escribirse como sigue:

$$\eta_K = \frac{\eta_{GT} \cdot Q_{GT} + \eta_{ST} \cdot Q_{GT}(1 - \eta_{GT})}{Q_{GT}} = \eta_{GT} + \eta_{ST}(1 - \eta_{GT}) \quad \dots \quad (14)$$

La diferenciación hace posible estimar el impacto en la eficiencia total debido al efecto de un cambio en la eficiencia de la turbina de gas.

$$\frac{\partial \eta_K}{\partial \eta_{GT}} = 1 + \frac{\partial \eta_{ST}}{\partial \eta_{GT}}(1 - \eta_{GT}) - \eta_{ST} \quad \dots \quad (15)$$

Incrementando la eficiencia de la turbina de gas mejora la eficiencia total, sólo sí:

$$\frac{\partial \eta_K}{\partial \eta_{GT}} > 0 \quad \dots \quad (16)$$

De la ecuación (15) se tiene:

$$-\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial \eta_{GT}} < \frac{1 - \eta_{ST}}{1 - \eta_{GT}} \quad \dots \quad (17)$$

Mejorar la eficiencia de la turbina de gas ayuda sólo si esto no causa una gran caída en la eficiencia del ciclo de vapor.

La tabla 5 muestra la máxima reducción aceptable $-\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial \eta_{GT}}$ como una función de la eficiencia de la turbina de gas.

Tabla 5. Reducción aceptable de la eficiencia en un proceso de vapor, como función de la eficiencia de la turbina de gas (η ciclo de vapor = 0.25)

η_{GT}	0.2	0.3	0.4
$-\frac{\partial \eta_{ST}}{\partial \eta_{GT}}$	0.94	1.07	1.25

Esta tabla indica que es más grande la eficiencia de la turbina de gas, que la reducción que podría tenerse en la eficiencia del ciclo de vapor. La proporción de la salida total proporcionada por el incremento de la turbina de gas, reduce el efecto de una baja eficiencia en el ciclo de vapor. Pero una turbina de gas con una eficiencia máxima aún no proporciona una CCC óptima. Por ejemplo - con una temperatura de

entrada constante - una turbina de gas con una relación de presiones muy alta obtiene una mejor eficiencia que una máquina con una relación de presiones moderada. Sin embargo la eficiencia de una CCC con una segunda máquina es significativamente mejor porque el ciclo de vapor opera más eficientemente, debido a que se tiene una mayor temperatura en los gases de escape y por lo tanto una mayor producción de electricidad.

La gráfica 5a muestra la eficiencia de una turbina de gas sólo como función de la temperatura de entrada y salida de la turbina. La máxima eficiencia es alcanzada cuando la temperatura de los gases de escape es bastante baja. Una temperatura baja de los gases de escape significa una relación de presiones alta.

La gráfica 5b muestra la eficiencia total de la CCC bajo los mismos parámetros. Comparada con la gráfica 5a, el punto óptimo se desplaza hacia temperaturas mayores de los gases de escape. Debido a consideraciones económicas, hoy en día las turbinas generalmente no son optimizadas en base a la eficiencia sino a la capacidad de generación eléctrica. Afortunadamente, esta optimización coincide con exactitud con la eficiencia óptima de las plantas de ciclo combinado. Como resultado los fabricantes de turbinas hoy en día, producen máquinas preferentemente orientadas a operar en ciclos combinados.

Existen turbinas de gas con diseño más complicado, por ejemplo, con interenfriador en el compresor o con recuperador de calor, sin embargo no son adecuadas para utilizarse en ciclos combinados. Esto se debe normalmente a que la temperatura de los gases de escape es menor, y lógicamente impacta en la eficiencia del ciclo de vapor. También existen turbinas con recalentamiento o mejor dicho con más de una cámara de combustión, sin embargo no las discutiremos en este capítulo.

En resumen, se puede decir que la turbina de gas con alta eficiencia no necesariamente produce la mayor eficiencia global en el ciclo combinado. La temperatura de entrada a la turbina es un parámetro sumamente importante.

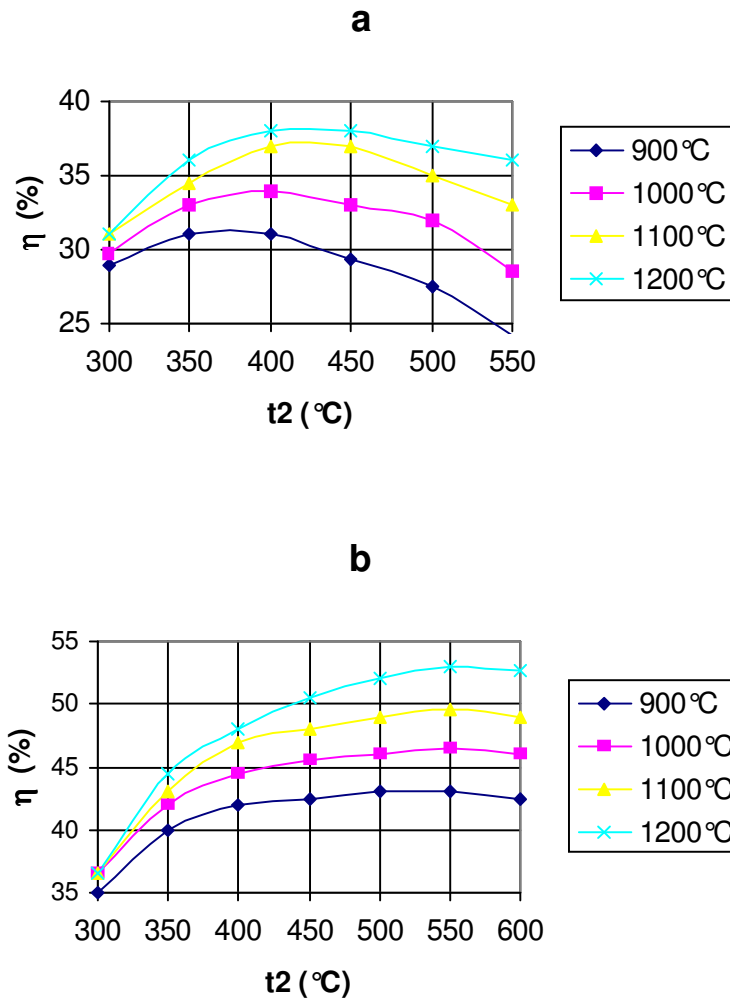
Consideraciones similares pueden aplicarse al tomar en cuenta la eficiencia del ciclo de vapor. Sin embargo, esas son menos importantes porque la turbina de gas es generalmente la "máquina estándar". El calor de rechazo disponible para el proceso de vapor es entregado, y el problema queda sólo en su máxima conversión a energía mecánica.

1.3 Diseño del sistema

El principal problema en diseñar una planta de potencia de ciclo combinado es hacer el uso óptimo de los gases de escape de la turbina en el HRSG. Este calor transferido entre el ciclo superior y el inferior trae consigo pérdidas. Por lo tanto la utilización del calor no es la mejor, ni energéticamente ni exergéticamente hablando, y esta limitado por tres factores:

- Las propiedades físicas del agua y los gases de combustión causan pérdidas energéticas y exergéticas.
- El intercambiador de calor no puede ser infinitamente largo.
- La corrosión que puede presentarse a bajas temperaturas al final del HRSG, limita el aprovechamiento de los gases de combustión.

Gráfica 5. Eficiencia térmica de turbinas de gas en CCC como función de la temperatura de entrada y salida en la turbina



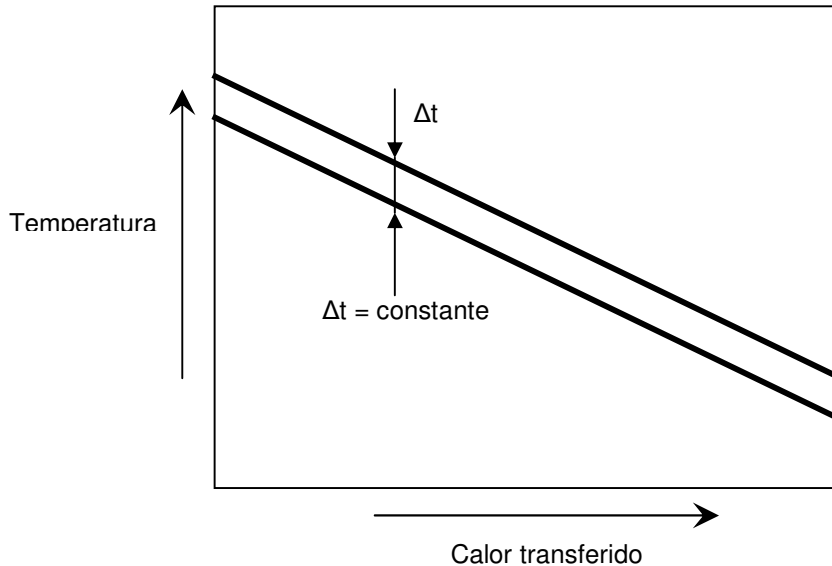
- a) Turbina de gas
- b) Planta de potencia de ciclo combinado

Fuente: Combined Power Plants [1]

Principalmente la primera de esas consideraciones es la que limita la utilización óptima (termodinámicamente hablando) de la energía. La figura 3 muestra los

cambios que podrían ocurrir en la temperatura para un HRSG de tamaño finito “ideal”, operando sin pérdidas exérgicas.

Figura 3. Diagrama Temperatura – calor: Intercambio de calor ideal

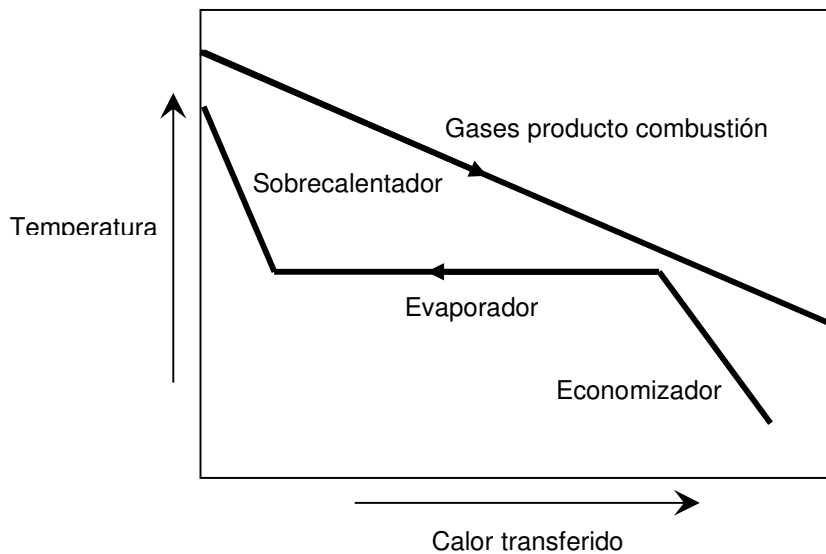


Como resultado, el flujo de masa empalma la capacidad de calor específico, debe ser el mismo en ambos medios a cualquier punto dado para hacer la transferencia de calor posible.

La figura 4 muestra los cambios de temperatura (en el recuperador de calor de gases calientes) que son diferentes del “intercambio de calor ideal”. Porque el agua se evapora a temperatura constante, el hogar nunca se comporta como un “intercambiador de calor ideal”. Aún teniendo una superficie de transferencia infinitamente larga, las pérdidas exérgicas nunca serán igual a cero.

En adición a esta limitación física existe una limitación química en el uso energético de los gases de combustión, impuesta por la corrosión a bajas temperaturas. Esta corrosión, causada por el Azufre ocurre siempre que los gases de combustión son enfriados a cierta temperatura, la temperatura de rocío del ácido sulfúrico.

En un recuperador de calor, la transferencia de calor del lado del gas no es tan buena como del lado del vapor (o agua). Por esta razón, la temperatura de superficie en los tubos del lado del gas es aproximadamente la misma que la del agua o del vapor. Si esos tubos son protegidos contra el ataque por corrosión, la temperatura del agua de alimentación podría alcanzar la temperatura de rocío del ácido sulfúrico. Entonces, una temperatura alta del lado de los gases no es tan buena si la temperatura del agua de alimentación es muy baja. La corrosión por baja temperatura puede ocurrir sí la temperatura cae por debajo del punto de rocío del agua, aún cuando el combustible utilizado no contenga Azufre [1].

Figura 4. Diagrama Temperatura – Calor: Intercambio de calor en el HRSG

La configuración de las plantas de potencia puede combinarse de muchas formas, algunas características típicas pueden ser:

- Con o sin quemado adicional de combustible
- De presión simple o varias presiones del vapor vivo
- Con circuito de precalentamiento
- Con sistema para reducción de emisiones NO_x
- O utilizando un solo HRSG con dos turbinas de gas

Aunque aquí no se diseñara una CCC, es necesario mencionar los parámetros más importantes para el diseño de una planta. En primer lugar se debe aclarar que las turbinas de gas que se utilizan son las “estándar” del mercado, es decir, el diseñador de una CCC no puede inferir en los parámetros de diseño de una turbina de gas. Sin embargo tiene toda la libertad de trabajar con las características del ciclo de vapor y con las condiciones del aire antes de que llegue a la turbina de gas, así como elegir el sitio donde se quiere construir la planta. Los parámetros que tiene que tomar en cuenta son:

- Temperatura del aire
- Presión del aire o altitud del lugar de instalación
- Sistema de enfriamiento del condensador
- Presión del vapor principal
- Temperatura del vapor principal
- Precalentamiento del agua de alimentación
- Presión del condensador (es función de la altitud de sitio)
- Temperatura de pliegue en el HRSG
- Caídas de presión en ambos lados del HRGS, entre otros.

A continuación se realizará una evaluación de varios arreglos posibles:

- Sistema de presión simple
- Sistema de presión simple con precalentador
- Sistema de doble presión para combustibles que contienen azufre
- Sistema de doble presión para combustibles sin azufre
- Planta de ciclo combinado con quemado adicional (limitado)
- Planta de ciclo combinado con quemado adicional (máximo)

Todos los arreglos están basados en la misma turbina de gas que genera aproximadamente 70 MW_e^{20} y como resultado son directamente comparables.

Tabla 6. Comparación entre algunas plantas de generación

	Presión simple	Presión simple c/recalenta	2 Presiones con Azufre en combustible	2 Presiones sin Azufre en combustible	Quemado adicional limitado	Quemado adicional máximo
Potencia neta, kW	101.5	104.5	104.9	109.0	145.3	348.8
Eficiencia neta, % (PCI)	44.5	45.6	46.0	47.4	46.9	44.6
Potencia GT, kW	68.6	68.4	68.2	69.4	69.1	66.8
Potencia ST, kW	34.0	36.8	38.0	40.8	78.3	288.0
Eficiencia GT, % (PCI)	30.1	30.0	29.9	30.2	30.0	29.0
Eficiencia proceso de vapor, %	21.7	23.4	24.1	25.6	32.9	40.4
Combustible GT	Combustóleo	Combustóleo	Combustóleo	Gas	Gas	Gas
Combustible adicional	-----	-----	-----	-----	Gas	Carbón
Energía suministrada, MW (PCI)						
a) GT	228.0	228.0	228.0	230.0	230.0	230.0
b) Quemado adicional	0	0	0	0	79.6	551.5

Abreviaturas: GT Turbinas de gas ST Turbina de vapor

Fuente: Combined Power Plants [1].

El punto más importante es la alta eficiencia del sistema de doble presión. La unidad con quemado adicional (limitado) no está muy lejos en eficiencia, aproximadamente 2.8 % debajo de la anterior. Sin embargo su potencia entregada es aproximadamente 40% mayor, debido a que la turbina de vapor produce cerca del doble de energía. Este arreglo puede ser interesante cuando se requiera una producción muy grande de electricidad (obtenida solamente del calor recuperado). Aunado a esto, los costos de inversión requeridos son más bajos que un sistema de doble presión. Sin embargo

²⁰ Turbina GE Power Systems, Modelo PG6101(FA), 70.14 MW (ISO)

este tipo de planta es más complejo y podría llegar a ser menos y menos atractiva en el futuro, debido al continuo incremento de temperatura en las turbinas de gas.

La eficiencia neta del ciclo combinado con quemado adicional máximo es pobre, pero el 70% del combustible utilizado es carbón, lo cual podría representar una ventaja.

La eficiencia es sólo uno de los criterios importantes en la selección de tecnología para la planta de potencia. Otro parámetro importante es el precio, sin embargo es difícil tener precios exactos de cada tecnología, por lo que se utilizarán precios relativos al sistema de presión simple. Los precios relativos son validados como precios específicos para instalaciones, con una valuación de potencia comparable.

Tabla 7. Comparación de precios específicos para varios sistemas (%)

	Presión simple	Presión simple c/recalenta	2 Presiones con Azufre en combustible	2 Presiones sin Azufre en combustible	Quemado adicional limitado	Quemado adicional máximo (Gas)	Quemado adicional máximo (Carbón)
Precio relativo	100*	101-103	105-108	106-110	103-110	130-150	200-300

* Base de comparación

Fuente: Combined power plants [1].

El precio relativo es mayor para la unidad que emplea quemado adicional (máximo) debido a que la planta de vapor es más cara que una turbina de gas, lo cual significa que el precio relativo para instalaciones con un componente de vapor proporcionalmente mayor es desfavorable. Esto es especialmente cierto para plantas que queman carbón, ya que regularmente se requieren instalaciones especiales para remover el Azufre de los gases producto de la combustión.

Otra consideración importante es la cantidad de agua requerida para el proceso.

La mayor ventaja que tiene el sistema de presión simple es el bajo requerimiento de agua de enfriamiento específica. Las otras plantas de ciclo combinado sin quemado extra de combustible necesitan entre 12% y 18% más agua por MW instalado. Es evidente que las plantas con quemado adicional son pésimas en este concepto.

Otro parámetro importante para seleccionar tecnología es la flexibilidad para escoger el combustible, aunque en estos días se prefiere el gas natural (para las turbinas de gas). Para seleccionar el proceso de vapor se depende del combustible de la turbina de gas y del combustible empleado en el quemado adicional. Evidentemente, es mejor tener un solo tipo de combustible para ambos ciclos: menor inversión, menores costos de operación y mantenimiento, entre otras ventajas [1].

Tabla 8. Comparación de la cantidad de agua requerida para algunos arreglos

	Presión simple	Presión simple c/recalenta	2 Presiones con Azufre en combustible	2 Presiones sin Azufre en combustible	Quemado adicional limitado	Quemado adicional máximo
Calor rechazado en condensador, MW	64.3	76.1	74.6	88.4	133.4	670
Agua de enfriamiento requerida, kg/s*	1530	1810	1780	2105	3180	15940
Potencia generada, MW	101.5	104.0	104.9	109.0	145.3	348.8
Agua de enfriamiento específica, kg/s/MW	15.1	17.4	17.0	19.3	21.9	46.5

* Diferencial de temperatura del agua de enfriamiento: 10°C

Fuente: Combined power plants [1].

Las instalaciones sin quemado adicional son más importantes hoy en día, debido a las ventajas que presentan²¹:

- Alta eficiencia
- Proceso de vapor muy simple
- Bajos costos de inversión
- Instalación relativamente rápida
- Operación y mantenimiento simples.

1.4 Plantas de potencia de ciclo combinado en México

La Secretaría de Energía a través de la Comisión Federal de Electricidad ofrece datos acerca de la capacidad termoeléctrica instalada en México, así como de la generación por cada tipo de planta.

En la tabla 9 se puede observar que CFE considera 8 tipos diferentes de generación termoeléctrica. Se tiene que las plantas de ciclo combinado contribuyen con 13,031 MW instalados, incluye los productores externos de energía (PEE). Estas plantas generaron 71,569 GWh, lo cual representaba el 38% de la generación termoeléctrica a Diciembre de 2005.

A cifras actuales y de acuerdo a la carpeta de proyectos a futuro de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2005- 2014 [9], todo indica que al 2014 se logrará una participación mayoritaria de este tipo de tecnología. En específico se menciona que para el cierre

²¹ Sección complementada con datos tomados de la página de General Electric, www.gepower.com Mayo 2004.

del 2004 se tenía una participación de las CCC del 31.8% de la generación total, y que para el 2014 se espera una participación de las centrales de ciclo combinado del 52.5% de la generación total.

Tabla 9. Capacidad instalada y generación de plantas termoeléctricas

Tipo	Capacidad en MW	Generación en GWh
Vapor	12,710.50	64,512
Dual	2,100.00	14,275
Carboeléctrica	2,600.00	18,380
Ciclo combinado ^a	13,031.12	71,569
Geotermoeléctrica	959.50	7,299
Turbogás	2,356.48	1,155
Combustión interna	181.69	780
Nucleoeléctrica	1,364.88	10,805
Total	35,304.17	188,774

^a Incluye productores externos de energía (Mérida III, Hermosillo, Saltillo, Tuxpan II, Río Bravo II, Bajío (El Sauz), Monterrey III, Altamira II, Tuxpan III y IV, Campeche, Mexicali, Chihuahua III, Naco Nogales, Altamira III y IV, Río Bravo III, La Laguna II y Río Bravo IV).

Fuente: Comisión federal de electricidad.

En la tabla 10 se pueden apreciar las centrales de ciclo combinado que estaban en operación en Diciembre de 2004. Se tenían 26 centrales operando con esta tecnología, algunas de ellas tiene dos o más tipos de tecnología. Por ejemplo, la central Presidente Juárez (Rosarito) cuenta con 11 unidades de generación, entre las cuales se tienen convencionales, turbina de gas y ciclo combinado, esta central tiene una capacidad de generación de 1326 MW. Otra central que cuenta con dos tecnologías es la Francisco Pérez (Tula) que tiene 11 unidades entre convencionales y de ciclo combinado, con una capacidad de generación de 1989 MW. Otra central: Felipe Carrillo Puerto cuenta con 5 unidades entre convencionales y ciclo combinado, con una capacidad de generación de 295 MW. Como se mencionó anteriormente, para ese año se logró alcanzar una capacidad de generación con plantas de ciclo combinado de 13032 MW.

La central con mayor capacidad instalada es la Francisco Pérez (Tula, Hidalgo) con 1989 MW, ya que seguramente es una de las centrales que distribuye más energía eléctrica a la Zona Metropolitana del Valle de México; y la central con menor capacidad instalada es la de Gómez Palacio, Durango, con 200 MW.

Se puede observar que para Diciembre de 2004, ya se tenían 15 centrales de generación eléctrica construidas y operadas por productores externos, los cuales seguirán incrementando su participación en generación eléctrica de acuerdo a lo descrito en la tabla 11.

Tabla 10. Centrales de ciclo combinado en operación al 2004

Central	Estado	Tipo	Unidades	Capacidad (MW)	Generación (GWh)
Presidente Juárez (Rosarito)	Baja California	Vapor/TG/CC	2	496.0	3724 ^a
Hermosillo (PIE)	Sonora	CC	1	250	1253
Mexicali (PIE)	Baja California	CC	1	489	2405
Naco Nogales (PIE)	Sonora	CC	1	258	1717
Samalayuca II	Chihuahua	CC	6	522	3853
Huinalá	Nuevo León	TG/CC	5	378	3451 ^b
Huinalá II	Nuevo León	CC	2	450	
Gómez Palacio	Durango	CC	3	200	757
Chihuahua II (El encino)	Chihuahua	CC	4	554	2327
Saltillo (PIE)	Coahuila	CC	1	248	1298
Río Bravo II (PIE)	Tamaulipas	CC	1	495	3098
Río Bravo III (PIE)	Tamaulipas	CC	1	495	2440
Monterrey III (PIE)	Nuevo León	CC	1	449	2892
Altamira II (PIE)	Tamaulipas	CC	1	495	3155
Altamira III y IV (PIE)	Tamaulipas	CC	1	1036	6541
Chihuahua III (PIE)	Chihuahua	CC	1	259	1456
El Sauz	Querétaro	CC	7	597	3139
El Sauz Bajío (PIE)	Guanajuato	CC	1	577	5257
Fco. Pérez R (Tula)	Hidalgo	Vapor/CC	6	489	11091 ^c
Valle de México	México	Vapor/CC	4	549	4596 ^c
F. Carrillo Puerto	Yucatán	Vapor/CC	3	220	1524 ^c
Campeche (PIE)	Campeche	CC	1	252	1772
Dos Bocas	Veracruz	CC	6	452	3086
Mérida III (PIE)	Yucatán	CC	1	484	3469
Tuxpan II (PIE)	Veracruz	CC	1	495	3596
Tuxpan III y IV (PIE)	Veracruz	CC	1	983	7029

^a Incluye unidades convencionales y turbinas de gas

^b Incluye turbinas de gas

^c Incluye unidades convencionales

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Federal de Electricidad.

En la tabla 11 se tienen los proyectos de generación de centrales de ciclo combinado, en específico la capacidad comprometida. Se puede apreciar que la mayor parte de los proyectos son en la modalidad de productores externos de energía. De 8 proyectos comprometidos, sólo dos se llevarán a cabo en la modalidad de Obra Pública Financiada, el resto será como Productores Externos.

Por otra parte se puede mencionar que de los 6632 MW de capacidad comprometida total, el 68% se construirá con CCC, el 12% con energías renovables y el resto con carboeléctrica (700 MW), turbina de gas (448 MW) y motor de combustión interna (43 MW).

En números totales el esquema PEE representará el 66% de la capacidad total comprometida o en construcción en los próximos años.

En la zona del Golfo de México se ubica la mayor capacidad en construcción a base de ciclos combinados, conforme a la extensión del sistema de ductos.

De lo anterior se desprende la finalidad de este trabajo, es necesario aportar mayores estudios para obtener los mejores beneficios al utilizar mayoritariamente las CCC, ya que serán parte fundamental en la generación eléctrica del país, y como sabemos la industria eléctrica en el mundo al igual que en México es asunto de alta importancia, debido a las múltiples actividades realizadas en torno a ella. La industria eléctrica tiene injerencia directa en actividades sociales, políticas, económicas y tecnológicas.

Tabla 11. Proyectos de generación de CCC: capacidad comprometida

Proyecto	Ubicación	Fecha del concurso	Modalidad de licitación	MW					
				2005	2006	2007	2008	2009	2010
Proyectos terminados									
La laguna II	Durango	2001	PEE	512					
Río Bravo IV	Tamaulipas	2001	PEE	514					
Subtotal				1026	-----	-----	-----	-----	-----
Proyectos en construcción									
Hermosillo conver. TG/CC	Sonora	2002	OPF	91					
Altamira V	Tamaulipas	2002	PEE		1153				
Tuxpan V	Veracruz	2002	PEE		509				
Valladolid III	Yucatán	2002	PEE		540				
El Encino conv. TG/CC	Chihuahua	2003	OPF		67				
Tamazunchale	S.L.P.	2003	PEE			1168			
Subtotal				91	2269	1168	-----	-----	-----
Total capacidad comprometida				1117	2269	1168	-----	-----	-----
Acumulado				1208	3386	4554	4554	4554	4554

PEE: Productor externo de energía RP: Recursos propios OPF: Obra pública financiada
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Federal de Electricidad.

Conclusiones

En este capítulo se comprobó teóricamente que las plantas de potencia de ciclo combinado tienen mayor eficiencia térmica con respecto a cualquier otra tecnología termoeléctrica. Así mismo se compararon parámetros importantes de selección o diseño, obteniéndose como resultado que las CCC hoy en día son una de las mejores opciones de generación eléctrica.

Se presento un análisis en donde se consideran las temperaturas de entrada y salida de la turbina para evaluar la eficiencia térmica de ésta, concluyendo que las turbinas deben optimizarse en base a la generación eléctrica y no en base a la eficiencia.

El siguiente aspecto a cubrir es la aplicación de la metodología de análisis operativo de estas centrales, como lo menciona el título de este trabajo se utilizó el análisis termoeconómico [3, 14 y 15], y se describe en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 2

SIMULADOR

En este capítulo se describe como está estructurado el simulador, así como los métodos o herramientas utilizadas para el cálculo.

El simulador se divide en dos partes principales: la primera está basada en los principios de la termodinámica clásica y la segunda en la teoría exergoeconómica.

Este programa de cálculo o simulador fue desarrollado en Excel®, aprovechando herramientas que existen en el mercado, como los complementos “Steam” y “Air”, por otra parte también se utilizaron macros creados en Visual Basic®. Parte medular del programa es un vínculo utilizado entre Excel® y Matlab®, el cual ayuda con la solución de los sistemas de ecuaciones, así como la generación de gráficos y la interpolación de datos.

Es necesario mencionar que todas las expresiones matemáticas, así como las tablas de propiedades termodinámicas empleadas en la simulación del ciclo combinado, fueron tomadas de la literatura.

2.1 Descripción del simulador

El simulador fue elaborado en una hoja de cálculo, en este caso en el programa Excel de Microsoft Office. Aunque es un programa de cálculo simple, se requirió organizar de manera sistemática la introducción de datos, los cálculos, y la presentación de resultados. Lo anterior para facilitar la interacción entre usuario y programa.

El programa consta de un Menú principal en donde se puede decidir a qué sección del simulador se quiere entrar: *Esquema de la planta, Ingreso de variables, Memoria de cálculo, Tabla de estados termodinámicos, Diagramas (T-Q, T-S), Análisis de la combustión, Diagrama de Ostwald, Balances (masa, energía y exergía), Costos (exergéticos y exergoeconómicos), Simulador y Resultados.*

Es aquí donde se utilizan los macros creados en Visual Basic, para facilitar el ir de una sección del programa a otra. Los macros son botones que funcionan como enlaces entre las diferentes secciones del programa, al accionar el botón de la página que se quiere visualizar éste nos lleva a ella.

Además, el programa cuenta con bases de datos que ayudan con algunos cálculos o valores requeridos para el análisis, como: *tabla del aire como gas ideal, tabla de entalpías de algunos compuestos, tabla de calor específico a presión constante de algunos gases, la campana de saturación para el H₂O, y las bases de datos “Steam” y “Air”* que nos proporcionan las propiedades termodinámicas del vapor y del aire respectivamente, con dos propiedades termodinámicas conocidas.

2.1.1 Esquema de la planta

En esta sección se representan los equipos y flujos considerados para el análisis del sistema, por lo tanto, aquí se define el nivel de desagregación. Este proceso es muy importante para el análisis, ya que la definición de equipos y flujos es la base de la metodología empleada.

Relacionado a lo anterior, se debe comentar la versatilidad de esta metodología en el aspecto de que pueden definirse “grandes” sistemas por separado y después (con los resultados obtenidos en cada uno de ellos) analizarse como dos o más equipos que interactúan entre ellos. Por ejemplo, en el caso de las centrales de ciclo combinado se pueden analizar por separado la turbina de gas, el ciclo de vapor y el sistema de enfriamiento, y posteriormente (con los resultados de cada sistema) analizarlos como un solo sistema. En este caso se decidió llevar a cabo el análisis tomando en cuenta todos los equipos principales de una CCC. La lógica de análisis es que mientras aumente la cantidad de equipos y flujos en un sistema, el sistema de ecuaciones a resolver es más complejo.

Para definir el esquema representativo de las CCC de éste programa se consideraron las siguientes centrales: Río Bravo 3, Chihuahua 3 y un productor independiente no especificado. Lo anterior, en función de que el estudio sea flexible a todas las CCC del País. Debemos recordar que el programa lleva a cabo un análisis de las condiciones operativas de las CCC, y en teoría se puede tomar en cuenta un esquema general para este tipo de instalaciones, evaluando los resultados cuidadosamente en cada caso [15]. Por lo anterior se consideraron para el análisis 25 equipos y 65 flujos (Ver Apéndice 1).

2.1.2 Ingreso de variables

En esta sección del simulador es donde el usuario tiene que introducir los datos de operación de la planta (para la turbina de gas y para el ciclo de vapor), las condiciones o parámetros del lugar en que se ubica la planta, las características del combustible empleado en el proceso, así como los supuestos económicos y las bases de evaluación que se requieren para el análisis (Ver Apéndice 1).

Es evidente que los parámetros que deben introducirse al programa, se pueden medir en planta y/o son las condiciones de sitio (temperaturas, presiones, etc.), en el caso

de los supuestos económicos se pueden tomar de la literatura, por ejemplo el Manual de turbinas [8] o directamente con los fabricantes de equipo.

Por lo tanto, se puede decir que sólo se piden valores que el usuario tiene a la mano, o que puede medir o conseguir.

2.1.3 Memoria de cálculo

En esta sección se describe a detalle el análisis termodinámico del proceso. En primer lugar se calculan las propiedades termodinámicas para cada flujo del sistema: temperatura, presión, entalpía, entropía y volumen específico, así como la exergía. Para lo cual se emplean los complementos de Excel *air* y *steam*, en función de evaluar las propiedades del aire y del vapor respectivamente.

En el cálculo se consideró que el aire y los gases producto de la combustión se comportan como una suma de gases ideales, con base en que la mayor parte de los compuestos se comportan como gas ideal en un rango de 0 a 10 atmósferas. Por lo tanto para calcular sus propiedades termodinámicas se tomaron en cuenta las siguientes especies químicas: nitrógeno (N_2) y oxígeno (O_2) para el aire; y bióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2) y humedad (H_2O) para los gases producto de la combustión.

Para calcular la entalpía o entropía con respecto al estado de referencia estándar, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones integradas:

$$h^* = \Delta h_f^0 + \int_{T^0}^T C_p^*(T) dT \equiv h^*(T) \quad \dots (18)$$

$$s^* = s^0 + \int_{T^0}^T C_p^*(T) \frac{dT}{T} - R \cdot \ln \frac{P}{P^0} = s^* - R \cdot \ln \frac{P}{P^0} \quad \dots (19)$$

Si la dependencia entre el calor específico y la temperatura se expresa mediante un polinomio:

$$\frac{C_p(T)}{R} = a_1 + a_2 T + a_3 T^2 + a_4 T^3 + a_5 T^4 \quad \dots (20)$$

entonces la entalpía y entropía de un gas ideal vendrán dadas por:

$$\frac{h^*(T)}{RT} = a_1 + a_2 \frac{T}{2} + a_3 \frac{T^2}{3} + a_4 \frac{T^3}{4} + a_5 \frac{T^4}{5} + a_6 \frac{T^5}{6} \quad \dots (21)$$

$$\frac{s^*(T)}{R} = a_1 \ln T + a_2 T + a_3 \frac{T^2}{2} + a_4 \frac{T^3}{3} + a_5 \frac{T^4}{4} + a_7 \quad \dots \quad (22)$$

donde a_6 y a_7 serán las correspondientes constantes de integración. Y el resto de las constantes vienen tabuladas para cada especie química en la base de datos del simulador.

Para el cálculo de la exergía se utiliza la siguiente ecuación general que relaciona la entalpía, la entropía y la temperatura:

$$b = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad \dots \quad (23)$$

donde el subíndice indica la temperatura, presión, composición, etc. del ambiente o de referencia (ambiente estable de referencia, AER).

La implicación económica de la exergía, se debe a que es una medida de la calidad de la energía y de su habilidad de producir trabajo, con esto se tiene un inicio para la asignación de costos. El primer término en paréntesis de la ecuación 23, representa la energía total (la entalpía), de la cual el segundo término (la entropía total multiplicada por la temperatura del ambiente o de referencia) es sustraído, así se obtiene la energía neta utilizable por la cual un costo debe ser pagado. El término $T_0(s - s_0)$, representa la energía inservible o incapaz de producir trabajo, mejor conocida como irreversibilidad (trabajo perdido).

La implicación ecológica de la exergía, se debe a que es una medida de la desviación de las condiciones ambientales. En específico la condición para la diferencia de temperatura, presión, composición, etc. contra las condiciones ambientales, esto es un camino para medir los efectos y el trabajo que un flujo puede tener versus el ambiente. Por ello la entalpía, entropía y temperatura de la ecuación 23 son explícitamente referidas a las condiciones ambientales o de referencia.

En la segunda parte de esta sección se tienen los balances de masa y energía para cada equipo del sistema, obteniéndose así los trabajos generados, los calores de desecho, flujos de aire, combustible, agua de enfriamiento y vapor. Las ecuaciones generales utilizadas para este propósito son:

$$\sum_{i=1}^n m_{ei} = \sum_{j=1}^m m_{sj} \quad \dots \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^n E_{ei} = \sum_{j=1}^m E_{sj} \quad \dots \quad (25)$$

donde el subíndice e se refiere a los flujos de entrada y el subíndice s se refiere a los flujos de salida del equipo o sistema. La ecuación 24 aplica para los balances de masa y la ecuación 25 para los balances de energía.

Finalmente, se realizan los balances de exergía por equipos, con lo cual se obtienen los valores de la exergía destruida por equipo y por lo tanto la exergía total destruida. La ecuación general utilizada para realizar el balance de exergía es:

$$\sum_{i=1}^n B_{ei} = \sum_{j=1}^m B_{sj} + \sum_{k=1}^l B_{dk} \quad \dots \quad (26)$$

donde los subíndices e y s se refieren a los flujos de entrada y salida respectivamente, y el término con el subíndice d se refiere a la exergía destruida en el equipo o sistema.

De lo anterior se puede decir que en este apartado se hace un análisis basado en los diagramas de bloques del proceso, tomando en cuenta equipo por equipo. La metodología empleada en este apartado requiere mayor tiempo para el análisis, más adelante se describirá otra metodología utilizada que es más adecuada para este tipo de sistemas.

Esta sección tiene un vínculo con el análisis de la combustión, el cual se describe más adelante (Ver apéndice 1).

2.1.4 Tabla de estados termodinámicos

Aquí se presenta un condensado del análisis realizado en la sección anterior. Se tiene una tabla que enumera todos los flujos del sistema en dirección vertical, y en sentido horizontal se tienen los siguientes parámetros: flujo, temperatura, presión, sustancia, entalpía, entropía, volumen específico, exergía específica, energía y exergía.

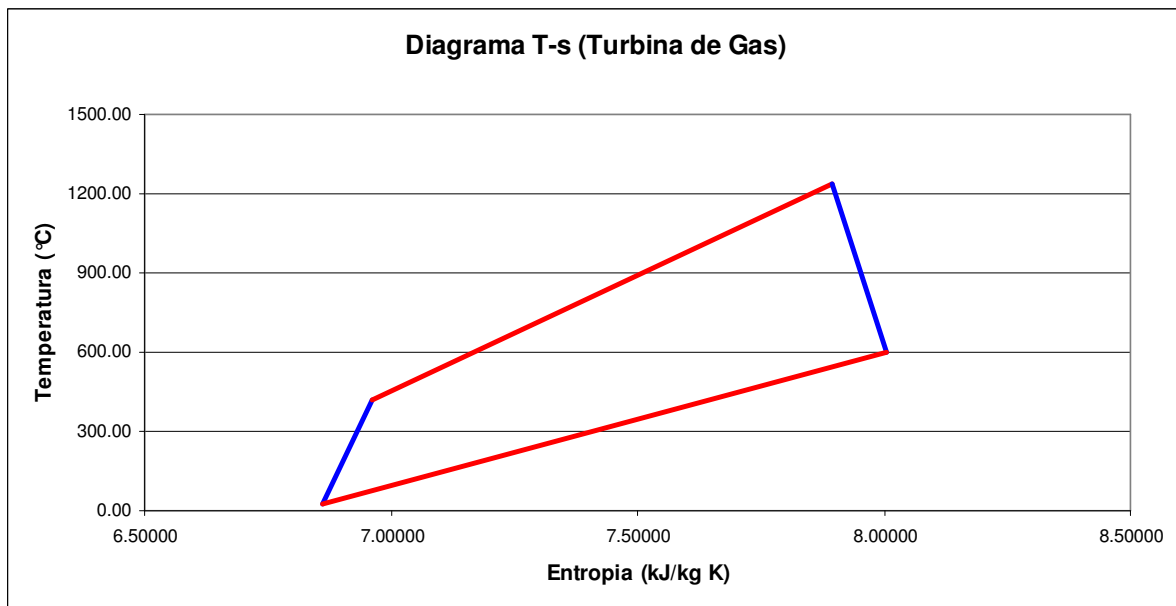
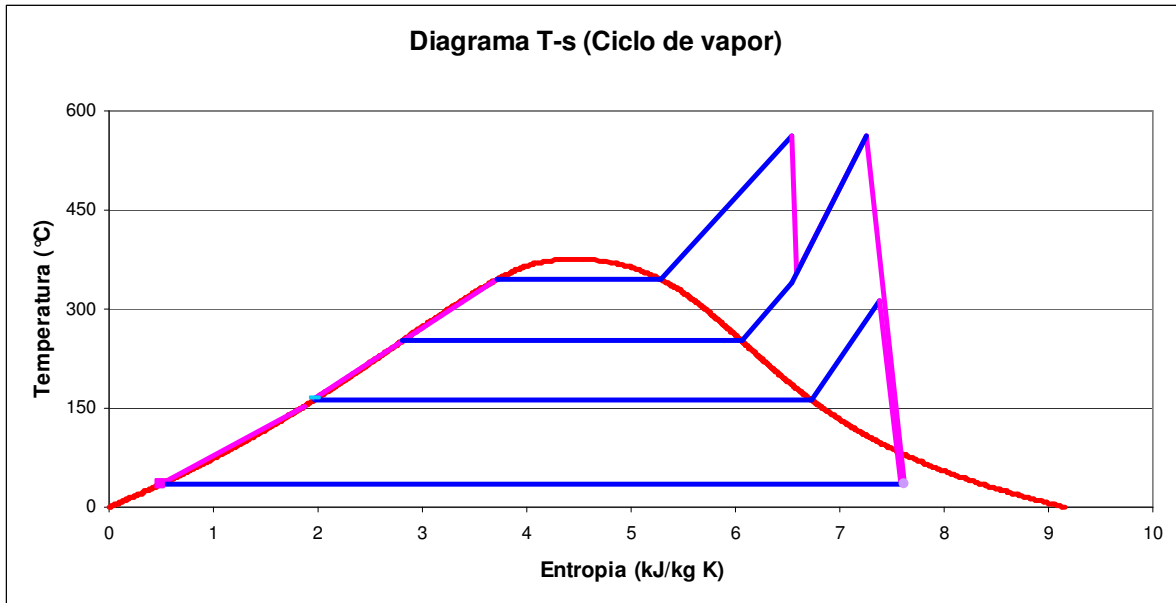
Esta tabla es sumamente valiosa ya que contiene toda la información del estado termodinámico de cada flujo, la cual se empleará posteriormente en el análisis del sistema (Ver apéndice 1).

2.1.5 Diagramas T – Q y T – s

En esta sección se presentan los diagramas termodinámicos del ciclo. Como en este caso se tiene un ciclo Brayton (turbina de gas) y un ciclo Rankine (ciclo de vapor) se trazaron ambos diagramas, temperatura versus entropía, teniendo la entropía en el eje de las abscisas en kilojoules por kilogramo y la temperatura en el eje de las ordenadas en grados centígrados, como lo muestra la figura 5.

Como se describió en el capítulo anterior, el sistema cuenta con un recuperador de calor de gases calientes, el cual toma energía calorífica de los gases de escape de la turbina de gas y la emplea en la generación de vapor para el ciclo Rankine. Aquí se trazó un diagrama para este proceso, temperatura versus calor, donde se tiene la transferencia de calor en el eje de las abscisas en kilowatts y la temperatura en el eje de las ordenadas en grados centígrados, como lo muestra la figura 6.

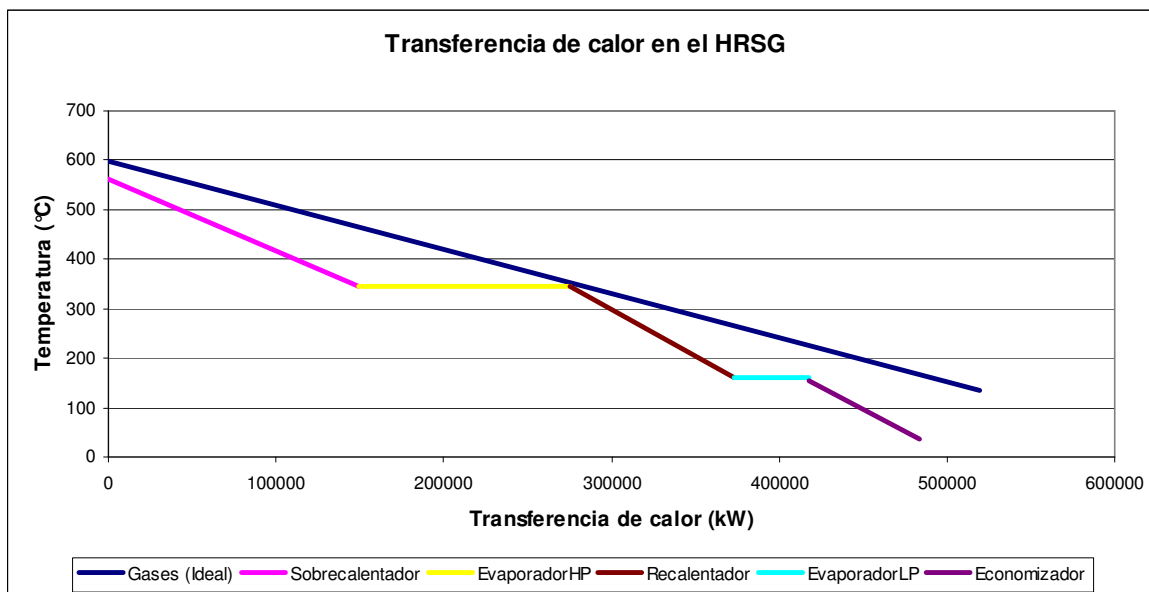
Figura 5. Diagramas Temperatura vs. Entropía, del ciclo de vapor y de la turbina de gas



Fuente: elaboración propia a partir del balance de energía de la CCC El Sauz I, CFE México.

En los diagramas anteriores se puede apreciar en forma gráfica el comportamiento de los fluidos de trabajo, esto aunado a la sección anterior nos ayuda al mejor entendimiento del proceso y por lo tanto, podemos decir que se tienen las herramientas y cálculos necesarios para evaluar y/o diagnosticar el sistema bajo el concepto puramente termodinámico.

Figura 6. Diagrama de transferencia de calor en el HRSG



Fuente: elaboración propia a partir del balance de energía de la CCC El Sauz I, CFE México.

2.1.6 Análisis de la combustión

En esta sección se realiza un análisis del proceso de combustión. En primer lugar se tiene el cálculo del poder calorífico del combustible en función de los datos alimentados en la sección *ingreso de variables*, aquí se presentan varios métodos para el cálculo del poder calorífico superior e inferior.

- El primer método para calcular el poder calorífico superior (PCS) utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\%Peso = \frac{(\%Volúmen * PM)_{del\ compuesto\ en\ cuestión}}{(\sum \%Volúmen * PM)_{de\ todos\ los\ compuestos}} \dots (27)$$

donde PM es el peso molecular del compuesto.

$$(PC)_{del\ compuesto} = \%Volúmen * Valorcalorífico \left[\frac{kJ}{m^3} \right] \dots (28)$$

$$(PC)_{del\ compuesto} = \%Peso * Valorcalorífico \left[\frac{kJ}{kg} \right] \dots (29)$$

$$(PC)_{total} = \sum (PC)_{compuestos} \dots (30)$$

Es necesario conocer la densidad del combustible y del aire a las condiciones de sitio, lo cual se hizo con las siguientes relaciones matemáticas en el caso del aire:

$$v = \frac{RT}{P} \quad \dots \quad (31)$$

$$\rho = \frac{1}{v} \quad \dots \quad (32)$$

sabemos que para gases ideales:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{T_1}{T_2} \quad \dots \quad (33)$$

Y en el caso del combustible se tomó en cuenta la densidad promedio que registra el analizador de gases de la CCC, según sea el caso.

Con los cálculos anteriores se logra una consistencia en unidades (densidad, en kilogramos por normal metro cúbico: kg/Nm³), para llevar a cabo los cálculos.

- El segundo método se describe a continuación e incluye el análisis de la combustión:

Para el análisis se está tomando en cuenta que la planta consume gas natural, debido a las restricciones ambientales que se tienen en el país, además de que la mayoría de las turbinas para este tipo de tecnología (CCC) están diseñadas para quemar este combustible. Por lo tanto, se calculó el poder comburente (V_A), el poder fumígeno (V_F), poder fumígeno húmedo (V_{FH}), la cantidad de oxígeno requerida por unidad de combustible (V_B), y los productos de la combustión neutra (V_{H_2O} , V_{CO_2} , V_{N_2}).

En el caso de que se tenga post-combustión se puede utilizar otro tipo de combustible, ya sea carbón (sólido), diesel o combustóleo (líquido), o el mismo que se utiliza en la turbina de gas, gas natural (gaseoso). Por lo anterior, el programa toma esa consideración y adecua las ecuaciones para combustibles sólidos y líquidos, o gaseosos. Ya que las relaciones matemáticas conocidas para el análisis de la combustión, son función directa de la composición del combustible y de la fase en que se encuentre a la temperatura ambiente.

La tabla 12 muestra las ecuaciones para la combustión neutra de combustibles sólidos y líquidos basadas en la composición del combustible y la tabla 13 las ecuaciones para la combustión neutra de combustibles gaseosos. Enseguida de las tablas se enlistan las ecuaciones que se utilizaron en el simulador para el análisis de la combustión.

Tabla 12. Combustión neutra de combustibles sólidos y líquidos²²

Para 1 kg. de combustible	Composición						Combustión neutra		
	H%	C%	S%	E%	N%	O%	O ₂	N ₂	Aire
# de moles	$\frac{10H}{2}$	$\frac{10C}{12}$	$\frac{10S}{32}$	$\frac{10E}{18}$	$\frac{10N}{28}$	$\frac{10O}{32}$	# moles de O ₂ neces. para la combustión	# moles de N ₂ conten. en la combustión	# moles neces. para la combustión
Moles de O ₂ necesarios para la combustión	$\frac{10H}{4} + \frac{10C}{12} + \frac{10S}{32} - \frac{10O}{32} = B$						$\frac{79B}{21}$	$\frac{100B}{21} = A$	
Productos de la combustión neutra	H ₂ O	CO ₂	SO ₂	E	N				
	$\frac{10H}{2}$	$\frac{10C}{12}$	$\frac{10S}{32}$	$\frac{10E}{18}$	$\frac{10N}{28}$				
Moles F de humos secos	$F = \frac{10C}{12} + \frac{10S}{32} + \frac{10N}{28} + \frac{29B}{21}$								
Humos con vapor de agua Fe	$Fe = \frac{10H}{21} + \frac{10E}{18}$								

$$V_A = 0.089C + 0.267H + 0.033(S - O) \left[\frac{Nm^3 \text{aire}}{kg.comb.} \right] \dots (34)$$

$$V_F = 0.089C + 0.21H + 0.008N + 0.033S - 0.026O \left[\frac{Nm^3 \text{humos} \cdot \text{secos}}{kg.comb.} \right] \dots (35)$$

$$V_{Fe} = 0.112H + 0.012E \left[\frac{Nm^3 H_2O}{kg.comb.} \right] \dots (36)$$

$$V_{FH} = 0.089C + 0.332H + 0.008N + 0.033S + 0.012E - 0.026O \left[\frac{Nm^3 \text{humos} \cdot \text{húmedos}}{kg.comb.} \right] \dots (37)$$

Para los productos de la combustión en base seca se tiene que:

$$\%CO = \frac{10C/12}{F} \dots (38)$$

$$\%SO_2 = \frac{10S/32}{F} \dots (39)$$

$$\%N_2 = \frac{10N/28 + 79B/21}{F} \dots (40)$$

Para los productos de la combustión en base húmeda se tiene que:

²² Tomado del curso de Ingeniería de Procesos Industriales impartido en el Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM por el Dr. Javier Aguilón Martínez.

$$\%CO = \frac{10C/12}{F + Fe} \dots (41)$$

$$\%SO_2 = \frac{10S/32}{F + Fe} \dots (42)$$

$$\%N_2 = \frac{10N/28 + 79B/21}{F + Fe} \dots (43)$$

$$\%H_2O = \frac{10H/2}{F + Fe} \dots (44)$$

$$\%O_2 = \frac{10O/32}{F + Fe} \dots (45)$$

Tabla 13. Combustión neutra de combustibles gaseosos²³

Volúmenes en Nm ³	Nm ³ de combustible							Combustión neutra		
	H ₂	CO	C _m H _n	H ₂ O	N ₂	O ₂	CO ₂	O ₂	N ₂	V _A
Diferentes constituyentes del combustible	$\frac{H}{100}$	$\frac{CO}{100}$	$\frac{M}{100}$	$\frac{E}{100}$	$\frac{a}{100}$	$\frac{b}{100}$	$\frac{k}{100}$			
	$\left[\frac{H}{2} + \frac{CO}{2} + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) M - b \right] \frac{1}{100} = V_B$							$\frac{79V_B}{21}$	$\frac{100V_B}{21}$	
Productos de la combustión	$H_2O = \frac{1}{100} \left[H + \sum \left(\frac{nM}{2} \right) + E \right]$									
	$CO_2 = \frac{1}{100} [CO + \sum mM + k]$									

$$V_B = \left[\frac{H}{2} + \frac{CO}{2} + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) M - b \right] \frac{1}{100} \left[\frac{Nm^3 O_2}{Nm^3 combustible} \right] \dots (46)$$

$$V_A = \frac{100V_B}{21} \left[\frac{Nm^3 aire}{Nm^3 combustible} \right] \dots (47)$$

$$V_F = \frac{1}{100} [CO + \sum mM + a + k] + \frac{79V_B}{21} \left[\frac{Nm^3 humos \cdot secos}{Nm^3 combustible} \right] \dots (48)$$

$$V_{H_2O} = \frac{1}{100} \left[H + \sum \left(\frac{nM}{2} \right) + E \right] \left[\frac{Nm^3 H_2O}{Nm^3 combustible} \right] \dots (49)$$

²³ Ídem

$$V_{CO_2} = \frac{1}{100} [CO + \sum mM + k] \left[\frac{Nm^3 CO_2}{Nm^3 combustible} \right] \dots (50)$$

$$V_{CO_2} = \frac{1}{100} [CO + \sum mM + k] \left[\frac{Nm^3 CO_2}{Nm^3 combustible} \right] \dots (51)$$

Enseguida se obtiene la diferencia de poderes caloríficos (superior menos inferior).

$$\Delta P_{SI} = 4.82 \left[H + E + \sum \frac{n}{2} M \right] \frac{kcal}{Nm^3} \dots (52)$$

y como sabemos que:

$$\Delta P_{SI} = PCS|_p - PCI|_p \dots (53)$$

obteniendo así el poder calorífico inferior.

Se puede calcular el poder calorífico inferior por otros métodos, por ejemplo, con las siguientes relaciones partiendo de los valores de poder comburente y del poder fumígeno húmedo²⁴:

$$V_A = 1.09 \frac{PCI}{1000} + 0.25 \dots (54)$$

$$V_{FH} = 1.14 \frac{PCI}{1000} + 0.25 \dots (55)$$

Otro parámetro que se debe conocer (calcular) es la temperatura de combustión, en primer lugar se obtiene la temperatura teórica, mediante:

$$J = \frac{PCI}{V_{FH}} \dots (56)$$

evidentemente es un proceso iterativo basado en tablas y en los componentes considerados de los gases producto de la combustión. Aunado a lo anterior podemos conocer el exceso de aire y la temperatura potencial de la combustión, mediante:

$$e = 100 \left(\frac{\alpha}{\alpha_0} - 1 \right) \frac{V_F}{V_A} \dots (57)$$

donde

α : cantidad en % de CO₂ de humos secos de una combustión cualquiera
 α_0 : cantidad en % de CO₂ de humos secos de la combustión neutra

²⁴ Ídem

Para el cálculo de la temperatura potencial se utiliza la ecuación 56 y se considera el exceso de aire y por lo tanto oxígeno y nitrógeno en los productos de la combustión, evidentemente ésta temperatura es menor con respecto a la teórica.

Finalmente, se realiza la valuación de la exergía del combustible, al igual que en el poder calorífico se consideran los porcentajes de carbono (C), hidrógeno (H), oxígeno (O), y nitrógeno (N). Y se emplea la siguiente relación:

$$b^0 = h^0 - T_0 S^0 - g_{00} \quad \dots \quad (58)$$

donde:

$$g_{00} = \sum_{\forall j} f_j \mu_{j00} \quad \dots \quad (59)$$

$$h^0 = PCS + h^0_{CO_2} + h^0_{H_2O} \left(\frac{H}{2} \right) \quad \dots \quad (60)$$

$$s^0 = \frac{1}{\alpha} \sum X_i [s^0_i - R \cdot \ln \cdot X_i] \quad \dots \quad (61)$$

En el caso del análisis de la combustión previo al recuperador de calor, se debe seguir el mismo procedimiento. Únicamente en el caso de la temperatura potencial de combustión se considera lo siguiente:

$$J = \frac{PCI + Q_{aire}|_0^{\theta_1} + Q_{comb}|_0^{\theta_2}}{V_{FH}} \quad \dots \quad (62)$$

2.1.7 Diagrama de Ostwald²⁵

En esta sección se obtiene una caracterización del comportamiento del combustible y se representa en un gráfico, lo cual permite identificar a detalle como se comporta en función del exceso (e%) o falta (d%) de aire en el proceso.

Lo interesante de este análisis es, que se basa en los porcentajes que se tiene en los humos producto de la combustión y de la composición del combustible, por lo tanto se puede predecir a que exceso de aire tendremos un proceso óptimo.

La figura 7 muestra una gráfica elaborada a partir de un gas natural con la siguiente composición²⁶:

²⁵ Ídem

²⁶ Datos obtenidos del análisis químico del gas natural y de los gases producto de la combustión en la CCC El Sauz, CFE México (Marzo 2004).

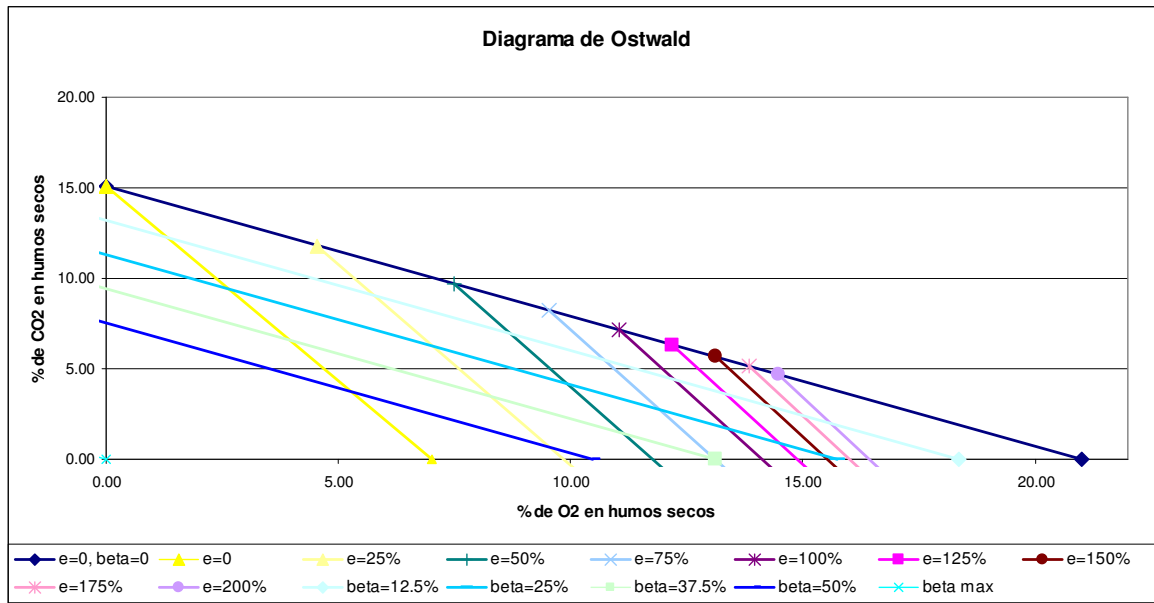
Metano (CH ₄)	-	82.00 %
Etano (C ₂ H ₆)	-	9.40 %
Propano (C ₃ H ₈)	-	4.70 %
Butano (C ₄ H ₁₀)	-	1.60 %
Pentano (C ₅ H ₁₂)	-	0.70 %
CO ₂	-	0.70 %
N ₂	-	0.90 %

Y con la siguiente composición de los gases producto de la combustión:

CO ₂	-	3.44 %
O ₂	-	14.66 %
N ₂	-	75.00 %
H ₂ O	-	6.90 %

donde β es la cantidad en % de Monóxido de carbono (CO) de humos secos de una combustión cualquiera.

Figura 7. Diagrama de Ostwald para gas natural



Fuente: elaboración propia a partir de datos medidos en campo en la CCC El Sauz, CFE México.

2.1.8 Balances (masa, energía y exergía)

Para realizar el análisis termodinámico de una planta o proceso, esta deberá definirse previamente como un conjunto de equipos o subsistemas tal que la suma de todos ellos constituyan la planta total, y de otro conjunto de flujos de materia, calor y trabajo a través de los cuales se relacionan los equipos entre sí y con el entorno de la planta

[3]. De manera general, y de acuerdo con la Teoría de Sistemas, podemos expresarlo de la siguiente manera:

Sistema energético = Subsistemas + Flujos de Materia y Energía

Donde la relación entre los flujos y subsistemas se establece mediante la Matriz de incidencia A (m x n).

En caso de funcionamiento en estado estacionario los balances de materia, energía y exergía podrán plantearse como:

$$A \times M = 0 \quad \dots (63)$$

$$A \times E = 0 \quad \dots (64)$$

$$A \times B = B_D \quad \dots (65)$$

Considerando una planta compuesta por varios equipos. El conjunto de balances de costo exergético de los n equipos que la constituyen corresponderá al sistema de ecuaciones:

$$A \times B^* = 0 \quad \dots (66)$$

Como en cualquier sistema m es mayor que n, se necesitarán (m-n) ecuaciones adicionales (valoración externa) para resolver el problema de la asignación de costos a todos los flujos. Por lo que se llega a la siguiente relación:

$$\begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} \times B^* = \begin{bmatrix} 0 \\ \omega \end{bmatrix} \quad \dots (67)$$

De la relación anterior se obtiene el costo exergético por flujo en (kW).

Por otra parte, se puede obtener el costo monetario de cada flujo, y eso se logra mediante la relación:

$$A \times \Pi = Z \quad \dots (68)$$

considerando las ecuaciones adicionales, se tiene que:

$$\begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} \times \Pi = \begin{bmatrix} -Z \\ \omega_z \end{bmatrix} \quad \dots (69)$$

Z = inversión + neto

ω_z = valoración externa

Obteniéndose así, el costo por unidad energética de cada flujo (pesos/GJ).

Con base en lo anterior se realizó un análisis en forma matricial de los balances de masa, energía y exergía, y son los resultados que se tienen en esta sección del simulador (Ver apéndice 1).

2.1.9 Costos (exergéticos y exergoeconómicos)

En esta sección se presentan los cálculos para obtener los costos exergéticos y exergoeconómicos por flujo, basándose en la teoría mencionada en la sección anterior. Evidentemente, partiendo de la matriz de incidencia (A) y de la definición de las ecuaciones complementarias (α), así como de los vectores con los valores de exergía de algunos flujos $\begin{bmatrix} 0 \\ \omega \end{bmatrix}$ en el caso del costo exergético (B^*); y el vector de los supuestos económicos $\begin{bmatrix} -Z \\ \omega_z \end{bmatrix}$ en el caso del costo exergoeconómico (Π).

En esta sección se describe a detalle como se plantearon las ecuaciones complementarias, y la solución de los sistemas de ecuaciones; así como la definición de los flujos de entrada, salida y pérdidas por equipo, lo cual nos genera otro sistema de ecuaciones, que también es resuelto en esta sección del simulador.

2.1.10 Esquema de planta con datos

Aquí se presenta un esquema de la planta y en cada flujo aparecen tabulados los parámetros más importantes o que generalmente contiene un balance de energía, incluyendo el costo del flujo.

La figura 8 muestra una sección de esta pantalla, donde se puede observar parte de la turbina de gas. En el caso de los flujos de trabajo y calor se tiene el valor del flujo de energía y el valor del costo exergoeconómico. En el caso de los flujos de aire, agua, vapor, gases de combustión y combustible, se presentan las propiedades termodinámicas, así como el costo exergoeconómico.

En ésta figura el flujo 13 indica la cantidad de energía que está generando el expansor de la turbina de gas y que se entrega al generador eléctrico (345 800 kW) y el costo que tiene este flujo (0.21 pesos), así como la energía que está generando el expansor (flujo 14) y que se entrega al compresor de la TG (407 889 kW) con el mismo costo que el flujo 13 por obvias razones.

Por otra parte se observa el flujo de gases producto de la combustión (flujo 4) que van de la cámara de combustión al expansor de la TG y que tiene la siguiente información:

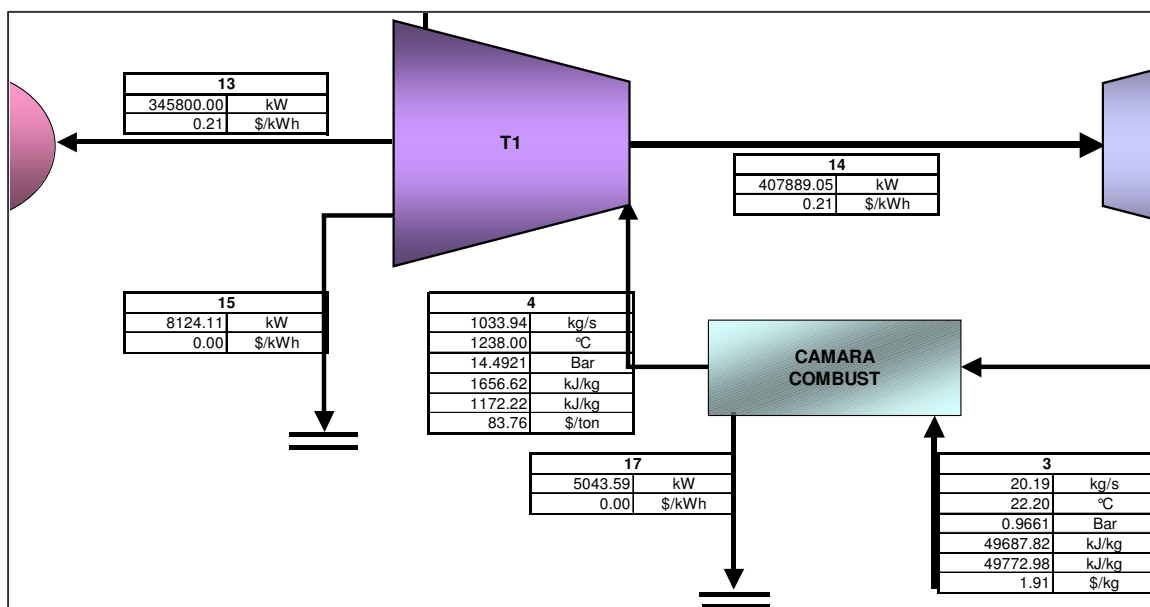
Flujo másico = 1033.94 kg/s
 Temperatura = 1238 °C
 Presión = 14.4921 Bar
 Entalpía = 1656.62 kJ/kg
 Exergía = 1172.22 kJ/kg
 Costo = 83.76 pesos/ton

Así como el flujo de combustible (flujo 3) con las siguientes características:

Flujo másico = 20.19 kg/s
 Temperatura = 22.20 °C
 Presión = 0.9661 Bar
 Entalpía = 49687.82 kJ/kg
 Exergía = 49772.98 kJ/kg
 Costo = 1.91 pesos/kg

Y por último el flujo 17 que se refiere a la pérdida de calor en la cámara de combustión (5 043 kW) de costo nulo. Se considera nulo el costo de los flujos de calor al ambiente para cargar el costo al resto de los flujos involucrados en el proceso, es decir, del calor que se tira al ambiente no se obtiene un beneficio económico, al contrario afecta en el costo de la energía eléctrica, por esto se distribuye el costo entre los demás flujos. Esta sección es de gran ayuda, ya que condensa la información útil del proceso y la presenta para cada flujo²⁷.

Figura 8. Pantalla parcial de la sección “Esquema de datos”



Fuente: elaboración propia a partir de la referencia antes mencionada

²⁷ Datos basados en el balance de energía de la CCC Chihuahua III, PEE México.

2.1.11 Resultados

En la parte de resultados se presenta en tablas la mayor parte de información calculada de acuerdo a lo descrito en las secciones anteriores.

En primer lugar se tiene una tabla que presenta el flujo de combustible, el flujo de aire, la capacidad total bruta, el CTU (rendimiento térmico) y la eficiencia de la turbina de gas. Enseguida el flujo de combustible, vapor y agua de enfriamiento, la capacidad total bruta y la eficiencia del HRSG, en el ciclo de vapor. Por último la carga de planta, el flujo de combustible, la capacidad total bruta, el consumo energético de los auxiliares, la capacidad total neta, el rendimiento neto y CTU del ciclo combinado. Para mayor detalle ver el Apéndice 1.

Otra tabla que se presenta en la sección de resultados es el balance de energía en donde se detalla por equipo las pérdidas de energía (calor) y su porcentaje con respecto a las pérdidas totales del ciclo. Así como el balance de exergía en donde se detalla por equipo las pérdidas de exergía (irreversibilidades) y su porcentaje con respecto a las irreversibilidades totales del ciclo.

Otra tabla presenta un condensado de las propiedades de cada flujo incluyendo las termodinámicas según sea el caso, y los costos exergéticos y exergoeconómicos.

Finalmente se tiene una tabla que representa los rendimientos y costos por equipo de acuerdo al nivel de desagregación que se haya considerado para el análisis.

Recordemos que los resultados están enfocados en las desviaciones de las condiciones operativas de las CCC, y se utilizarán para tomar decisiones en lo que respecta a mantenimiento y operación.

2.2 Instrucciones de uso

El uso del simulador es sumamente sencillo incluso para un usuario que jamás lo haya manipulado. Debido a que sólo tiene que introducir datos medibles en sitio y algunos otros que puede obtener de la bibliografía mencionada anteriormente [8].

En lo que se refiere al costo del equipo el usuario debe actualizar los valores a la fecha en que realice su corrida (valor presente), involucrando conceptos como: tasa de inflación, tasa de interés, vida útil del proyecto, o en caso de ser una planta existente la depreciación, la paridad del peso con el dólar, entre otros. En el Apéndice 2 se enlistan los conceptos requeridos para el cálculo del valor presente de los equipos, además el usuario puede consultar bibliografía acorde al tema de autores como Coss, Thuesen y Riggs [17, 18 y 19].

Por otra parte, también es necesario introducir los costos del aire, agua y combustible por unidad energética, lo cual es muy fácil de obtener. Para el costo del aire, aún se

obtiene de forma gratuita, en el caso del agua y combustible basta con tener a la mano los recibos o consultar el precio con las dependencias involucradas²⁸.

Es importante mencionar, que no es necesario modificar todos los datos en cada corrida, por ejemplo, pueden tenerse los mismos valores de las propiedades termodinámicas y de los costos, y sólo modificar la carga de planta o la generación eléctrica, lo cual es una gran ventaja para la obtención de datos.

De lo anterior, se concluye que podemos analizar infinidad de condiciones operativas en tiempos muy cortos con el fin de definir rangos óptimos de operación.

Finalmente, se debe comentar que el usuario sólo tiene acceso a las celdas en que tiene que introducir datos, con esto se asegura que no modifique celdas y ello derive en errores en los resultados.

2.3 Potencial de mejora

La mayor parte de los procesos, maquinaria y metodologías tienen posibilidad de mejora y en este caso el simulador no es la excepción.

Para el desarrollo de este trabajo se partió de la premisa de una metodología simple y fácilmente aplicable a la mayoría de los procesos termodinámicos, por ello la decisión de trabajar el modelo en una hoja de cálculo. No obstante, es posible mejorar el simulador mediante el uso de lenguajes de programación, lo cual sin duda, requerirá de mayor tiempo pero se reflejará en una mejor presentación de las pantallas. Además, en este capítulo se definieron a detalle las relaciones matemáticas empleadas así como la estructura u orden de cálculo. Por lo tanto se puede decir que un programador experto bajo la tutoría del autor de este trabajo, puede desarrollar en poco tiempo un simulador más parecido a los programas comerciales.

En lo que se refiere a los resultados que arroja el simulador, el programa nos proporcionará los datos y gráficas necesarias para un análisis termodinámico, además de involucrar los supuestos económicos y también obtener valores de cada flujo en pesos por unidad energética.

Conclusiones

Durante el desarrollo del simulador el autor se encontró con múltiples limitantes debido a que utilizó una hoja de cálculo, por lo que se concluye que para llevar a cabo este tipo de trabajos es recomendable utilizar lenguajes de programación o programas más completos. No obstante, se logró obtener una herramienta capaz de evaluar las desviaciones de las condiciones operativas de las CCC, basándose en sus balances

²⁸ Para el caso del agua con la Comisión Nacional del Agua y en el caso del combustible con Petróleos Mexicanos, ya sea en su sitio en la red o en el diario oficial.

de energía de diseño, así como en mediciones obtenidas durante la generación de electricidad.

Es necesario aclarar que el simulador no fue estructurado para definir diseños de CCC, sino para evaluar las desviaciones de las condiciones operativas con respecto a las de diseño. Obteniéndose así una herramienta para la administración del mantenimiento en la planta, y para la definición de los rangos óptimos de operación basados en los menores costos operativos y mayores rangos de generación eléctrica.

El siguiente paso es emplear el simulador para el análisis de varias centrales de generación (CCC) del país, y con ello corroborar su flexibilidad.

CAPITULO 3

VALIDACIÓN

Después de la descripción del simulador es necesario comprobar que éste realmente representa las condiciones operativas de cualquier planta de potencia de ciclo combinado.

Por lo anterior, la primer sección del capítulo involucra los balances de energía que fueron utilizados en el diseño del simulador. Se presenta un análisis de acuerdo a los datos de tres plantas de CCC: Río Bravo 3, Chihuahua 3 y un productor independiente no especificado, en función de evaluar la lógica de operación del programa de forma tal que se introduzcan las condiciones de sitio y operativas, y se obtengan los rendimientos de equipos y gastos de los fluidos de trabajo. Además de evaluar el costo de cada flujo y obtener indicadores de la mala operación de algún sistema o equipo (costo exérgico).

En la segunda sección se hace un análisis comparativo de los casos anteriores, con el fin de resaltar la desviación máxima de los datos obtenidos (del simulador) con respecto a los balances de energía.

3.1 Estudios de caso con datos teóricos

Como se mencionó anteriormente, partimos de la premisa de que tenemos una planta de ciclo combinado operando a las condiciones de diseño y queremos obtener los valores de eficiencia, flujos y costos que aparecen en el balance con la finalidad de comprobar que el simulador se adapta a las condiciones operativas de la planta. El simulador está basado en varios balances de energía de CCC de México. Por lo tanto, se presentan los datos obtenidos durante el desarrollo de esta herramienta computacional. En específico se habla del análisis de tres centrales: Río Bravo 3, Chihuahua 3 y un productor independiente no especificado.

Si logramos obtener valores muy cercanos a los que se presentan en los balances de energía de diseño para cada planta, el simulador quedará parcialmente validado. También, es necesario corroborar que en verdad funciona para la mayoría de las CCC y en casi todas las condiciones de operación, y esto se puede lograr utilizándolo en línea. Es decir, tomando mediciones en campo y comparándolas con los valores que se obtienen del simulador (eficiencias, flujos de materia y energía, costos operativos, etc.).

Enseguida se presentan los tres análisis mencionados, así como un comparativo que involucra los tres casos.

3.1.1 Central de Ciclo Combinado Río Bravo 3

La primer planta que se analizó fue el ciclo combinado Anáhuac – Río Bravo 3, ubicada en el estado de Tamaulipas, México. De acuerdo con la tabla 11 es un productor independiente y fue licitada en el año 2000, así mismo entró en operación durante el año 2004. La central está integrada por dos unidades de gas de 169.3 MW cada una y una de vapor de 168.4 MW, con una producción neta de ciclo combinado de 495 MW.

La tabla 14 contiene las condiciones de sitio, así como los principales parámetros introducidos al simulador que fueron obtenidos del balance de energía de la central²⁹. Como se puede observar es una planta situada muy cerca del nivel del mar, esto evidentemente es factor para obtener un mejor rendimiento, tanto en diseño como en operación.

Tabla 14. Principales condiciones para simular la CCC Río Bravo 3

Parámetros	Valores	Unidades
Altitud	15	m
Temperatura ambiente	36.7	°C
Humedad	44	%
Carga	100	%
Capacidad de la TG	169,300 c/u	kW
Capacidad de la TV	168,400	kW
Costo de la CCC	650 ^a	USD/kW
Vida económica del proyecto	25	Años
Costo del combustible	8.00 ^b	USD/MMBTU
Horas de operación	8064	Horas/año
Costo de operación y mantenimiento	0.003 ^c	\$/kWh
Tres presiones en el HRSG	131.5, 29.0 y 4.7	Bar
Combustible	Gas natural ^d	

Fuente: elaboración propia a partir de datos del balance de energía.

^a Valor medio del kW instalado, tomado del manual de Turbinas [8]

^b Tomado del sitio de la Secretaría de Energía, Octubre 2005, www.energia.gob.mx

^c Tomado del PAESE, CFE [20].

^d Propiedades del combustible, ver apéndice 1.

Se observa que los parámetros principales para la evaluación económica son 25 años de operación, 8.00 dólares por MMBTU el costo del gas natural, y 650 dólares por kilowatt instalado como inversión inicial, considerando este costo como el valor

²⁹ Datos y documentos oficiales facilitados por personal de Comisión Federal de Electricidad y Secretaría de Energía.

Tabla 15. Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, Río Bravo 3

Flujo	Descripción	B [kW]	B* [kW]	c	Unidades
1	Aire	1932	1932	0.00	\$/ton
2	Aire comprimido	396515	590860	85.23	\$/ton
3	Combustible	840034	840034	3.89	\$/kg
4	Gases de combustión	1129778	1430893	165.75	\$/ton
5	Gases de combustión	278354	352543	87.84	\$/ton
6	Combustible	0	0	0.00	\$/kg
7	Gases de combustión	278354	352543	87.24	\$/ton
8	Gases de combustión	177553	294069	90.23	\$/ton
9	Gases de combustión	173357	303661	93.08	\$/ton
10	Gases de combustión	51793	117765	79.97	\$/ton
11	Gases de combustión	34434	89981	81.42	\$/ton
12	Gases de combustión	18167	0	0.00	\$/ton
13	Trabajo	338600	489422	0.41	\$/kWh
14	Trabajo	407442	588928	0.41	\$/kWh
15	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
16	Electricidad	335214	489422	0.41	\$/kWh
17	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
18	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
19	Trabajo	42600	72624	0.45	\$/kWh
20	Trabajo	113844	198793	0.47	\$/kWh
21	Trabajo	11956	22080	0.43	\$/kWh
22	Trabajo	168400	293497	0.46	\$/kWh
23	Agua	1910	3550	15.46	\$/ton
24	Agua caliente	13523	93531	275.88	\$/ton
25	Agua caliente	2409	15491	271.11	\$/ton
26	Vapor	16561	43275	503.02	\$/ton
27	Agua caliente	13095	84221	271.11	\$/ton
28	Agua caliente	14617	90549	267.95	\$/ton
29	Agua caliente	670	4152	267.95	\$/ton
30	Vapor	5575	12676	436.09	\$/ton
31	Vapor	2115	6182	320.96	\$/ton
32	Agua caliente	13947	86398	267.95	\$/ton
33	Vapor	116006	263770	436.09	\$/ton
34	Vapor	113377	263770	435.58	\$/ton
35	Vapor	116006	270264	443.23	\$/ton
36	Vapor	166380	275563	437.08	\$/ton
37	Vapor	122531	202939	383.33	\$/ton
38	Vapor	154637	256114	449.09	\$/ton
39	Vapor	16561	43275	503.02	\$/ton
40	Vapor	19229	33682	397.34	\$/ton
41	Vapor	34609	57321	305.44	\$/ton
42	Vapor	6624	11603	315.85	\$/ton
43	Agua	1861	3307	19.70	\$/ton
44	Agua de enfriamiento	23233	23233	0.00	\$/ton
45	Agua de enfriamiento	50001	88854	15.49	\$/ton
46	Agua de alimentación	4	4	0.00	\$/ton
47	Electricidad	166716	293497	0.45	\$/kWh
48	Calor rechazado	108	0	0.00	\$/ton
49	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
50	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
51	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
52	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
53	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
54	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
55	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
56	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
57	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
58	Electricidad	156	243	0.42	\$/kWh
59	Electricidad	4057	6328	0.42	\$/kWh
60	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
61	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
62	Electricidad	497717	776348	0.42	\$/kWh
63	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh
64	Vapor	2653	6182	255.94	\$/ton
65	Calor rechazado	0	0	0.00	\$/kWh

Fuente: Simulador.

presente de la inversión (Ver Apéndice 2). Es importante mencionar que la inversión inicial no tiene un valor considerable en el costo de generación, como es sabido el costo de combustible y la operación y mantenimiento son los principales componentes del costo de la energía eléctrica, por ello se toma un valor medio (del costo por kW) para todos los casos. Para ver el diagrama de la planta consultar el Apéndice 1.

Recordemos que el costo exergético representa la exergía necesaria para llevar a cierto estado termodinámico una sustancia, este concepto es básico en éste trabajo. El costo exergoeconómico involucra tanto el costo exergético como el costo económico, y ambos son indicadores de las desviaciones en las condiciones de operación.

Se introdujeron los datos de la tabla 14 en el simulador, y se obtuvieron los costos exergéticos y exergoeconómicos para cada flujo (Tabla 15). Los valores obtenidos del vapor principal y de la energía eléctrica son: 437.08 pesos/tonelada y 0.42 pesos/kWh respectivamente, evidentemente el productor de energía está obteniendo un valor alto para el costo; si cambiamos el costo del combustible a 4.50 dólares por MMBTU (costo de Junio 2003) costo de un año antes de entrar en operación estaríamos generando el vapor a 242.72 pesos/tonelada y la energía eléctrica a 0.23 pesos/kWh, costos realmente buenos con los cuales el productor tendría una renta considerable. Se debe mencionar la gran utilidad de ésta tabla ya que presenta el costo de todos los flujos y los indicadores necesarios para activar el mantenimiento de los equipos. Es importante resaltar que todos los flujos de calor rechazado tienen exergía y costo nulos, por lo que en el análisis de las plantas siguientes se omitirán.

La tabla 16 muestra los balances de energía y exergía, así como las pérdidas e irreversibilidades por equipo. Como se puede observar en el caso del balance de energía las mayores pérdidas se ubican en el condensador (30.19%), en la turbina de gas como equipo (5.00%), en la turbina de vapor (1.23%) y en los gases de escape (1.75%) de acuerdo con la Primera Ley de la Termodinámica; mientras que en el balance de exergía las mayores irreversibilidades se encuentran en la cámara de combustión (12.71%) y en el expansor (12.54%) de la turbina de gas, de acuerdo al análisis por Segunda Ley de la Termodinámica.

Con lo anterior se comprueba la diferencia que existe entre un análisis y otro, mientras que el primero considera que puede utilizarse el 100% de la energía suministrada el segundo hace referencia al máximo trabajo posible, lo cual limita la cantidad de energía que puede aprovecharse. Por lo que se tiene un rendimiento energético del orden de 57.36%, y un rendimiento exergético del orden de 64.38%.

De acuerdo con la segunda ley y los indicadores de desviaciones operativas, se debería trabajar en la cámara de combustión y el expansor de la turbina de gas, en este caso no se puede hacer en la planta de generación, tan solo se deberá establecer un plan de mantenimiento estricto que permita operar en óptimas condiciones, y que los diseñadores o fabricantes de turbinas trabajen en mejorar el diseño de sus productos.

Tabla 16. Balances de Energía y Exergía, Río Bravo 3

Sistema	ENERGIA		EXERGIA	
	Pérdidas [kW]	100(P/Ene)	Irreversibilidades [kW]	100(I/Exe)
Compresor	20372	2.33%	12858	1.53%
Combustor TG	0	0.00%	106772	12.71%
Expansor TG	23399	2.67%	105381	12.54%
Quemadores HRSG	19	0.00%	0	0.00%
Sobrecalentador 1	10191	1.16%	18321	2.18%
Sobrecalentador 2	454	0.05%	1528	0.18%
Evaporador 2	10990	1.26%	14600	1.74%
Evaporador 1	2119	0.24%	3207	0.38%
Economizador	1919	0.22%	4654	0.55%
Deaerador	536	0.06%	26	0.00%
Calentador cerrado	534	0.06%	292	0.03%
Válvula de expansión	0	0.00%	538	0.06%
Refrigerador (Chiller)	4808	0.55%	2629	0.31%
Bomba 1	90	0.01%	107	0.01%
Bomba 2	2353	0.27%	2535	0.30%
Turbina de vapor 2	2719	0.31%	1249	0.15%
Turbina de vapor 3	7267	0.83%	6184	0.74%
Turbina de vapor 4	763	0.09%	649	0.08%
Aerocondensador	264154	30.19%	12608	1.50%
Generador 1	3386	0.39%	3386	0.40%
Generador 2	1684	0.19%	1684	0.20%
Gases de combustión	15347	1.75%	0	0.00%
Pérdidas totales (P, I)	373105	42.64%	299209	35.62%
Efecto útil (Ene, Exe)	875035	57.36%	840034	64.38%
Eficiencia	η_e	57.36%	η_b	64.38%

Fuente: Simulador.

Tabla 17. Resultados Río Bravo 3

	Valores	Datos del balance	Unidades	Desviación %
Turbina de Gas				
Consumo de combustible	18.24	17.82	kg/s	2.30
Consumo de aire	961.00	934.6	kg/s	2.75
Capacidad total	338600	338600	kW	0.00
Eficiencia (PCI)	38.31	37.89	%	----
Rendimiento térmico	9397	9501	kJ/kWh	-1.10
Ciclo de vapor				
Consumo de combustible	0.00	NA	kg/s	----
Consumo de vapor	118.68	121.1	kg/s	-2.03
Consumo de agua enfriamiento	5079.11	NC	kg/s	----
Capacidad total	168400	168400	kW	0.00
Eficiencia HRSG	78.88	NC	%	----
Eficiencia turbina	36.43	NC	%	----
Ciclo combinado				
Carga	100	100	%	0.00
Consumo de combustible	18.24	17.82	kg/s	1.22
Capacidad total	501930	501930	kW	0.00
Auxiliares	4213	4213	kW	0.00
Capacidad total neta	497717	497717	kW	0.00
Eficiencia neta (PCI)	57.36	54.84	%	-4.39
CTUN (PCI)	6276	6564	kJ/kWh	----

Fuente: Simulador

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central

NA: No aplica para el análisis

Finalmente, la tabla 17 muestra un condensado de los resultados del análisis, tanto de la turbina de gas, como del ciclo de vapor y del ciclo total. Esta tabla es importante en lo que respecta a la validación del simulador, debido a que se puede observar el porcentaje de variación de los datos que arroja el programa contra los que se toman del balance. Es necesario comentar que el simulador tiene como datos fijos la potencia generada tanto en las turbinas de gas como en el ciclo de vapor, por lo tanto los parámetros calculados son: flujos de materia y eficiencias.

De la tabla 17, también se puede observar que la variación máxima en los resultados es del orden de 4.58%, lo cual debe tomarse en cuenta para definir la exactitud de los cálculos. Debe tenerse presente esta desviación durante los análisis que se realicen empleando el simulador. Para ver los resultados impresos que arroja el simulador ver Apéndice 3.1.

3.1.2 Central de Ciclo Combinado Chihuahua 3

La segunda planta que analizaremos es el ciclo combinado Chihuahua 3, como su nombre lo indica se ubica en el estado de Chihuahua, México. De acuerdo con la tabla 11 es un productor independiente de energía y fue licitada en el año 2000, así mismo entró en operación durante el año 2003. La central está integrada por dos unidades de gas de 83.25 MW cada una y una de vapor de 99.09 MW, con una producción neta de ciclo combinado de 259 MW.

Tabla 18. Principales condiciones para simular la CCC Chihuahua 3

Parámetros	Valores	Unidades
Altitud	1340	m
Temperatura ambiente	37	°C
Humedad	11	%
Carga	100	%
Capacidad de la TG	83,250 c/u	kW
Capacidad de la TV	99,090	kW
Costo de la CCC	650 ^a	USD/kW
Vida económica del proyecto	25	Años
Costo del combustible	8.00 ^b	USD/MMBTU
Horas de operación	8064	Horas/año
Costo de operación y mantenimiento	0.003 ^c	\$/kWh
Tres presiones en el HRSG	101.0, 26.9 y 2.5	Bar
Combustible	Gas natural ^d	

Fuente: elaboración propia a partir de datos del balance de energía.

^a Valor medio del kW instalado, tomado del manual de Turbinas [8]

^b Tomado del sitio de la Secretaría de Energía, Octubre 2005, www.energia.gob.mx

^c Tomado del PAESE, CFE [20].

^d Propiedades del combustible, ver apéndice 1.

La tabla 18 contiene las condiciones de sitio, así como los principales parámetros introducidos al simulador que fueron obtenidos del balance de energía de la central³⁰.

Se introdujeron los datos de la tabla 18 en el simulador, y se obtuvieron en primer lugar los costos exergéticos y exergoeconómicos por flujo (Tabla 19). Los valores obtenidos del vapor principal y de la energía eléctrica son: 479.43 pesos/tonelada y 0.47 pesos/kWh respectivamente, valores muy por encima de lo proyectado cuando se licitó la central, el valor tan alto se debe principalmente al costo del combustible.

Tabla 19. Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, Chihuahua 3

Flujo	Descripción	B [kW]	B* [kW]	c	Unidades
1	Aire	6736	6736	0.00	\$/ton
2	Aire comprimido	221062	382157	92.78	\$/ton
3	Combustible	497211	497211	3.89	\$/kg
4	Gases de combustión	649243	879368	166.79	\$/ton
5	Gases de combustión	177872	240919	95.61	\$/ton
6	Combustible	0	0	0.00	\$/kg
7	Gases de combustión	177872	240919	95.07	\$/ton
8	Gases de combustión	120699	224140	107.04	\$/ton
9	Gases de combustión	118851	234794	111.87	\$/ton
10	Gases de combustión	26805	70695	95.37	\$/ton
11	Gases de combustión	14500	47181	103.56	\$/ton
12	Gases de combustión	5795	0	0.00	\$/ton
13	Trabajo	166500	263028	0.44	\$/kWh
14	Trabajo	237646	375421	0.44	\$/kWh
16	Electricidad	164003	263028	0.44	\$/kWh
19	Trabajo	23508	45406	0.51	\$/kWh
20	Trabajo	69601	138805	0.53	\$/kWh
21	Trabajo	5981	12690	0.50	\$/kWh
22	Trabajo	99090	196901	0.53	\$/kWh
23	Agua	1260	3764	35.80	\$/ton
24	Agua caliente	6574	50945	264.76	\$/ton
25	Agua caliente	1192	8561	261.75	\$/ton
26	Vapor	9857	32075	628.75	\$/ton
27	Agua caliente	6479	46544	261.75	\$/ton
28	Agua caliente	7238	50130	257.85	\$/ton
29	Agua caliente	332	2299	257.85	\$/ton
30	Vapor	3724	9823	523.76	\$/ton
31	Vapor	1166	4160	364.90	\$/ton
32	Agua caliente	6906	47831	257.85	\$/ton
33	Vapor	77503	204406	523.76	\$/ton
34	Vapor	75533	204406	524.12	\$/ton
35	Vapor	77503	210069	535.19	\$/ton
36	Vapor	104815	194643	479.43	\$/ton
37	Vapor	80364	149237	429.17	\$/ton
38	Vapor	97706	181442	490.46	\$/ton
39	Vapor	9857	32075	628.75	\$/ton
40	Vapor	10843	21421	428.45	\$/ton
41	Vapor	22960	42637	341.64	\$/ton
42	Vapor	4420	8731	358.70	\$/ton
43	Agua	1245	3670	39.97	\$/ton
44	Agua de enfriamiento	5661	5661	0.00	\$/ton
45	Agua de enfriamiento	18098	53361	23.13	\$/ton
46	Agua de alimentación	1	1	0.00	\$/ton
47	Electricidad	97604	196901	0.52	\$/kWh
58	Electricidad	54	94	0.47	\$/kWh
59	Electricidad	2040	3586	0.47	\$/kWh
62	Electricidad	259513	456249	0.47	\$/kWh
64	Vapor	1535	4160	277.29	\$/ton

Fuente: Simulador.

³⁰ Datos y documentos oficiales facilitados por personal de Comisión Federal de Electricidad y Secretaría de Energía.

La tabla 20 muestra los balances de energía y exergía, así como las pérdidas e irreversibilidades por equipo. Como se puede observar, al igual que en el análisis anterior las mayores pérdidas del balance de energía se ubican en la turbina de gas como equipo (6.49%), en el condensador (33.67%), en la turbina de vapor (1.66%) y en los gases de combustión (1.78%); mientras que en el balance de exergía las mayores irreversibilidades se encuentran en la cámara de combustión (13.88%) y en el expansor (13.52%) de la turbina de gas. Por lo que se tiene un rendimiento energético del orden de 50.51%, y un rendimiento exergético del orden de 54.52%.

Tabla 20. Balances de Energía y Exergía, Chihuahua 3

Sistema	ENERGIA		EXERGIA	
	Pérdidas [kW]	100(P/Ene)	Irreversibilidades [kW]	100(I/Exe)
Compresor	13467	2.60%	23320	4.69%
Combustor TG	0	0.00%	69030	13.88%
Expansor TG	20130	3.89%	67225	13.52%
Quemadores HRSG	12	0.00%	0	0.00%
Sobrecalentador 1	5638	1.09%	12520	2.52%
Sobrecalentador 2	192	0.04%	862	0.17%
Evaporador 2	11219	2.17%	18057	3.63%
Evaporador 1	2066	0.40%	3640	0.73%
Economizador	1734	0.33%	3391	0.68%
Deaerador	301	0.06%	16	0.00%
Calentador cerrado	412	0.08%	219	0.04%
Válvula de expansión	0	0.00%	369	0.07%
Refrigerador (Chiller)	3710	0.72%	1971	0.40%
Bomba 1	31	0.01%	38	0.01%
Bomba 2	1183	0.23%	1281	0.26%
Turbina de vapor 2	2044	0.39%	943	0.19%
Turbina de vapor 3	6052	1.17%	5145	1.03%
Turbina de vapor 4	520	0.10%	442	0.09%
Aerocondensador	174392	33.67%	13699	2.76%
Generador 1	2498	0.48%	2498	0.50%
Generador 2	1486	0.29%	1486	0.30%
Gases de combustión	9236	1.78%	0	0.00%
Pérdidas totales (P, I)	256322	49.49%	226150	45.48%
Efecto útil (Ene, Exe)	517928	50.51%	497211	54.52%
Eficiencia	η_e	50.51%	η_b	54.52%

Fuente: Simulador.

Finalmente, la tabla 21 muestra un condensado de los resultados del análisis, tanto de la turbina de gas como del ciclo de vapor y del ciclo total. En la misma tabla se puede observar que la mayor desviación es del orden de 3.28% para el flujo de vapor, lo cual está muy cerca del valor máximo en la CCC Río Bravo 3.

Lo anterior evidentemente es bueno para la validación del simulador, ya que si logramos que esta desviación siempre sea mínima podremos decir que esta herramienta de análisis es adecuada para las condiciones de diseño. Sin embargo, también se tiene que verificar que la variación sea mínima con valores operativos de una CCC, lo cual se analizará en el siguiente capítulo. Para ver los resultados impresos que arroja el simulador ver el Apéndice 3.2.

Tabla 21. Resultados Chihuahua 3

	Valores	Datos del balance	Unidades	Desviación %
Turbina de Gas				
Consumo de combustible	10.80	10.92	kg/s	-1.11
Consumo de aire	603.03	620.28	kg/s	-2.86
Capacidad total	166500	166500	kW	0.00
Eficiencia (PCI)	31.67	NC	%	----
Rendimiento térmico	11369	NC	kJ/kWh	----
Ciclo de vapor				
Consumo de combustible	0.00	NA	kg/s	----
Consumo de vapor	78.44	81.02	kg/s	-3.28
Consumo de agua enfriamiento	3353.19	NC	kg/s	----
Capacidad total	99090	99090	kW	0.00
Eficiencia HRSG	74.81	NC	%	----
Eficiencia turbina	33.27	NC	%	----
Ciclo combinado				
Carga	100	100	%	0.00
Consumo de combustible	10.80	10.92	kg/s	-1.11
Capacidad total	261606	261606	kW	0.00
Auxiliares	2093	2093	kW	0.00
Capacidad total neta	259513	259513	kW	0.00
Eficiencia neta (PCI)	50.51	50.16	%	0.69
CTUN (PCI)	7127	7177	kJ/kWh	----

Fuente: Simulador

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central

NA: No aplica para el análisis

3.1.3 Central de Ciclo Combinado 540 MW

La tercer planta que se analizó es un ciclo combinado de 540 MW. La central está integrada por dos unidades de gas de 172.9 MW cada una y una de vapor de 194.2 MW, con una producción neta de ciclo combinado de 518.9 MW.

La tabla 22 contiene las condiciones de sitio, así como los principales parámetros introducidos al simulador que fueron obtenidos del balance de energía de la central³¹.

³¹ Datos y documentos oficiales facilitados por personal de Comisión Federal de Electricidad y Secretaría de Energía.

Tabla 22. Principales condiciones para simular la CCC de 540 MW

Parámetros	Valores	Unidades
Altitud	380	m
Temperatura ambiente	22.2	°C
Humedad	61	%
Carga	100	%
Capacidad de la TG	172,900 c/u	kW
Capacidad de la TV	194,200	kW
Costo de la CCC	650 ^a	USD/kW
Vida económica del proyecto	25	Años
Costo del combustible	8.00 ^b	USD/MMBTU
Horas de operación	8064	Horas/año
Costo de operación y mantenimiento	0.003 ^c	\$/kWh
Tres presiones en el HRSG	155.6, 40.7 y 6.5	Bar
Combustible	Gas natural ^d	

Fuente: elaboración propia a partir de datos del balance de energía.

^a Valor medio del kW instalado, tomado del manual de Turbinas [8]

^b Tomado del sitio de la Secretaría de Energía, Octubre 2005, www.energia.gob.mx

^c Tomado del PAESE, CFE [20].

^d Propiedades del combustible, ver apéndice 1.

En este caso la central esta muy cerca del nivel del mar, lo cual evidentemente ayuda en el desempeño de la turbina de gas e impacta directamente en la eficiencia de ciclo combinado.

De igual manera que en los casos anteriores, se tomaron los datos de la tabla 22 para introducirlos en el simulador y se obtuvieron en primer lugar los costos exergéticos y exergoeconómicos por flujo (Tabla 23). Cabe destacar que los valores obtenidos del vapor principal y de la energía eléctrica son: 483.09 pesos/tonelada y 0.48 pesos/kWh, valores muy cercanos a los de las centrales Chihuahua III y Río Bravo III.

La tabla 24 muestra los balances de energía y exergía, así como las pérdidas e irreversibilidades por equipo. Como se puede observar al igual que en el análisis anterior las mayores pérdidas del balance de energía se ubican en la turbina de gas como equipo (5.82%), en la turbina de vapor (1.77%), en el condensador (29.96%) y en los gases de escape (1.06%); mientras que en el balance de exergía las mayores irreversibilidades se encuentran en la cámara de combustión (19.01%) y en el expansor (12.13%) de la turbina de gas. Por lo que se tiene un rendimiento energético del orden de 55.77%, y un rendimiento exergético del orden de 57.08%.

Finalmente, la tabla 25 muestra un condensado de los resultados del análisis, tanto de la turbina de gas como del ciclo de vapor y del ciclo total. En este caso la variación mayor en los resultados es del orden de 3.11%. Para ver los resultados impresos que arroja el simulador ver Apéndice 3.3.

Tabla 23. Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, 540 MW

Flujo	Descripción	B [kW]	B* [kW]	c	Unidades
1	Aire	2998	2998	0.00	\$/ton
2	Aire comprimido	392055	658271	91.73	\$/ton
3	Combustible	978610	978610	3.95	\$/kg
4	Gases de combustión	1184663	1636881	180.75	\$/ton
5	Gases de combustión	310307	428759	98.97	\$/ton
6	Combustible	0	0	0.00	\$/kg
7	Gases de combustión	310307	428759	98.37	\$/ton
8	Gases de combustión	197240	360819	103.44	\$/ton
9	Gases de combustión	192337	373931	107.39	\$/ton
10	Gases de combustión	59178	151570	94.98	\$/ton
11	Gases de combustión	38855	114308	97.02	\$/ton
12	Gases de combustión	14244	0	0.00	\$/ton
13	Trabajo	345800	552849	0.45	\$/kWh
14	Trabajo	409865	655273	0.45	\$/kWh
16	Electricidad	340613	552849	0.45	\$/kWh
19	Trabajo	40911	77725	0.50	\$/kWh
20	Trabajo	137272	270575	0.53	\$/kWh
21	Trabajo	16017	33551	0.52	\$/kWh
22	Trabajo	194200	381851	0.53	\$/kWh
23	Agua	1116	2650	14.61	\$/ton
24	Agua caliente	17396	116958	301.89	\$/ton
25	Agua caliente	3084	19482	299.28	\$/ton
26	Vapor	19288	56744	582.05	\$/ton
27	Agua caliente	16767	105920	299.28	\$/ton
28	Agua caliente	18801	115800	300.65	\$/ton
29	Agua caliente	862	5310	300.65	\$/ton
30	Vapor	6054	15505	487.39	\$/ton
31	Vapor	2616	8445	383.21	\$/ton
32	Agua caliente	17939	110490	300.65	\$/ton
33	Vapor	125975	322655	487.39	\$/ton
34	Vapor	123431	322655	487.08	\$/ton
35	Vapor	125975	329715	494.61	\$/ton
36	Vapor	184413	337356	483.09	\$/ton
37	Vapor	141926	259631	431.19	\$/ton
38	Vapor	174888	319930	498.41	\$/ton
39	Vapor	19288	56744	582.05	\$/ton
40	Vapor	22443	43633	449.58	\$/ton
41	Vapor	26980	49356	324.24	\$/ton
42	Vapor	5186	10082	339.04	\$/ton
43	Agua	1031	2204	18.99	\$/ton
44	Agua de enfriamiento	10480	10480	0.00	\$/ton
45	Agua de enfriamiento	31670	67715	16.20	\$/ton
46	Agua de alimentación	2	2	0.00	\$/ton
47	Electricidad	191287	381851	0.52	\$/kWh
58	Electricidad	254	446	0.48	\$/kWh
59	Electricidad	5622	9879	0.48	\$/kWh
62	Electricidad	526024	924374	0.48	\$/kWh
64	Vapor	3227	8445	310.86	\$/ton

Fuente: Simulador.

En este trabajo de investigación se partió del supuesto que: al tomar en cuenta los balances de energía de diseño de tres CCC³², así como los datos operativos de una

³² Al inicio de este capítulo se tomaron en cuenta los datos de diseño de las plantas Chihuahua III, Río Bravo III, y un productor independiente con una capacidad de generación de 540 MW para introducirlos en el simulador.

CCC en este caso la central “El Sauz” ubicada en el estado de Querétaro, México³³, se obtendrá un análisis representativo de todas las centrales de ciclo combinado del país.

Es de suma importancia resaltar las limitantes en la información acerca de las CCC, ya que en nuestro país es una tecnología que aún tiene poca representatividad, aunque un 90% de las plantas generadoras proyectadas en la expansión del SEN serán de este tipo, como ya se comentó en la introducción de este trabajo. Sin embargo existe una gran restricción a esta información ya que son plantas que están en construcción o se están licitando, además de que la mayor parte de las nuevas plantas pertenecen a productores independientes.

Tabla 24. Balances de Energía y Exergía, 540 MW

Sistema	ENERGIA		EXERGIA	
	Pérdidas [kW]	100(P/Ene)	Irreversibilidades [kW]	100(I/Exe)
Compresor	21176	2.22%	20808	2.13%
Combustor TG	0	0.00%	186001	19.01%
Expansor TG	34348	3.60%	118691	12.13%
Quemadores HRSG	19	0.00%	0	0.00%
Sobrecalentador 1	11231	1.18%	21667	2.21%
Sobrecalentador 2	520	0.05%	1748	0.18%
Evaporador 2	16363	1.72%	19931	2.04%
Evaporador 1	3296	0.35%	4119	0.42%
Economizador	4960	0.52%	8331	0.85%
Deaerador	645	0.07%	23	0.00%
Calentador cerrado	508	0.05%	283	0.03%
Válvula de expansión	0	0.00%	610	0.06%
Refrigerador (Chiller)	4572	0.48%	2544	0.26%
Bomba 1	150	0.02%	169	0.02%
Bomba 2	3317	0.35%	3588	0.37%
Turbina de vapor 2	3558	0.37%	1576	0.16%
Turbina de vapor 3	11937	1.25%	10636	1.09%
Turbina de vapor 4	1393	0.15%	1241	0.13%
Aerocondensador	285751	29.96%	9947	1.02%
Generador 1	5187	0.54%	5187	0.53%
Generador 2	2913	0.31%	2913	0.30%
Gases de combustión	10072	1.06%	0	0.00%
Pérdidas totales (P, I)	421915	44.23%	420014	42.92%
Efecto útil (Ene, Exe)	953815	55.77%	978610	57.08%
Eficiencia	η_e	55.77%	η_b	57.08%

Fuente: Simulador.

³³ Central que cuenta con dos ciclos combinados, uno con tecnología de hace 25 años y capacidad de generación de 218 MW; y otro de reciente diseño e instalación con una capacidad de generación de 379 MW.

Tabla 25. Resultados 540 MW

	Valores	Datos del balance	Unidades	Desviación
Turbina de Gas				
Consumo de combustible	19.57	19.02	kg/s	2.81
Consumo de aire	1012.67	981.12	kg/s	3.11
Capacidad total	345800	345800	kW	0.00
Eficiencia (PCI)	35.71	NC	%	----
Rendimiento térmico	10081	NC	kJ/kWh	----
Ciclo de vapor				
Consumo de combustible	0.00	NA	Kg/s	----
Consumo de vapor	131.55	133.46	Kg/s	-1.45
Consumo de agua enfriamiento	5494.38	NC	Kg/s	----
Capacidad total	194200	194200	kW	0.00
Eficiencia HRSG	74.81	NC	%	----
Eficiencia turbina	37.38	NC	%	----
Ciclo combinado				
Carga	100	100	%	0.00
Consumo de combustible	19.57	19.02	Kg/s	2.81
Capacidad total	531900	531900	kW	0.00
Auxiliares	5876	5876	kW	0.00
Capacidad total neta	526024	526024	kW	0.00
Eficiencia neta (PCI)	55.77	57.16	%	-2.49
CTUN (PCI)	6456	6298	kJ/kWh	----

Fuente: Simulador

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central

NA: No aplica para el análisis

3.2 Análisis comparativo

Antes de hacer el análisis comparativo justificaremos porque se tomó un valor medio de 650 dólares por kilowatt instalado en todas las simulaciones, así como las mismas propiedades del combustible.

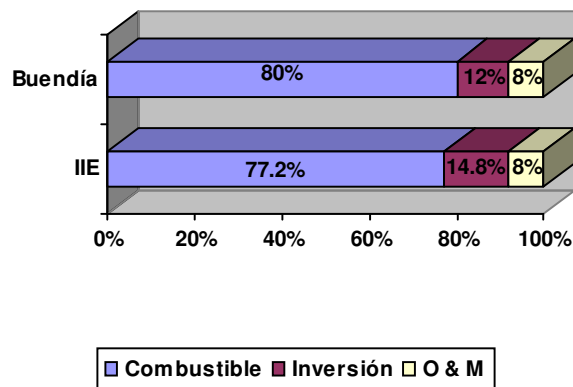
De acuerdo a datos emitidos por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en la Prospectiva del Sector Eléctrico [9] y las Notas de clase de Cogeneración³⁴ se tiene la Figura 10, en donde se observa claramente que el costo del combustible aporta aproximadamente el 80% del costo de generación eléctrica, mientras que la inversión aporta aproximadamente el 13% de este costo, y la operación y mantenimiento aproximadamente el 7% restante.

Lo anterior se corrobora en las simulaciones de las CCC: Chihuahua 3, Río Bravo 3 y la central de 540 MW. Se observa en la Tabla 26 que la variación del costo de generación eléctrica con respecto a la inversión (desde 650 dólares hasta 800 dólares

³⁴ Curso de Cogeneración impartido en el Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM por el Ing. Eduardo Buendía Domínguez.

por kilowatt instalado) es prácticamente nula, lo cual concuerda con lo descrito en el párrafo anterior y con el estudio hecho por Horlock [1]. Por ello podemos utilizar un mismo valor para el kilowatt instalado en todas las simulaciones, sin que esto altere drásticamente los resultados, por el contrario permite comparar las plantas bajo parámetros prácticamente iguales.

Gráfica 6. Composición del costo de generación eléctrica para CCC



Fuente: elaboración propia a partir de datos del IIE y Buendía.

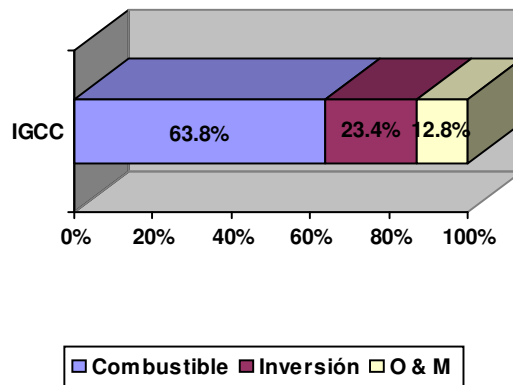
Tabla 26. Variación del costo de la electricidad con respecto a la inversión inicial

Costo de Inversión		Costo de Generación \$/kWh		
USD/kWh	USD	Turbina de gas	Ciclo de vapor	Ciclo combinado
Río Bravo III				
650	329550000	0.40	0.44	0.42
680	344760000	0.40	0.44	0.42
710	359970000	0.40	0.45	0.42
740	375180000	0.41	0.45	0.42
770	390390000	0.41	0.45	0.42
800	405600000	0.41	0.45	0.42
Chihuahua III				
650	172633500	0.44	0.52	0.47
680	180601200	0.44	0.52	0.47
710	188568900	0.44	0.52	0.47
740	196536600	0.44	0.52	0.47
770	204504300	0.44	0.53	0.47
800	212472000	0.44	0.53	0.48
540 MW				
650	351000000	0.45	0.51	0.47
680	367200000	0.45	0.51	0.47
710	383400000	0.45	0.52	0.48
740	399600000	0.45	0.52	0.48
770	415800000	0.45	0.52	0.48
800	432000000	0.45	0.52	0.48

Fuente: elaboración propia a partir de datos del simulador.

Es evidente que para otras tecnologías la composición del costo de generación eléctrica cambia, un ejemplo se presenta en las plantas de ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC). En la Figura 11 se observa que el costo de combustible aporta 63.8%, mientras que la inversión aporta 23.4% y la operación y mantenimiento el 12.8% restante, lo anterior de acuerdo a Brdar y Jones [21]. En este caso se utiliza un combustible muy barato, pero la inversión, operación y mantenimiento son mayores e impactan en el costo total, sin embargo las IGCC producen energía de menor costo que las CCC, también de acuerdo a los estudios llevados a cabo por Brdar y Jones.

Gráfica 7. Composición del costo de generación eléctrica para IGCC



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Brdar y Jones.

Enseguida se presenta un condensado de los tres ciclos teóricos utilizados para la elaboración del simulador, mediante el cual se facilita el análisis y conclusiones del comportamiento de éste.

La tabla 27 presenta el condensado o resumen mencionado anteriormente, la primer sección de esta tabla describe las condiciones de sitio de cada planta³⁵, estos valores varían en cada caso de acuerdo a la ubicación de la planta. Es de esperarse que las condiciones de sitio impacten directamente en los resultados del análisis exergoeconómico, debido a las diferentes temperaturas, humedad y presión atmosféricas.

La segunda sección describe los resultados del análisis puramente termodinámico de cada planta y la variación con respecto a los balances de energía de diseño; se observa que la variación mayor se presenta en la CCC Río Bravo 3 y esta referida al consumo térmico unitario (neto) con 4.39%, esto debe considerarse al emplear el simulador ya que evidentemente se tiene una desviación con respecto a los valores del balance de energía.

³⁵ Datos y documentos oficiales facilitados por personal de Comisión Federal de Electricidad y Secretaría de Energía.

Finalmente, la tercera sección de esta tabla contiene los costos del flujo de vapor principal; y del flujo eléctrico de la turbina de gas, del ciclo de vapor y del ciclo combinado; teniéndose así, un costo menor del fluido eléctrico para el caso de la CCC Río Bravo 3 con 0.42 pesos por kilowatt-hora y el costo mayor lo tiene la CCC Chihuahua 3 con un valor de 0.471 pesos por kilowatt-hora. Mientras que en el caso del vapor principal se tiene un mayor costo (483.09 \$/ton) en el caso de la CCC DE 540 MW y el menor costo se presenta en la CCC Río Bravo 3 con un valor de 437.08 pesos por tonelada.

Tabla 27. Resumen del análisis de los ciclos teóricos

Parámetros	Río Bravo 3		Chihuahua 3		CCC 540 MW	
	Valor	Desv.	Valor	Desv.	Valor	Desv.
Condiciones de sitio						
Altitud (m)	15	0.00	1340	0.00	380	0.00
Temperatura ambiente (°C)	36.7	0.00	37	0.00	22.2	0.00
Humedad (%)	44	0.00	11	0.00	61	0.00
Turbina de gas						
Consumo de combustible (kg/s)	18.24	2.30	10.80	-1.11	19.57	2.81
Consumo de aire (kg/s)	961.00	2.75	603.03	-2.86	1012.67	3.11
Capacidad total (kW)	338600	0.00	166500	0.00	345800	0.00
Eficiencia PCI (%)	38.31	----	31.67	NC	35.71	NC
Rendimiento térmico (kJ/kWh)	9397	-1.10	11369	NC	10081	NC
Ciclo de vapor						
Consumo de combustible (kg/s)	0.00	----	0.00	----	0.00	----
Consumo de vapor (kg/s)	118.68	-2.03	78.44	-3.28	131.55	-1.45
Consumo de agua enfriamiento (kg/s)	5079.11	NC	3353.19	NC	5494.38	NC
Capacidad total (kW)	168400	0.00	99090	0.00	194200	0.00
Eficiencia turbina (%)	36.43	NC	33.27	NC	37.38	NC
Ciclo combinado						
Carga (%)	Base	----	Base	----	Base	----
Consumo de combustible (kg/s)	18.24	1.22	10.80	-1.11	19.57	2.81
Capacidad total (kW)	501930	0.00	261606	0.00	531900	0.00
Auxiliares (kW)	4213	0.00	2093	0.00	5876	0.00
Capacidad total neta (kW)	497717	0.00	259513	0.00	526024	0.00
Eficiencia neta PCI (%)	57.36	-4.39	50.51	0.69	55.77	-2.49
CTUN PCI (kJ/kWh)	6276	----	7127	----	6456	----
Costos						
Vapor principal (\$/ton)	437.08	NC	479.43	NC	483.09	NC
Energía eléctrica TG (\$/kWh)	0.40	NC	0.44	NC	0.45	NC
Energía eléctrica TV (\$/kWh)	0.44	NC	0.52	NC	0.51	NC
Energía eléctrica CCC (\$/kWh)	0.42	NC	0.47	NC	0.47	NC

Fuente: elaboración propia a partir de datos obtenidos del simulador.

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central.

* Costos referidos a 25 años de vida útil del proyecto, 0.003 \$/kWh de operación y mantenimiento, 8.00 USD/MMBTU de combustible, 8064 horas/año de servicio y 650 USD/kW instalado. Para mayor detalle referirse al Apéndice 1.

Conclusiones

Básicamente se tienen dos puntos importantes de mencionar, el primero se refiere a los componentes del costo de generación eléctrica. Se logró comprobar que en las plantas de CCC el costo del combustible es el principal componente del costo de generación y que la inversión inicial prácticamente no aporta valor en éste costo (tan sólo un 12% aproximadamente). Por otro lado, sí se logra reducir al mínimo los costos de operación y mantenimiento, la tendencia sería a que el costo de generación eléctrica se acerca al costo del combustible lo cual evidentemente se reflejaría en una renta mayor para el productor de energía eléctrica. Uno de los objetivos de este trabajo es aportar una herramienta de diagnóstico para las condiciones operativas de las CCC, en función de mejorar la administración del mantenimiento, así como la operación de las centrales de ciclo combinado.

El segundo punto a considerar es que el simulador se comporta de forma similar a las condiciones de los balances de energía, sin embargo se tienen ciertas desviaciones, en este caso la mayor se refleja en la CCC Río Bravo 3 con 4.39% en la eficiencia neta, por lo tanto es muy importante tomar en cuenta esta desviación cuando se utilice el simulador. El siguiente paso para validar el simulador es probarlo en una planta operando, así que en el siguiente capítulo se utiliza con los datos operativos de la CCC “El Sauz”.

CAPITULO 4

PRUEBAS EN PLANTA

Después de la validación del simulador con datos teóricos, nos adentraremos en las pruebas que deben realizarse en una planta de potencia de ciclo combinado para evaluar su desempeño, así como en el análisis de datos teóricos y de campo de una planta de CCC en México.

Este capítulo se divide en tres secciones: la primera habla acerca del procedimiento de arranque y pruebas de aceptación que debe realizar el productor de energía cuando la planta este lista para operar y le sea entregada por los constructores.

En la segunda sección del capítulo se utiliza el simulador para llevar a cabo un análisis de la planta de ciclo combinado “El Sauz II” ubicada en el estado de Querétaro en México, propiedad de Comisión Federal de Electricidad. Se tomaron en cuenta los datos de diseño, así como las condiciones operativas medidas en campo durante el primer semestre de 2004.

Finalmente, se hace un análisis comparativo.

4.1 Pruebas de aceptación

Las pruebas de aceptación se refieren a los peritajes o evaluaciones que realiza el inversionista o empresario productor de energía eléctrica, cuando el constructor entrega las instalaciones listas para operar.

Las pruebas de aceptación para un ciclo combinado son difíciles de coordinar porque la turbina de gas, el recuperador de calor de gases calientes y la turbina de vapor interactúan entre ellos. Por lo tanto, es mejor otorgar el contrato a un solo contratista para toda la planta de ciclo combinado, el cual asumirá la responsabilidad de realizar el proyecto y garantizar la potencia y eficiencia de toda la planta. Para las CCC es muy fácil medir los valores garantizados de toda la planta, más no es tan fácil hacerlo para cada componente, por ejemplo: medir la cantidad de calor suministrado al HRSG por la turbina de gas; aunque con los grandes avances que se han tenido en la instrumentación y el control hoy en día es una tarea más sencilla. Cuando los valores totales son garantizados por el constructor, el flujo de combustible, la potencia entregada y las condiciones ambiente de la planta deben ser medidos para verificarlo. Éstas son cantidades que pueden ser determinadas con relativa exactitud [16].

Enseguida se presentan algunos métodos o herramientas utilizadas en la obtención de los valores garantizados, como son las curvas de corrección, la corrección de la potencia medida, la corrección de la eficiencia, y algunos estándares definidos por ASME³⁶.

4.1.1 Curvas de corrección

Los valores técnicos garantizados para una planta de potencia o uno de sus componentes mayores son válidos sólo si las condiciones ambiente o de diseño se encuentran como se definieron. Es conveniente utilizar curvas de corrección para estas desviaciones. Por ejemplo, el efecto que la temperatura del aire tiene en la potencia generada, así como en la eficiencia de una turbina de gas debe ser medido y si es necesario corregido [22].

Para plantas de generación termoeléctricas (CT) y para turbinas de gas, los métodos usados para correcciones son descritos en los estándares (ASME, ISO, DIN, etc.), en ellos se describe el método de evaluación y el tipo de equipos para el cual aplica. Los fabricantes de turbinas de gas anexan en la documentación las curvas de corrección.

Hace algunos años no existían métodos o estándares para analizar y evaluar el desempeño de las CCC, a continuación se describen algunos criterios que se utilizaban para este propósito.

La regla básica es que debía definirse un límite alrededor de la planta, dentro del cual estaban incluidos todos los componentes y sistemas suministrados por un contratista determinado. El resto de los sistemas y componentes que no eran su responsabilidad debían ser excluidos. Los valores garantizados debían definir claramente las condiciones ambiente o de diseño para los cuales estaban siendo validados. En el caso de una CCC usada sólo para generar energía eléctrica y hecha en un proyecto llave en mano, cada valor y las condiciones marginales debían definirse como sigue:

- a. Valores garantizados
 - Potencia entregada total de la planta de ciclo combinado
 - Eficiencia
- b. Condiciones ambiente o de diseño para la garantía
 - Temperatura del aire
 - Presión del aire
 - Humedad relativa
 - Temperatura del agua de enfriamiento y flujo
 - Tipo de combustible

³⁶ Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos ASME, por sus siglas en inglés.

- Frecuencia
- Factor de potencia del generador
- Voltaje
- *Estabilidad del sistema*

c. Comparación entre lo medido y los valores garantizados

Existían dos métodos diferentes para hacer la comparación. En el primero, los valores medidos son comparados con los garantizados como sigue:

- Corrección de los valores garantizados a las condiciones ambiente al momento de medir
- Comparación de los datos medidos con los corregidos

En este caso, uno debe tomar en cuenta el modelo que se usó para los cálculos, estrictamente hablando, válido sólo para las instalaciones teóricas (garantizadas), no para las instalaciones construidas. Este método es especialmente apropiado cuando se utilizan computadoras para hacer las correcciones, ya que las máquinas pueden calcular de mejor manera los parámetros teóricos.

Los estándares recomiendan el segundo, *el proceso inverso*. Los valores medidos son corregidos a las condiciones de diseño, en la mayoría de los casos las condiciones garantizadas deben coincidir con todos los puntos de carga. En un contrato, es mejor hacer la concesión para este hecho usando un valor medio garantizado.

Al utilizar el primer método, las mismas condiciones ambientales son generalmente usadas para todos los puntos de carga, pero uno difícilmente puede asumir que las condiciones ambiente que prevalecen actualmente permanezcan invariables mientras todos los puntos son medidos. El procedimiento teórico entonces lleva ambos problemas (*matemático y contractual*) en el cálculo del valor medio.

Por otra parte, cuando el procedimiento indicado en los estándares es usado, todos los puntos medidos son corregidos a las condiciones garantizadas. Por lo tanto ya no existe problema al comparar los valores garantizados con los medidos.

Las desviaciones en las condiciones ambiente deben permanecer dentro de los límites durante las mediciones. Esto es otra razón del porque las curvas de corrección son válidas para ambas plantas (teórica y actual), y esto no causará errores significativos [1, 16].

Hoy en día, es sabido que existen estándares o procedimientos bien definidos para realizar este tipo de pruebas, por ejemplo:

- ASME PTC-4.4, recuperadores de gases calientes para turbinas de gas
- ASME PTC-22, prueba de comportamiento para turbinas de gas
- ASME PTC-46, comportamiento global de la planta.

- Curvas de corrección del fabricante para cada componente.

De los cuales hablaremos a detalle más adelante.

4.1.2 Corrección de las mediciones de potencia en una CCC

Corregir la potencia entregada en la turbina de gas y la turbina de vapor por separado ha demostrado ser una buena idea. Para la turbina de gas, las curvas de corrección usuales son utilizadas tomando en cuenta los efectos producidos por la temperatura del aire, la presión del aire, la velocidad de rotación, etc.

La potencia medida de la turbina de vapor es corregida usando curvas que muestran los efectos indirectos de la temperatura del aire, presión del aire, velocidad de la turbina de gas en el proceso de vapor y el efecto directo de la temperatura del agua de enfriamiento. Para calcular esas curvas, es mejor usar una computadora que simule el proceso. Cambios en los datos del aire ambiental producen cambios en los datos de los gases producto de la combustión de la TG y estos posteriormente afectan la potencia de la turbina de vapor.

La ventaja de este procedimiento, es que puede usarse (con ciertas adaptaciones) aún cuando la turbina de gas se ponga en funcionamiento en una fecha anterior a la de la turbina de vapor. De acuerdo a los estándares, ambas turbinas deben ser medidas como máquinas nuevas. Necesariamente significa que a cierto intervalo de tiempo las mediciones de la turbina de gas y de vapor deberán separarse.

Para demostrar que las garantías han sido cumplidas, la potencia garantizada es comparada contra la potencia medida y corregida.

La potencia entregada, medida y corregida, es definida como sigue:

$$P_{K-Corr} = P_{ST-Corr} + P_{GT-Corr} \quad \dots \quad (70)$$

4.1.3 Corrección de la eficiencia medida de una CCC

La eficiencia garantizada de una CCC sin quemado adicional puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\eta_{K-GAR} = \frac{P_{ST} + \sum P_{GTi}}{\sum Q_{GTi}} = \frac{P_{K-Corr}}{\sum Q_{GTi}} \quad \dots \quad (71)$$

Para comparar las medidas, el flujo de calor suministrado debe ser corregido. La eficiencia medida y corregida es entonces obtenida de la ecuación:

$$\eta_{K-CORR} = \frac{P_{K-CORR}}{\sum Q_{GT-CORR}} \dots (72)$$

Es un buen método presentar las curvas de corrección para las turbinas de gas en cada ocasión que el calor suministrado pueda ser corregido directamente sin utilizar la eficiencia de la turbina de gas.

4.1.4 Comisionar [22]

El término comisionar se refiere a que el inversionista asigna la administración del proceso de generación eléctrica a un tercero, el cual se encarga de una parte o de todo el proceso, según establezca el inversionista.

En términos técnicos es importante si el recuperador de calor cuenta o no con una derivación (bypass). Si es así, la turbina de gas puede entrar en operación independientemente del proceso de vapor, por lo que puede otorgarse la operación a diferentes compañías. Es un hecho que las CCC construidas en la actualidad cuentan con este dispositivo, el problema surge con las unidades construidas hace diez años o más. Comisionar antes la turbina de gas es concebible, desde que se estandarizó la turbina de gas tiene un tiempo de entrega más corto que las turbinas de vapor, las cuales son diseñadas y construidas basándose en cada caso.

El comisionar la turbina de vapor puede ser similar a una planta convencional de vapor, con el flujo de gases se reemplaza el generador de vapor. Si no existe un bypass para los gases, la turbina de gas y el recuperador de calor deben ser puestos en operación al mismo tiempo, ya que la turbina de gas no podría entrar en operación si el recuperador de gases calientes no está listo y es lo mismo a la inversa.

Por otra parte el comisionar la turbina de gas y el proceso de vapor es similar a las instalaciones convencionales. Se debe poner especial atención para coordinar el modo de operación del HRSG, los gases y la turbina de vapor [1].

Hoy en día los inversionistas privados prefieren otorgar la operación del proceso a una sola compañía, con la finalidad de evitar malos entendidos, confusión en las responsabilidades que debe tener cada empresa, y en general pérdidas económicas. Existen empresas como Endesa, GE, Solar, ICA, entre otras, que llevan a cabo las comisiones en México, no solo en plantas de ciclo combinado sino en instalaciones de cogeneración³⁷.

³⁷ Para mayor información acerca de los operarios de plantas de generación eléctrica (en específico de productores independientes) en México referirse a la página: www.energia.gob.mx y www.cre.gob.mx

4.1.5 ASME PTC-4.4, recuperadores de gases calientes para turbinas de gas³⁸

La prueba ASME PTC-4.4 junto con otras más, es empleada por personal de CFE para determinar potencia neta, régimen térmico y eficiencia neta de sus plantas de ciclo combinado a diferentes temperaturas de control. El propósito de este código es establecer el procedimiento de pruebas y reportes de los recuperadores de gases calientes (HRSG) empleados en instalaciones de ciclos combinados. El texto de introducción menciona lo siguiente:

“La CCC mencionada aquí, debe interpretarse como una turbina de gas acoplada al HRSG, la cual puede o no tener quemadores complementarios. Este código nos da los procedimientos de pruebas estandarizadas, los cuales aseguran resultados con un alto nivel de consistencia con los conocimientos teóricos y prácticos. Los parámetros a evaluar bajo este código son: (a) eficiencia a las condiciones especificadas; (b) capacidad a las condiciones especificadas; (c) otras características de operación relacionadas como temperatura del vapor y rango de operación, temperatura y flujo másico de los gases, caídas de presión en aire, gases y circuitos de agua/vapor, calidad o pureza del vapor; y fugas de aire y gases producto de la combustión. Las reglas e instrucciones dadas en este código aplican en HRSG instalados en CCC. Unidades operando con 40% o más de exceso de aire pueden apegarse a este código. Unidades operando con 20% o menos de exceso de aire deben evaluarse de acuerdo al código ASME PTC-4.1, unidades generadoras de vapor. Para unidades operando entre 20% y 40% de exceso de aire, el método de prueba que debe seguirse viene dado en el apéndice 7.1 de este código. El análisis de Orsat no es requerido para los análisis que se lleven a cabo bajo este procedimiento. Las pruebas del equipo auxiliar deben llevarse a cabo de acuerdo al procedimiento de pruebas de comportamiento para cada equipo. Este procedimiento no es aplicable para combustibles sólidos”.

Como se mencionó antes es necesario apegarse a este código para llevar a cabo pruebas en CCC, lo cual garantizará uniformidad en las consideraciones y resultados de dichas pruebas. Lo anterior con la finalidad de poder comparar resultados de pruebas hechos en diferentes épocas del año y/o por diferentes compañías o personas [22].

4.1.6 ASME PTC-22, procedimiento de prueba para turbinas de gas³⁹

Otro procedimiento empleado por personal de CFE para ayudar a determinar potencia neta, régimen térmico y eficiencia neta de sus plantas de ciclo combinado a diferentes temperaturas de control es ASME PTC-22. Este código proporciona el procedimiento de prueba para turbinas de gas que utilizan combustibles líquidos y gaseosos (o combustibles sólidos convertidos en líquido o gas antes de introducirse a la turbina). La introducción del procedimiento menciona lo siguiente:

³⁸ Para mayor información acerca de los códigos ASME referirse a la página: www.asme.org

³⁹ Ídem

“Se incluyen las pruebas para turbinas de gas donde se inyecta agua o vapor para control de emisiones. También puede aplicarse para turbinas de gas en CCC u otros sistemas recuperadores de calor. Este código no aplica para TG usadas en propulsión de aeronaves ni plantas generadoras de combustión interna. Otras pruebas para turbinas de gas en las áreas de emisiones o niveles de ruido no están incluidas aquí. Pueden utilizarse procedimientos desarrollados por agencias regulatorias como ANSI u otro comité (PTC) para regular el comportamiento de cada prueba. La determinación de datos en la investigación u otro caso especial no son cubiertos por esta norma”.

Igual que en el caso anterior las compañías o personas que llevan a cabo pruebas en CCC, deben apegarse a este procedimiento para considerar “validos y representativos” sus resultados.

4.1.7 ASME PTC-46, comportamiento global de la planta⁴⁰

El procedimiento ASME PTC-46 se considera igual que los dos anteriores, aplica para cualquier tamaño de planta y puede ser usado para medir el rendimiento en condiciones normales de operación, con todos los equipos limpios y completamente funcionales. Menciona lo siguiente:

“Este código proporciona métodos explícitos y procedimientos para plantas de potencia de ciclo combinado, y para ciclos convencionales utilizando combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. No se intenta restringir el uso de este código a cualquier otro ciclo de potencia. Sin embargo, no aplica para ciclos simples de turbinas de gas. El alcance de este código comienza con las turbinas de gas generando a carga base y cuando el HRSG es incluido en la prueba. Para llevar a cabo una prueba en las instalaciones de una planta de potencia con cogeneración, debe conocerse: (a) un medio disponible para determinar mediciones directas o indirectas, de todos los calores de entrada y todos los flujos de potencia eléctrica de salida referidas a un volumen de control; (b) un medio disponible para determinar mediciones directas e indirectas, de todos los parámetros resultado de la prueba referida a la condición de carga base; (c) la incertidumbre esperada en los resultados de la prueba debe ser menor o igual al valor dado en la sección 1.3 para el tipo de planta seleccionada; y (d) el fluido de trabajo para los ciclos de vapor debe ser agua. Esta restricción es impuesta sólo para externar que se pueden requerir diferentes mediciones o métodos de medición a los provistos en este código para ciclos de vapor. Adicionalmente, este código no provee referencias para fluidos de trabajo diferentes al agua. El direccionamiento de las pruebas de rendimiento para otras plantas de potencia queda fuera del alcance de este procedimiento. E incluye lo siguiente: pruebas de emisiones: pruebas para verificar el rendimiento con niveles de emisiones regulados (por ejemplo: gases y partículas producto de la combustión, agua y sólidos de desecho, ruido, etc.), o sistemas de monitoreo para calibración y certificación de emisiones. Pruebas de demostración operacional: las diferentes pruebas a plantas de potencia típicamente

⁴⁰ Ídem

conducidas durante el arranque, o periódicamente después de este, para demostrar capacidades específicas de operación (por ejemplo: operación a carga mínima, control de carga automático y prorrato, capacidad de cambio de combustible, etc.). Pruebas confiables: pruebas conducidas por encima de un periodo extendido de días o semanas para demostrar la capacidad de la planta de potencia de producir un nivel mínimo especificado o disponible de energía eléctrica. Los métodos de medición, cálculos, y correcciones a las condiciones de diseño se incluyen aquí y deben ser usadas en pruebas de este tipo; sin embargo, este código no direcciona este tipo de pruebas en términos de suministro de pruebas específicas o criterios de aceptación”.

Este código menciona algo muy importante al final del texto “este código no direcciona este tipo de pruebas en términos de suministro de pruebas específicas o criterios de aceptación”. Es decir, los inversionistas deben estar bien asesorados para definir el tipo de prueba que debe hacerse a sus instalaciones cuando el constructor entregue, la opinión del autor es que el inversionista debe apegarse a los códigos anteriormente descritos, ya que están más que probados y prueba de ello es que la mayor parte de las empresas que operan las CCC, utilizan este código⁴¹.

4.2 Estudio de caso con datos teóricos y reales

De acuerdo a los análisis del capítulo anterior, podemos afirmar que el simulador se comporta de forma muy similar a las condiciones de diseño de las plantas analizadas, bajo esta premisa procederemos al análisis de una planta real, utilizando los datos operativos obtenidos en una estancia realizada en la central de ciclo combinado “El Sauz” ubicada en el estado de Querétaro, México.

La central generadora mencionada es propiedad de Comisión Federal de Electricidad y fue visitada durante el primer semestre de 2004. Consta de 7 unidades divididas en dos ciclos, el primero inició sus actividades en el año de 1981 y está integrado por tres turbinas de gas de 50 MW cada una y una turbina de vapor de 68 MW, con una capacidad total neta de 218 MW. Evidentemente esta central cuenta con tecnología de hace 25 años, por lo que su operación y mantenimiento es más complicado, incluso existen algunos parámetros que requiere el simulador que no pueden ser medidos en línea, por ejemplo, la temperatura de los gases producto de la combustión antes de entrar al expansor o algunos de los flujos másicos, por lo que tendrán que ser calculados teóricamente. En este caso las turbinas de gas están diseñadas para operar con diesel o gas natural, se debe comentar que sólo operan con diesel en caso de emergencia o por falta de suministro de gas natural, lo cual rara vez ocurre.

El segundo ciclo consta de dos turbinas de gas de 122 MW y 129MW, las cuales iniciaron sus operaciones en 1998 y 2002 respectivamente, así como una turbina de vapor de 128 MW que inició operaciones en Enero de 2004, con lo que tenemos un

⁴¹ En México el laboratorio de pruebas de equipos y materiales (LAPEM) se encarga de hacer las pruebas de rendimiento a las plantas de CFE y LFC, y emplean los códigos ASME descritos [23, 24].

ciclo combinado con una capacidad total neta de 379 MW. Recordemos que la construcción modular de las CCC permite que puedan entrar en operación primero las TG y posteriormente la TV, con esto comenzar a generar energía eléctrica sin tener que esperar a que el ciclo este completamente construido, como antes se hacía. En este caso las turbinas operan con gas natural, lo cual en los últimos años ha tenido un impacto negativo en el costo de producción de la energía eléctrica, debido a que existen más plantas en el país que operan con gas natural y al continuo incremento en el precio de este energético [22].

Lo anterior es un punto muy importante a considerar en la expansión del sistema eléctrico, ya que es sumamente peligroso depender de un solo energético para generar fluido eléctrico. Las prospectivas eléctricas mundiales impulsan la diversidad de energéticos para la generación de electricidad⁴². Por otra parte debemos reconocer los bajos niveles de emisiones contaminantes que producen las CCC empelando gas natural.

4.2.1 Datos de diseño de la CCC “El Sauz”

Aquí se presenta un análisis del ciclo de “reciente” instalación ubicado en el Sauz y que tiene la siguiente configuración:

- Unidad 5 – Turbina de gas 122 MW
- Unidad 6 – Turbina de gas 129 MW
- Unidad 7 – Turbina de vapor 128 MW

lo anterior se decidió debido a que los datos de análisis son más útiles para el ciclo recién instalado que para la tecnología de hace 25 años y que posiblemente salga de operación próximamente, el objetivo es establecer los indicadores termoeconómicos de la planta y emplearlos en la administración del mantenimiento. Como se menciona antes, el primer paso es definir en que condiciones está operando la planta y posteriormente desarrollar un monitoreo en línea que permita identificar las desviaciones operativas y así activar el mantenimiento predictivo y preventivo, evitando el correctivo.

El análisis de la planta se divide en tres configuraciones, la primera de ellas es la siguiente:

- Unidad 6 – Turbina de Gas operando a carga base
- Unidad 7 – Turbina de Vapor operando a 50% de carga

En esta ocasión sólo estaban en operación las unidades 6 y 7 debido a que la unidad 5 estaba fuera de servicio por mantenimiento: cambio de quemadores de la cámara de combustión.

⁴² Tomado de la página del Consejo Mundial de Energía, www.worldenergy.org. Noviembre 2005.

La tabla 28 muestra las condiciones de sitio, así como los principales parámetros introducidos al simulador que fueron obtenidos del balance de energía de la central [25]. La altitud del sitio donde se ubica la central es de 1922 metros como muestra la tabla 28, por lo que es de esperarse una disminución en el rendimiento de las turbinas de gas.

Tabla 28. Principales condiciones para simular la CCC El Sauz 2 (Diseño)

Parámetros	Valores	Unidades
Altitud	1922	m
Temperatura ambiente	30	°C
Humedad	20	%
Carga	100	%
Capacidad de la TG	129,000	kW
Capacidad de la TV	64,000	kW
Costo de la CCC	650 ^a	USD/kW
Vida económica del proyecto	25	Años
Costo del combustible	8.00 ^b	USD/MMBTU
Horas de operación	8064	Horas/año
Costo de operación y mantenimiento	0.003 ^c	\$/kWh
Tres presiones en el HRSG	58.5, 9.5 y 3.1	Bar
Combustible	Gas natural ^d	

Fuente: elaboración propia a partir de datos del balance de energía.

^a Valor medio del kW instalado, tomado del manual de Turbinas [8]

^b Tomado del sitio de la Secretaría de Energía, Octubre 2005, www.energia.gob.mx

^c Tomado del PAESE, CFE [20].

^d Propiedades del combustible fueron tomadas de las tablas teóricas de operación de la TG [26].

De acuerdo al manual de turbinas se definió un costo de la planta de 650 dólares por kilowatt instalado y 25 años de vida económica del proyecto [8]. El costo de operación y mantenimiento es el mismo que en los casos anteriores y fue tomado de los reportes de CFE.

Los valores de presión en el HRSG y propiedades del combustible fueron tomados de documentos oficiales de CFE, facilitados durante la estancia en la planta generadora [25, 26].

Del simulador se obtiene la tabla 29, que muestra los costos exergéticos y exergoeconómicos por flujo. Cabe destacar que los valores del vapor principal y de la energía eléctrica son: 466.17 pesos/tonelada y 0.42 pesos/kWh, y el costo exergético de mayor valor es para el flujo de líquido comprimido después del economizador $k = 11.086$ ($k = B / B^*$). Comparando esta central (teórica) con las tres anteriores se tiene que esta por debajo en lo que respecta al costo para el vapor y la electricidad producida.

Tabla 29. Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, El Sauz 2 (Diseño)

Flujo	Descripción	B [kW]	B* [kW]	c	Unidades
1	Aire	55	55	0.00	\$/ton
2	Aire comprimido	149168	207044	80.54	\$/ton
3	Combustible	309954	309954	4.73	\$/kg
4	Gases de combustión	444005	516998	161.86	\$/ton
5	Gases de combustión	118602	138100	88.91	\$/ton
6	Combustible	0	0	0.00	\$/kg
7	Gases de combustión	118602	138100	88.18	\$/ton
8	Gases de combustión	79486	134605	102.28	\$/ton
9	Gases de combustión	78506	142211	107.19	\$/ton
10	Gases de combustión	22520	59915	101.62	\$/ton
11	Gases de combustión	15054	48359	108.91	\$/ton
12	Gases de combustión	8592	0	0.00	\$/ton
13	Trabajo	129000	171910	0.39	\$/kWh
14	Trabajo	155323	206989	0.39	\$/kWh
16	Electricidad	127710	171910	0.39	\$/kWh
19	Trabajo	20111	35137	0.47	\$/kWh
20	Trabajo	39814	71137	0.49	\$/kWh
21	Trabajo	4076	7789	0.44	\$/kWh
22	Trabajo	64000	114063	0.48	\$/kWh
23	Agua	623	1731	27.55	\$/ton
24	Agua caliente	4519	50090	421.28	\$/ton
25	Agua caliente	788	8085	406.38	\$/ton
26	Vapor	6114	19642	636.13	\$/ton
27	Agua caliente	4282	43959	406.38	\$/ton
28	Agua caliente	4533	44859	393.89	\$/ton
29	Agua caliente	208	2057	393.89	\$/ton
30	Vapor	2191	5830	551.63	\$/ton
31	Vapor	589	1954	294.74	\$/ton
32	Agua caliente	4325	42802	393.89	\$/ton
33	Vapor	45602	121324	551.63	\$/ton
34	Vapor	44270	121324	551.06	\$/ton
35	Vapor	45602	125201	564.52	\$/ton
36	Vapor	62853	106439	466.17	\$/ton
37	Vapor	42105	71302	398.33	\$/ton
38	Vapor	55248	93559	472.33	\$/ton
39	Vapor	6114	19642	636.13	\$/ton
40	Vapor	6644	12036	403.12	\$/ton
41	Vapor	13241	22422	338.03	\$/ton
42	Vapor	2344	4246	328.00	\$/ton
43	Agua	610	1679	34.84	\$/ton
44	Agua de enfriamiento	2380	2380	0.00	\$/ton
45	Agua de enfriamiento	9942	27370	22.67	\$/ton
46	Agua de alimentación	0	0	0.00	\$/ton
47	Electricidad	63360	114063	0.48	\$/kWh
58	Electricidad	35	53	0.42	\$/kWh
59	Electricidad	601	900	0.42	\$/kWh
62	Electricidad	190434	285020	0.42	\$/kWh
64	Vapor	712	1954	244.16	\$/ton

Fuente: Simulador

La tabla 30 muestra los balances de energía y exergía, así como las pérdidas e irreversibilidades por equipo. Como se puede observar, al igual que en los otros análisis las mayores pérdidas del balance de energía se ubican en el condensador (30.43%), en los gases producto de la combustión (4.29%), en el compresor (2.31%) y en el expansor (3.43%) de la turbina de gas; mientras que en el balance de exergía las mayores irreversibilidades se encuentran en la cámara de combustión (4.88%) y

en el expansor (13.25%) de la turbina de gas. Por lo que se tiene un rendimiento energético del orden de 53.20%, y un rendimiento exergetico del orden de 66.64%.

Tabla 30. Balances de Energía y Exergía, El Sauz 2 (Diseño)

Sistema	ENERGIA		EXERGIA	
	Pérdidas [kW]	100(P/Ene)	Irreversibilidades [kW]	100(I/Exe)
Compresor	8284	2.31%	6210	2.00%
Combustor TG	0	0.00%	15118	4.88%
Expansor TG	12315	3.43%	41080	13.25%
Quemadores HRSG	0	0.00%	0	0.00%
Sobrecalentador 1	3863	1.08%	8722	2.81%
Sobrecalentador 2	102	0.03%	451	0.15%
Evaporador 2	6816	1.90%	12725	4.11%
Evaporador 1	1223	0.34%	2140	0.69%
Economizador	1250	0.35%	2566	0.83%
Deaerador	190	0.05%	3	0.00%
Calentador cerrado	297	0.08%	148	0.05%
Válvula de expansión	0	0.00%	122	0.04%
Refrigerador (Chiller)	2669	0.74%	1332	0.43%
Bomba 1	19	0.01%	22	0.01%
Bomba 2	331	0.09%	351	0.11%
Turbina de vapor 2	1284	0.36%	638	0.21%
Turbina de vapor 3	2541	0.71%	2193	0.71%
Turbina de vapor 4	260	0.07%	225	0.07%
Condensador	109292	30.43%	7413	2.39%
Generador 1	1290	0.36%	1290	0.42%
Generador 2	640	0.18%	640	0.21%
Gases de combustión	15408	4.29%	0	0.00%
Pérdidas totales (P, I)	168075	46.80%	103388	33.36%
Efecto útil (Ene, Exe)	359145	53.20%	309954	66.64%
Eficiencia	η_e	53.20%	η_b	66.64%

Fuente: Simulador.

Tabla 31. Resultados El Sauz 2 (Diseño)

	Valores	Datos del balance	Unidades	Desviación %
Turbina de Gas				
Consumo de combustible	6.45	6.38	kg/s	1.10
Consumo de aire	374.97	367.77	kg/s	1.92
Capacidad total	129000	129000	kW	0.00
Eficiencia (PCI)	35.56	36.05	%	-1.40
Rendimiento térmico	10124	9986	kJ/kWh	----
Ciclo de vapor				
Consumo de combustible	0.00	NA	kg/s	----
Consumo de vapor	46.89	46.59	kg/s	0.63
Consumo de agua enfriamiento	1782.61	NC	kg/s	----
Capacidad total	64000	64000	kW	0.00
Eficiencia HRSG	74.81	NC	%	----
Eficiencia turbina	33.79	34.81	%	-3.04
Ciclo combinado				
Carga	100	100	%	0.00
Consumo de combustible	6.45	6.38	kg/s	1.10
Capacidad total	191070	191070	kW	0.00
Auxiliares	636	NC	kW	----
Capacidad total neta	190434	190434	kW	0.00
Eficiencia neta (PCI)	53.20	54.36	%	-2.18
CTUN (PCI)	6767	6622	kJ/kWh	----

Fuente: Simulador y documentos oficiales de CFE [24, 25 y 26].

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central

NA: No aplica para el análisis

Finalmente, la tabla 31 muestra un condensado de los resultados del análisis, tanto de la turbina de gas como del ciclo de vapor y del ciclo total. En la misma tabla se puede observar que la mayor desviación es del orden de 3.04% para la eficiencia de la turbina de vapor, esto vuelve a comprobar que el simulador se acerca mucho al comportamiento de los ciclos combinados. Para ver los resultados impresos que arroja el simulador ver Apéndice 3.4.

4.2.2 Datos operativos de la CCC “El Sauz”

Para el análisis de la planta con los datos operativos se debe considerar la misma configuración que en el caso anterior:

- Unidad 6 – Turbina de Gas operando a carga base
- Unidad 7 – Turbina de Vapor operando a 50% de carga

Esta prueba se llevó a cabo el día 18 de Marzo de 2004 e inició a las 10:20 hrs. Con base a lo anterior se definieron las condiciones de sitio, así como los principales parámetros a introducirse en el simulador, y que están plasmados en la tabla 32. También se puede observar, que los valores de capacidad para ambas turbinas varía con respecto a los de diseño.

Tabla 32. Principales condiciones para simular la CCC El Sauz 2 (Datos operativos)

Parámetros	Valores	Unidades
Altitud	1922	m
Temperatura ambiente	24	°C
Humedad	28	%
Carga	100	%
Capacidad de la TG	129,800	kW
Capacidad de la TV	50,900	kW
Costo de la CCC	650 ^a	USD/kW
Vida económica del proyecto	25	Años
Costo del combustible	8.00 ^b	USD/MMBTU
Horas de operación	8064	Horas/año
Costo de operación y mantenimiento	0.003 ^c	\$/kWh
Tres presiones en el HRSG	58.99, 9.09 y 2.93	Bar
Combustible	Gas natural ^d	

Fuente: elaboración propia a partir de datos del balance de energía.

^a Valor medio del kW instalado, tomado del manual de Turbinas [8]

^b Tomado del sitio de la Secretaría de Energía, Octubre 2005, www.energia.gob.mx

^c Tomado del PAESE, CFE [20].

^d Propiedades del combustible, ver Apéndice 3.5.

Como se mencionó en el capítulo previo al llevar a cabo la prueba, tanto las condiciones ambientales como la estabilidad del sistema cambiaron durante el día. Sin embargo, con los avances tecnológicos se pueden tomar la mayor parte de los valores necesarios para la simulación, de las pantallas que monitorean el proceso, además se

tiene la ventaja de que estos valores quedan grabados, por lo que se pueden recuperar para cualquier hora del día y del año en el momento que se desee.

En el caso de las propiedades del combustible también se obtienen de las pantallas, en el departamento de análisis químico. Para el monitoreo de gases producto de la combustión se tomaron los últimos medidos por personal de LAPEM [27].

Tabla 33. Costos Exergéticos y Exergoeconómicos por flujo, El Sauz 2 (Datos operativos)

Flujo	Descripción	B [kW]	B* [kW]	c	Unidades
1	Aire	211	211	0.00	\$/ton
2	Aire comprimido	116835	212969	102.11	\$/ton
3	Combustible	371860	371860	4.12	\$/kg
4	Gases de combustión	375717	584829	216.18	\$/ton
5	Gases de combustión	91300	142115	114.23	\$/ton
6	Combustible	0	0	0.00	\$/kg
7	Gases de combustión	91300	142115	113.54	\$/ton
8	Gases de combustión	62080	139520	134.26	\$/ton
9	Gases de combustión	61354	147283	141.21	\$/ton
10	Gases de combustión	18558	65397	138.65	\$/ton
11	Gases de combustión	12778	54269	150.71	\$/ton
12	Gases de combustión	7388	0	0.00	\$/ton
13	Trabajo	129800	229956	0.53	\$/kWh
14	Trabajo	120092	212758	0.53	\$/kWh
16	Electricidad	128502	229956	0.53	\$/kWh
19	Trabajo	15643	36501	0.65	\$/kWh
20	Trabajo	31866	76392	0.68	\$/kWh
21	Trabajo	3391	8683	0.65	\$/kWh
22	Trabajo	50900	121575	0.67	\$/kWh
23	Agua	326	1173	30.14	\$/ton
24	Agua caliente	3425	55442	642.75	\$/ton
25	Agua caliente	598	8928	619.24	\$/ton
26	Vapor	4723	20057	881.89	\$/ton
27	Agua caliente	3253	48539	619.24	\$/ton
28	Agua caliente	3452	49513	600.22	\$/ton
29	Agua caliente	158	2270	600.22	\$/ton
30	Vapor	1710	6025	760.61	\$/ton
31	Vapor	458	2025	411.50	\$/ton
32	Agua caliente	3294	47242	600.22	\$/ton
33	Vapor	35578	125373	760.61	\$/ton
34	Vapor	34540	125373	761.13	\$/ton
35	Vapor	35578	129373	780.27	\$/ton
36	Vapor	48562	109138	631.56	\$/ton
37	Vapor	32321	72638	539.27	\$/ton
38	Vapor	42479	95467	640.39	\$/ton
39	Vapor	4723	20057	881.89	\$/ton
40	Vapor	5121	12294	550.24	\$/ton
41	Vapor	8488	19076	452.37	\$/ton
42	Vapor	1504	3611	440.58	\$/ton
43	Agua	318	1120	38.37	\$/ton
44	Agua de enfriamiento	1554	1554	0.00	\$/ton
45	Agua de enfriamiento	6567	23121	26.05	\$/ton
46	Agua de alimentación	0	0	0.00	\$/ton
47	Electricidad	50391	121575	0.67	\$/kWh
58	Electricidad	27	54	0.57	\$/kWh
59	Electricidad	495	973	0.57	\$/kWh
62	Electricidad	178370	350504	0.57	\$/kWh
64	Vapor	557	2025	338.31	\$/ton

Fuente: simulador.

La tabla 33 muestra los costos exergéticos y exergoeconómicos por flujo, cabe destacar que los valores del vapor principal y de la energía eléctrica son: 631.56 pesos/tonelada y 0.57 pesos/kWh. Así mismo, el valor máximo para el costo exergético es de $k = 16.186$ y se refiere al flujo de líquido comprimido después del economizador.

La tabla 34 muestra los balances de energía y exergía, así como las pérdidas e irreversibilidades por equipo. Como se puede observar, al igual que en los otros análisis las mayores pérdidas del balance de energía se ubican en el condensador (22.61%), en los gases producto de la combustión (7.14%) y en el combustor (14.55%) de la turbina de gas; mientras que en el balance de exergía las mayores irreversibilidades se encuentran en la cámara de combustión (30.38%) y en el expansor (9.28%) de la turbina de gas. Por lo que se tiene un rendimiento energético del orden de 47.72%, y un rendimiento exergético del orden de 51.25%.

Tabla 34. Balances de Energía y Exergía, El Sauz 2 (Datos operativos)

Sistema	ENERGIA		EXERGIA	
	Pérdidas [kW]	100(P/Ene)	Irreversibilidades [kW]	100(I/Exe)
Compresor	4804	1.28%	3468	0.93%
Combustor TG	54535	14.55%	112978	30.38%
Expansor TG	6344	1.69%	34525	9.28%
Quemadores HRSG	0	0.00%	0	0.00%
Sobrecalentador 1	2963	0.79%	6078	1.63%
Sobrecalentador 2	78	0.02%	328	0.09%
Evaporador 2	5333	1.42%	8961	2.41%
Evaporador 1	956	0.26%	1656	0.45%
Economizador	1045	0.28%	2292	0.62%
Deaerador	146	0.04%	5	0.00%
Calentador cerrado	231	0.06%	115	0.03%
Válvula de expansión	0	0.00%	99	0.03%
Refrigerador (Chiller)	2077	0.55%	1037	0.28%
Bomba 1	15	0.00%	19	0.01%
Bomba 2	277	0.07%	297	0.08%
Turbina de vapor 2	1177	0.31%	598	0.16%
Turbina de vapor 3	2399	0.64%	2125	0.57%
Turbina de vapor 4	255	0.07%	226	0.06%
Condensador	84750	22.61%	4662	1.25%
Generador 1	1298	0.35%	1298	0.35%
Generador 2	509	0.14%	509	0.14%
Gases de combustión	26777	7.14%	0	0.00%
Pérdidas totales (P, I)	195969	52.28%	181274	48.75%
Efecto útil (Ene, Exe)	374862	47.72%	371860	51.25%
Eficiencia	η_e	47.72%	η_b	51.25%

Fuente: simulador.

Finalmente, la tabla 35 muestra un condensado de los resultados del análisis, tanto de la turbina de gas como del ciclo de vapor y del ciclo total. Como se puede observar, la

turbina de gas alcanza un rendimiento de 34.34% (tabla 35) contra el 35.56% del ciclo teórico (tabla 31), y evidentemente ocurre lo mismo para la eficiencia global de planta de 47.72% (tabla 35) contra 53.20% del ciclo teórico (tabla 31).

Lo anterior reafirma que un ciclo teórico debe ser más eficiente que la operación real de la planta. Para ver los resultados impresos del simulador ver Apéndice 3.5.

Tabla 35. Resultados El Sauz 2 (Datos Operativos)

	Valores	Unidades
Turbina de Gas		
Consumo de combustible	7.74	kg/s
Consumo de aire	314.57	kg/s
Capacidad total	129800	kW
Eficiencia (PCI)	34.28	%
Rendimiento térmico	10502	kJ/kWh
Ciclo de vapor		
Consumo de combustible	0.00	kg/s
Consumo de vapor	36.56	kg/s
Consumo de agua enfriamiento	1629.55	kg/s
Capacidad total	50900	kW
Eficiencia HRSG	74.81	%
Eficiencia turbina	34.34	%
Ciclo combinado		
Carga	100	%
Consumo de combustible	7.74	kg/s
Capacidad total	178893	kW
Auxiliares	523	kW
Capacidad total neta	178370	kW
Eficiencia neta (PCI)	47.72	%
CTUN (PCI)	7544	kJ/kWh

Fuente: simulador.

4.3 Análisis comparativo

En esta sección se resumen los datos obtenidos durante los análisis previos y se presentan de forma comparativa. Se tomará como base el balance de energía de diseño de la central para las condiciones de operación similares al momento de llevar a cabo la prueba⁴³; y se comparará contra una prueba de régimen térmico que llevó a cabo el Laboratorio de pruebas de equipos y materiales (LAPEM) de CFE en Enero del 2004 [24], y contra los datos arrojados por el simulador con las condiciones operativas de Marzo de 2004⁴⁴.

En la tabla 36 se presenta un resumen de los parámetros principales del análisis exergoeconómico aplicado a la central de ciclo combinado El Sauz; parámetros de

⁴³ Análisis descrito en la sección 4.2.1

⁴⁴ Análisis descrito en la sección 4.2.2

diseño, parámetros operativos calculados por LAPEM, y parámetros operativos obtenidos del simulador.

Recordemos que este análisis está referido a la operación de la unidad 6 (turbina de gas-129 MW) y la unidad 7 (turbina de vapor-64 MW) operando al 50% de carga, por encontrarse generando a estas condiciones al realizar la estancia en la central; y aprovechando que LAPEM llevó a cabo una prueba a estas condiciones.

La tabla 36 muestra una variación de las condiciones de sitio, en específico la humedad y la temperatura ambiente, esto debido a que se realizó la prueba en diferentes fechas, mientras que LAPEM llevó a cabo su prueba en Enero de 2004, el autor de este trabajo en Marzo de 2004, y como sabemos los balances de energía de diseño reportan datos de invierno y de verano para condiciones medias y extremas. Lo anterior, evidentemente provoca variaciones en los cálculos.

Tabla 36. Resumen del análisis CCC El Sauz, Unidades 6 y 7

Parámetros	Datos de Diseño	LAPEM		Simulador	
	Valor	Valor	Desv.	Valor	Desv.
Condiciones de sitio					
Altitud (m)	1922	1922	----	1922	----
Temperatura ambiente (°C)	30	10.79	----	24	----
Humedad (%)	20	73.13	----	28	----
Turbina de gas					
Consumo de combustible (kg/s)	6.45	8.46	----	7.74	----
Consumo de aire (kg/s)	374.97	NC	----	314.57	----
Capacidad total (kW)	129000	144000	----	129800	----
Eficiencia PCI (%)	35.56	34.82	2.08%	34.28	3.59%
Rendimiento térmico (kJ/kWh)	10124	10340	----	10502	----
Ciclo de vapor					
Consumo de combustible (kg/s)	0.00	0	NA	0.00	NA
Consumo de vapor (kg/s)	46.89	45.08	----	36.56	----
Consumo de agua enfriamiento (kg/s)	1782.61	NC	----	1629.55	----
Capacidad total (kW)	64000	66071	----	50900	----
Eficiencia turbina (%)	33.79	26.92	----	34.34	----
Ciclo combinado					
Carga (%)	Unidad 6 y 7	Unidad 6 y 7		Unidad 6 y 7	
Consumo de combustible (kg/s)	6.45	8.46	-31.16%	7.74	-20.00%
Capacidad total (kW)	191070	210071	----	178893	----
Auxiliares (kW)	636	7596.5	----	523	----
Capacidad total neta (kW)	190434	193107	-1.40%	178370	6.33%
Eficiencia neta PCI (%)	53.20	50.57	4.94%	47.72	10.30%
CTUN PCI (kJ/kWh)	6767	7118	----	7544	----
Costos					
Vapor principal (\$/ton)	466.17	NC	----	622.57	-33.54%
Energía eléctrica TG (\$/kWh)	0.38	NC	----	0.52	-36.84%
Energía eléctrica TV (\$/kWh)	0.48	NC	----	0.65	-35.41%
Energía eléctrica CCC (\$/kWh)	0.42	NC	----	0.56	-33.33%

Fuente: elaboración propia a partir de datos obtenidos del simulador y CFE[24].

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central.

NA: No aplica para el análisis.

De la tabla 36 se puede observar que basados en los datos de diseño para la turbina de gas, la prueba operativa de LAPEM presenta un decremento en el rendimiento térmico de 2.08%, mientras que la prueba operativa hecha por el autor y utilizando el simulador presenta una desviación de 3.59%. En el caso del ciclo combinado se tiene que para LAPEM existe una disminución en el rendimiento térmico de 4.94%, mientras que en la prueba del autor se tiene una disminución de 10.30%. Los valores de LAPEM y del autor de este trabajo son cercanos en ambos casos, lo cual indica dos cosas:

- El simulador funciona de forma adecuada para valores operativos, ya que coincide con valores oficiales de CFE [24].
- Se percibe una disminución en la eficiencia térmica para datos operativos con respecto a los valores de diseño, lo cual confirma lo descrito en estudios previos [1,16,28].

Finalmente, se tiene que para los datos de diseño el costo de vapor principal es de 466.17 pesos/ton y de generación eléctrica es de 0.42 pesos/kWh, mientras que de los datos operativos (simulador) se tiene un incremento del orden de 33.54% en el costo del vapor y del 33.33% en el costo de la energía eléctrica. Lo anterior se debe principalmente al decremento de la eficiencia térmica de todos los equipos (turbina de gas, ciclo de vapor, auxiliares, etc.).

Evidentemente, los diseñadores o los programas de diseño no toman en cuenta la inestabilidad en los sistemas, el cambio constante en las condiciones ambientales, la variación en la manufactura de componentes, entre otras cosas que afectan el desempeño de los equipos, por ello es, que esta herramienta de análisis para ciclos combinados debe aplicarse basándose en los datos operativos de cuando se logró la mayor eficiencia de los equipos en conjunto (ciclo combinado), y a partir de esa referencia definir las desviaciones de los equipos en función de anticipar y/o programar el mantenimiento.

Enseguida se presenta el análisis de la planta con datos de diseño y operativos para la siguiente configuración:

- Unidad 5 – Turbina de Gas operando a carga base
- Unidad 7 – Turbina de Vapor operando a 50% de carga

Esta prueba se llevó a cabo el día 4 de Marzo de 2004 e inició a las 09:04 hrs. Con base a lo anterior se definieron las condiciones de sitio, así como los principales parámetros a introducirse en el simulador, y que están plasmados en la tabla 37.

De la tabla 37 se puede observar que basados en los datos de diseño para la turbina de gas, la prueba operativa hecha por el autor (utilizando el simulador) presenta una desviación de 0.08% en el rendimiento térmico. En el caso del ciclo combinado se tiene que existe una disminución en el rendimiento térmico de 6.69%.

Tabla 37. Resumen del análisis CCC El Sauz, Unidades 5 y 7

Parámetros	Datos de Diseño	Simulador	
	Valor	Valor	Desv.
Condiciones de sitio			
Altitud (m)	1922	1922	----
Temperatura ambiente (°C)	30	9	----
Humedad (%)	20	75	----
Turbina de gas			
Consumo de combustible (kg/s)	6.45	7.11	----
Consumo de aire (kg/s)	374.97	286.90	----
Capacidad total (kW)	129000	123588	----
Eficiencia PCI (%)	35.56	35.53	0.08%
Rendimiento térmico (kJ/kWh)	10124	10132	----
Ciclo de vapor			
Consumo de combustible (kg/s)	0.00	0.00	NA
Consumo de vapor (kg/s)	46.89	32.84	----
Consumo de agua enfriamiento (kg/s)	1782.61	1438.04	----
Capacidad total (kW)	64000	49080	----
Eficiencia turbina (%)	33.79	36.27	----
Ciclo combinado			
Carga (%)	Unidad 5 y 7	Unidad 5 y 7	
Consumo de combustible (kg/s)	6.45	7.11	-10.23%
Capacidad total (kW)	191070	170941	----
Auxiliares (kW)	636	470	----
Capacidad total neta (kW)	190434	170472	10.48%
Eficiencia neta PCI (%)	53.20	49.64	6.69%
CTUN PCI (kJ/kWh)	6767	7252	----
Costos			
Vapor principal (\$/ton)	466.17	614.60	-31.84%
Energía eléctrica TG (\$/kWh)	0.38	0.51	-34.21%
Energía eléctrica TV (\$/kWh)	0.48	0.64	-33.33%
Energía eléctrica CCC (\$/kWh)	0.42	0.55	-30.95%

Fuente: elaboración propia a partir de datos obtenidos del simulador y CFE[24].

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central.

NA: No aplica para el análisis.

Finalmente, se tiene que para los datos de diseño el costo de vapor principal es de 466.17 pesos/ton y de generación eléctrica es de 0.42 pesos/kWh, mientras que de los datos operativos (simulador) se tiene un incremento del orden de 31.84% en el costo del vapor y del 30.95% en el costo de la energía eléctrica, son valores muy cercanos a los obtenidos en la tabla 36. Los datos de la simulación aparecen en el Apéndice 3.6.

Como se esperaba las unidades 5 y 6 aunque en diseño son iguales operan de diferente manera. El ejemplo más claro es la capacidad neta máxima de generación: mientras que para la unidad 5 es de 122 MW, para la unidad 6 es de 129MW [23,24].

Enseguida se presenta el análisis de la planta con datos de diseño y operativos para la siguiente configuración:

- Unidad 5 – Turbina de Gas operando a carga base
- Unidad 6 – Turbina de Gas operando a carga base
- Unidad 7 – Turbina de Vapor operando a carga base

Esta prueba se llevó a cabo el día 27 de Febrero de 2004 e inició a las 18:30 hrs. Con base a lo anterior se definieron las condiciones de sitio, así como los principales parámetros a introducirse en el simulador, y que están plasmados en la tabla 38.

Tabla 38. Resumen del análisis CCC El Sauz como Ciclo Combinado

Parámetros	Datos de Diseño	Simulador	
	Valor	Valor	Desv.
Condiciones de sitio			
Altitud (m)	1922	1922	----
Temperatura ambiente (°C)	30	12	----
Humedad (%)	20	38	----
Turbina de gas			
Consumo de combustible (kg/s)	12.30	16.77	----
Consumo de aire (kg/s)	715.58	677.20	----
Capacidad total (kW)	246180	262761	----
Eficiencia PCI (%)	35.56	32.01	9.98%
Rendimiento térmico (kJ/kWh)	10124	11248	----
Ciclo de vapor			
Consumo de combustible (kg/s)	0.00	0.00	NA
Consumo de vapor (kg/s)	89.97	87.09	----
Consumo de agua enfriamiento (kg/s)	3277.38	3827.80	----
Capacidad total (kW)	128000	128367	----
Eficiencia turbina (%)	35.80	35.88	----
Ciclo combinado			
Carga (%)	Unidad 5, 6 y 7	Unidad 5, 6 y 7	
Consumo de combustible (kg/s)	12.30	16.77	-36.34
Capacidad total (kW)	370438	387217	----
Auxiliares (kW)	2492	1245	----
Capacidad total neta (kW)	367946	385971	-4.89%
Eficiencia neta PCI (%)	54.05	47.64	11.85%
CTUN PCI (kJ/kWh)	6661	7557	----
Costos			
Vapor principal (\$/ton)	453.85	613.74	-35.22%
Energía eléctrica TG (\$/kWh)	0.39	0.53	-35.89%
Energía eléctrica TV (\$/kWh)	0.48	0.65	-35.41%
Energía eléctrica CCC (\$/kWh)	0.42	0.57	-35.71%

Fuente: elaboración propia a partir de datos obtenidos del simulador y CFE[24].

NC: No se conoce el dato, no aparece en el balance de energía de la central.

NA: No aplica para el análisis.

De la tabla 38 se puede observar que basados en los datos de diseño para la turbina de gas, la prueba operativa hecha por el autor (utilizando el simulador) presenta una disminución de 9.98% en el rendimiento térmico. En el caso del ciclo combinado completo se tiene que existe una disminución en el rendimiento térmico de 11.85%.

Conclusiones

Tanto CFE como los productores independientes en México deben apegarse a los estándares definidos por asociaciones y organizaciones internacionales serias en lo que respecta a pruebas de aceptación y operativas, con la finalidad de que sus valores de eficiencia se puedan comparar entre diferentes instalaciones tanto nacionales como de otros países.

En los análisis operativos para las tres configuraciones consideradas, como se esperaba las pruebas realizadas en campo tuvieron eficiencias menores con respecto a las de diseño, además de obtener resultados coherentes y muy cercanos a los valores de CFE [23, 24], lo cual complementa la validación del simulador.

Finalmente, bien se debe comentar que el simulador es una herramienta potencial en el análisis de este tipo de plantas de generación eléctrica (Centrales de Ciclo Combinado) tanto para diseño como para evaluación de las condiciones operativas; así como la utilidad de la metodología empleada en el análisis (Teoría exergoeconómica⁴⁵) por la gran cantidad de información que arroja y la facilidad de aplicarla a diferentes procesos.

⁴⁵ Hoy en día, la teoría exergoeconómica se aplica en el análisis, reingeniería y diseño de plantas de proceso en la industria petrolera, química, de generación eléctrica, cementera, textil, azucarera, entre otras. En específico en nuestro país, PEMEX ha decidido algunas modificaciones en sus refinerías basados en estudios efectuados en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) mediante esta metodología [29], por otra parte Comisión Federal de Electricidad impulsa el uso de este método de análisis mediante los fondos sectoriales destinados a investigación y desarrollo tecnológico en energía, por mencionar algunos proyectos, se tiene: “Desarrollo de un sistema para la gestión y mantenimiento, incluyendo el monitoreo en línea para la *supervisión y diagnóstico termoeconómico* del sistema de enfriamiento en centrales de generación” y “Desarrollo de un sistema gestión de la operación y mantenimiento, incluyendo la supervisión en línea para el *diagnóstico termoeconómico* de las centrales de ciclo combinado” [30].

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

En este trabajo se analizaron las centrales de ciclo combinado mediante la teoría exergoeconómica, se desarrollo un simulador para este tipo de plantas y se validó utilizando datos de diseño de tres balances de energía (Río Bravo 3, Chihuahua 3 y una CCC de 540 MW de un productor independiente), así mismo se completo la validación corriendo el programa con datos operativos y de diseño de una CCC de CFE (El Sauz) obteniéndose resultados coherentes.

A continuación se presentan las principales conclusiones del estudio, tanto del aspecto metodológico como de los resultados obtenidos.

Teoría Termoeconómica

La metodología empleada en el simulador permite identificar el costo exergético y exergoeconómico de todos los flujos, lo que nos lleva a tener una mejor herramienta para el análisis del proceso.

Otra ventaja, es que se tienen perfectamente identificadas las irreversibilidades o destrucción de exergía en cada subsistema o equipo. Por lo tanto, se puede comparar como se distribuyen las pérdidas por equipos para el análisis energético y el exergético. Es evidente que son diferentes, mientras que en el primer caso las mayores pérdidas se presentan en los compresores de la TG y en el condensador, en el exergético se presentan en las cámaras de combustión y en los intercambiadores de calor del HRSG.

Se comprueba que un análisis exergoeconómico arroja más datos útiles acerca del proceso que se analiza, que un tradicional análisis de "Primera Ley de la Termodinámica". Entre los principales datos, tenemos los costos exergéticos y monetarios para cada flujo del sistema; las eficiencias, pérdidas e irreversibilidades para cada equipo; y si logramos implantar el análisis en el proceso podemos saber lo anterior en tiempo real, todo enfocado en adelantarnos al mantenimiento correctivo. Por ello, la tendencia hacia el uso de esta teoría de análisis en la mayoría de los procesos y equipos.

Simulador

Basado en los resultados que arroja el programa, podemos afirmar que existe un gran potencial de utilización de éste. Como primer aplicación se puede mencionar que se

podría utilizar, con datos operativos de alguna CCC. Lo anterior con el fin de simular de una forma muy rápida su comportamiento, para posteriormente identificar los equipos de menor eficiencia o con mayores irreversibilidades, pensando en mantenimientos preventivos o correctivos, y por lo tanto un mejor rendimiento de planta.

Así mismo con los datos generados en el simulador, se puede encontrar o calcular un rango de operación óptima de planta, en donde se trabaje con el menor consumo de combustible y máxima eficiencia de planta. También es posible la utilización del programa para la simulación de nuevas plantas.

Es importante recalcar que con la generación de datos del simulador, se tienen herramientas para optimizar la CCC. Basados en lo anterior, la optimización puede hacerse en función de los siguientes parámetros: consumo de combustible, eficiencia de planta y costo de generación. Una opción es con el programa Matlab, utilizando el módulo de optimización, otra opción es manipular matemáticamente los datos obtenidos del simulador.

Se comprueba que el modelado y la simulación de procesos es sumamente útil, ya que todo el trabajo se lleva a cabo en la computadora y no es necesario hacer pruebas en planta que impactan directamente en aspectos económicos.

Al realizar el análisis de diferentes centrales de ciclo combinado se comprueba que esta tecnología ya está muy cerca de su máxima eficiencia, y se puede afirmar que sólo las modificaciones o mejoras que se lleven a cabo en el diseño de la turbina de gas, así como la instalación de equipos que modifiquen las condiciones del aire de entrada a la turbina podrán impactar en la eficiencia del ciclo combinado.

Se comprobó que la CCC “ El Sauz 2” estaba operando a una eficiencia mayor que cualquier otro tipo de tecnología para generar electricidad, lo cual se planteó en el objetivo principal. Es decir, los ciclos combinados son la tecnología de generación eléctrica más eficiente en nuestro país.

Recomendaciones

Aunque la tecnología del ciclo combinado alcanza los mayores valores de eficiencia térmica, sabemos que el combustible que utiliza es gas natural, por lo que es necesario comentar que en nuestro país se están teniendo algunos problemas con el suministro de este energético y por lo tanto un constante aumento en su precio, así, no es recomendable que siga creciendo el parque de generación de CCC (ya que la prospectiva del sector eléctrico estima una generación por ciclos combinados del orden del 52.1% al 2010). Como nación se debe tener diversificación de los recursos energéticos primarios, por ello debe seguirse investigando en el ramo de energías renovables.

Con referencia al párrafo anterior, debe comentarse que es posible diversificar el combustible empleado en las CCC, recurriendo a la gasificación. Así se emplea coque de petróleo o carbón para generar energía eléctrica aprovechando un energético de “desecho” de las refinerías.

Como se comentó antes la teoría termoeconómica es una herramienta potencial en el estudio y análisis de procesos e instalaciones por lo que es recomendable utilizar esta metodología para definir los diseños o configuraciones de nuevas plantas, así como para analizar la operación de plantas ya construidas con el fin de llevar a cabo monitoreo en línea y definir los mantenimientos preventivos y/o correctivos necesarios.

Por último, se debe comentar que con este estudio se abre la posibilidad de involucrar en el análisis los conceptos de: productor independiente de energía, obra pública financiada, recursos propios; con el fin de analizar los costos de producción para cada uno de ellos. Ya que evidentemente, se tienen diferencias en cuanto a los costos de construcción, al costo del combustible y lo más importante, los impuestos que aplican para cada caso.

REFERENCIAS

- [1] Horlock, J., *Combined Power Plants: Including Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Plants*, Krieger Publishing Company, New York 2001.
- [2] Secretaria de Energía, *Programa Sectorial de Energía 2001- 2006*, Oficina del subsecretario de política energética y desarrollo tecnológico, México 2001.
- [3] Valero, A. y Lozano, M., *Curso de Termoeconomía*; Centro Politécnico Superior de Ingenieros, Universidad de Zaragoza, España 1994.
- [4] Heather, L. and Lester, B., *Evaluating automobile fuel/propulsion system technologies*, Progress in Energy and Combustion Science, 29(2003) 1 – 69 pgs.
- [5] Rose, D., *Learning about energy*, Plenum Press, New York 1986.
- [6] United Nations Framework Convention On Climate Change (UNFCCC), *The First Ten Years*, Climate Change Secretariat, Bonn, Germany 2004.
- [7] Secretaria de Energía, *Balance Nacional de Energía 2003*, Oficina del subsecretario de política energética y desarrollo tecnológico, México 2004.
- [8] Gas Turbine World, *2000 – 2001 Handbook*, Vol. 21, Pequot Publishing, USA 2001.
- [9] Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico 2001 – 2010*, Dirección General de formulación de política energética, México 2001.
- [10] Cicchetti, C., Dubin, J. and Long, C., *The California Electricity Crisis. What, Why and What's Next*, Kluwer Academic Publishers 209 pg, USA 2004.
- [11] Palacios, J., *Introducción al costo marginal de producción con sistemas eléctricos. Consideraciones sobre planeación, optimización y tarificación*, FI-CFE, Programa Universitario de Energía, UNAM, México 1992.
- [12] Secretaria de Energía, *Balance Nacional de Energía 2002*, Oficina del subsecretario de política energética y desarrollo tecnológico, México 2003.
- [13] *Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*, Secretaría de Energía, México, 2001.
- [14] Kotas, T.J., *The exergy method of thermal plant analysis*, Krieger publishing co., Malabar, Florida 1985.

- [15] Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M., *Thermal Design & Optimization*, John Wiley & Sons Inc., USA 1996.
- [16] Kehlhofer, R., *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*, The Fairmont Press Inc., Lilburn, GA, USA 1998.
- [17] Coss, R., *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*, Limusa, México 2002.
- [18] Thuesen, F., *Engineering Economy*, 7a. edition, Prentice – Hall, USA 1999.
- [19] Riggs, J., *Engineering Economics*, McGraw – Hill, USA 2001.
- [20] PAESE, Comisión Federal de Electricidad, México 2002.
- [21] Brdar, D. y Jones, R., *GE IGCC Technology and Experience with Advanced Gas Turbines*, GE Power Systems, Schenectady, NY, GER-4207.
- [22] Philip Kiameh, *Power Generation Handbook. Selection, Applications, Operation and Maintenance*, 2003.
- [23] Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM), *Informe final de las pruebas efectuadas a la turbina de gas #3 en la central de ciclo combinado el Sauz en Enero del 2004*, Subdirección Técnica, CFE, México 2004.
- [24] Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM), *Informe final de las pruebas de régimen térmico realizadas en el ciclo combinado el Sauz en el mes de Enero del 2004*, Subdirección Técnica, CFE, México 2004.
- [25] Comisión Federal de Electricidad, *Diagrama de Balance – Balance General de Vapor para GV 10*, CFE, México 2002.
- [26] Comisión Federal de Electricidad Emergency / El Sauz, *Expected 501F Combustión Turbine Performance*, CTT – 1613, CFE, México 1997.
- [27] Comisión Federal de Electricidad, *Monitoreo de Gases Producto de la Combustión*, Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado “El Sauz”, México, 25 Febrero 2004.
- [28] Bandyopadhyay, S., *Thermoeconomic optimization of combined cycle power plants*, Energy conversion and Management, 42(2001) 359 – 371 pp.
- [29] Rivero, R., *Application of the exergy concept in the petroleum refining and petrochemical industry*, Energy conversion and Management, 43(2002) 1199 – 1220 pp.
- [30] Comisión Federal de Electricidad, *Fondo sectorial para investigación y desarrollo tecnológico en energía*, Demandas específicas, Convocatoria CFE-2004-C01.

Sitios de Internet consultados:

- www.energia.gob.mx Secretaria de Energía, México.
- www.cfe.gob.mx Comisión Federal de Electricidad, México.
- www.lfc.gob.mx Luz y Fuerza del Centro, México.
- www.conae.gob.mx Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México.
- www.cre.gob.mx Comisión Reguladora de Energía, México.
- www.conacyt.mx Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, México.
- www.asme.org American Society of Mechanical Engineers, USA.
- www.iso.org International Standards Organization.
- www.din.de Deutsches Institut für Normung eV
- www.bp.com British Petroleum Company.
- www.energia.org.mx Mesa Ciudadana de Observación de la Energía
- www.ge.com General Electric Company.
- www.worldenergy.org Consejo Mundial de Energía.
- www.un.org Organización de la Naciones Unidas.
- www.gm.com General Motors Company.
- www.nfcrc.uci.edu National Fuel Cell Research Center, USA.
- www.olade.org.ec Organización Latinoamericana de Energía
- www.ocdemexico.com.mx Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, México
- www.semarnat.gob.mx Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Apéndices

APÉNDICE 1

Memoria de Cálculo

Aquí se presentan todas las secciones del simulador, para identificar los puntos mencionados en la tesis. También se anexa un disco compacto con el archivo del simulador. Y deben seguirse las siguientes instrucciones para que funcione:

1. Tener instalado Matlab versión 6.5.
2. Copiar **air32.xla** y **steam.xla** en:
C:\Archivosdeprograma\Microsoft Office\Office\Macros.
3. Copiar **steamdll.dll** en:
C:\Windows\System para Windows95
C:\Winnt\System32 para Windows NT.
4. Copiar **airhelp.hlp** y **steam.hlp** en:
C:\Windows\Desktop.
5. Iniciar Excel.
6. En Excel, seleccionar herramientas del menú y entrar en complementos.
7. Localizar **air32.xla** y **steam.xla** de:
C:\Archivosdeprograma\MicrosoftOffice\Office\Macros
8. Seleccionar **air32.xla**, **steam.xla** y **Excel link 2.0** en los complementos disponibles y aceptar.
9. Finalmente, copiar el archivo del simulador al disco duro y ejecutarlo.

Se tomo el análisis de la Central de Ciclo Combinado Chihuahua 3 para mostrar las pantallas. Enseguida se presentan las pantallas y la información que contiene cada una de las secciones del simulador, las pantallas con botones son con las que interactúa el usuario, y las que no tienen botones son las secciones de programación y cálculo del programa.

Pantalla de presentación

Universidad Nacional Autónoma de México
División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería
Maestría en Energía
Simulador de ciclos combinados

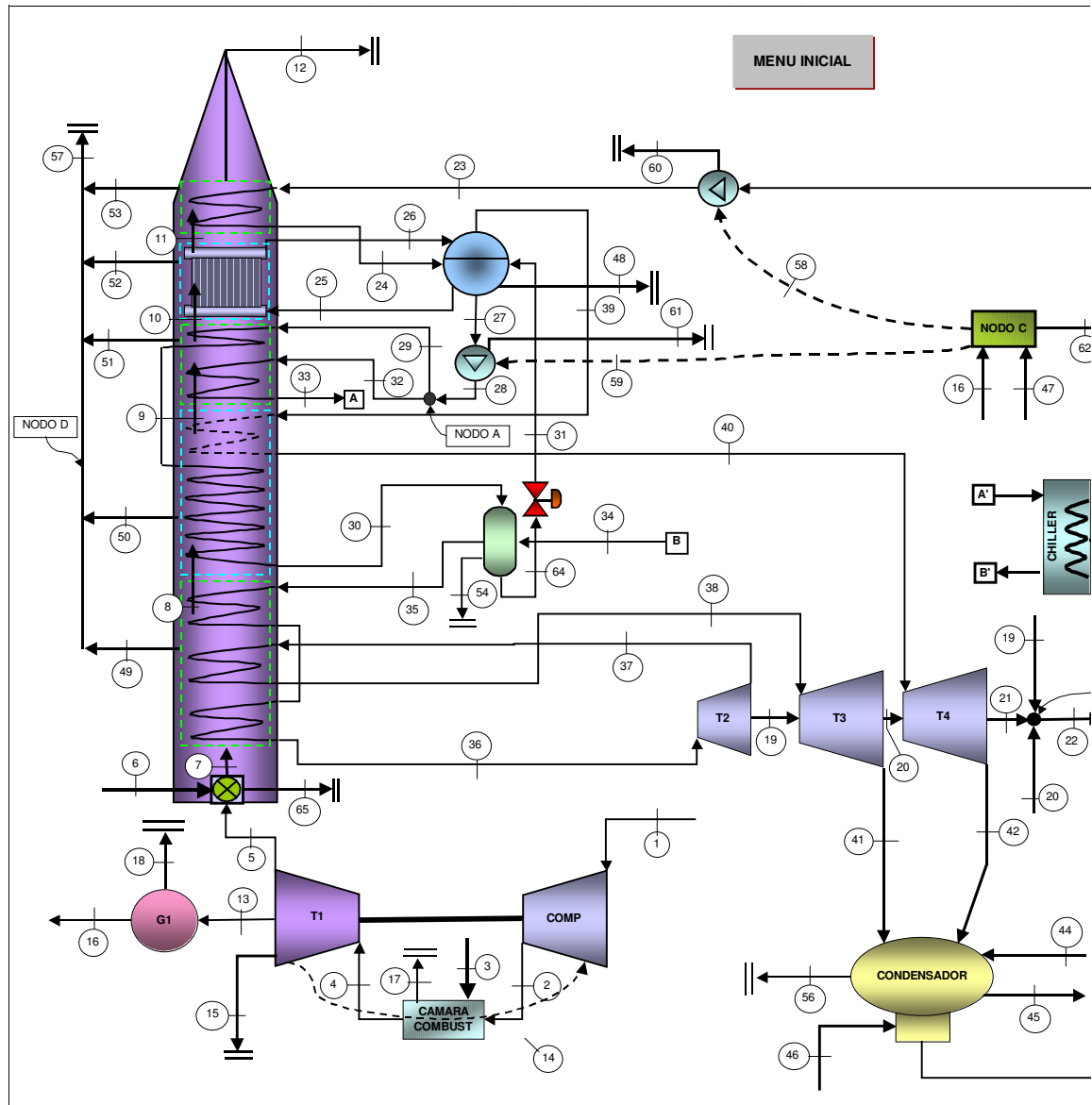
MENU INICIAL

Angel Jiménez de la Luz
Abril 2003

Pantalla de Menú Inicial

Menú Inicial
Ciclo Combinado

PRESENTACIÓN	COMBUSTIÓN
ESQUEMA	OSTWALD
INGRESAR VARIABLES	BALANCES
SOLUCIÓN DE ESTADOS	COSTOS
TABLA DE ESTADOS	ESQUEMA CON DATOS
DIAGRAMAS	RESULTADOS



Ingresar Valores

Ingresar valores

MENU INICIAL

RESULTADOS

Ciclo Turbina de gas:		
H sitio =	1340	m
T amb =	37	°C
φ amb =	11%	
rp (turbina) =	12.6	
T combust =	1175	°C
η comps (86%) =	83%	
η turgs (90%) =	87%	
η geng (99%) =	99%	
Potencia =	166500	kW
Carga Planta =	100	%
Ambiente estable de referencia		
P AER =	1.01325	bar
T AER =	1	°C
Paridad del peso =	10.7	Mex/USD

Ciclo de Vapor:		
T36 =	524	°C
P36 =	101	bar
P37 =	26.9	bar
T38 =	225	°C
P38 =	2.5	bar
η turvs (92%) =	92%	
η bombs (82%) =	84%	
η econom (93%) =	93%	
η evap (93%) =	93%	
η recal (93%) =	93%	
η sobrec (93%) =	93%	
Potencia =	99090	kW
ΔT H2O (10°C) =	12.3	°C
T pinch (25°C) =	25	°C
η calcerr =	90%	

Datos del Gas Natural:		
		% Volumen
Metano	CH4 =	89.24
Etano	C2H6 =	7.39
Propano	C3H8 =	1.20
Butano	C4H10 =	0.24
Pentano	C5H12 =	0.11
	H2 =	0.00
	CO =	0.00
	O2 =	0.00
	CO2 =	0.81
	N2 =	1.01
	H2O =	0.00
	Suma =	100.00

Datos de los humos después de la cámara de combustión:	
	% Masa
CO2	3.76
CO	0.00
O2	12.64
N2	75.01
H2O	8.59
NO2	0
Suma =	100.00

Datos de los humos en el recuperador de calor:	
	% Masa
CO2	3.76
CO	0.00
O2	12.64
N2	75.01
H2O	8.59
NO2	0
Suma =	100.00

Empresa:	Productor Independiente de Energia	
Planta:	Chihuahua 3	
Unidades:	1,2	3
Fecha y hora:	Diseño	

Supuestos económicos		
Costo del ciclo combinado =	172633500	USD
Costo por KW =	650	USD/kW
Costo capital		
Compresor =	8866457	[pesos/año]
Cámara de comb. TG =	5763197	[pesos/año]
Turbina de gas =	13447459	[pesos/año]
Cámara de comb. HRSG =	2925931	[pesos/año]
Sobrecalentador =	2600827	[pesos/año]
Recalentador =	2600827	[pesos/año]
Evaporador 2 =	2600827	[pesos/año]
Evaporador 1 =	2600827	[pesos/año]
Economizador =	2600827	[pesos/año]
Calentador abierto =	812759	[pesos/año]
Calentador cerrado =	812759	[pesos/año]
Válvula de expansión =	1626	[pesos/año]
Refrigerador (Chiller) =	1623892	[pesos/año]
Bomba 1 =	812759	[pesos/año]
Bomba 2 =	812759	[pesos/año]
Turbina de vapor 2 =	2925931	[pesos/año]
Turbina de vapor 3 =	2925931	[pesos/año]
Turbina de vapor 4 =	2925931	[pesos/año]
Condensador =	2925931	[pesos/año]
Generador 1 =	6649842	[pesos/año]
Generador 2 =	6649842	[pesos/año]
TOTAL =	73887138	[pesos/año]

Bases de evaluación	
Vida económica del proyecto =	25 años
Costo de Op. y Manto. =	0.003 \$/kWh
Costo del Gas Natural =	8.000 USD/MMBTU
Horas de servicio =	8064 [horas/año]
Costo unitario del aire =	0 [pesos/kJ exergia]
Costo unitario del agua =	1.04E-23 [pesos/kJ exergia]

Ciclo Turbina de gas	
H sitio =	Altura sobre el nivel del mar
T 0 =	Temperatura ambiente
ϕ 0 =	Humedad relativa ambiente
r_p (turbina) =	Relación de presiones de la turbina
T combust =	Temperatura de gases de entrada a la turbina
η comp =	Rendimiento isentrópico del compresor
η turg =	Rendimiento isentrópico de la turbina
η gen =	Rendimiento del generador eléctrico
Potencia =	Potencia generada en la turbina de gas
Carga Planta =	Carga a la que esta operando la planta
P AER =	Presión al ambiente estable de referencia
T AER =	Temperatura al ambiente estable de referencia

Ciclo de vapor	
T36 =	Temperatura de entrada a la turbina 2
P36 =	Presión de entrada a la turbina 2
P37 =	Presión de extracción de la turbina 2
T38 =	Temperatura de entrada a la turbina 4
P38 =	Presión de entrada a la turbina 4
η turvs =	Rendimiento isoentrópico de las turbinas
η bombs =	Rendimiento isoentrópico de las bombas
η econom =	Rendimiento del economizador
η evap =	Rendimiento del evaporador
η recal =	Rendimiento del recalentador
η sobrec =	Rendimiento del sobrecalentador
Potencia =	Potencia generada en las turbinas de vapor
ΔT H2O =	Diferencia de temperatura del agua del condensador
T pinch =	Temperatura pinch en el generador de vapor
η calcerr =	Rendimiento del calentador cerrado

Memoria de Cálculo

Datos:													
Ciclo Turbina de Gas				Ciclo de Vapor				MENU INICIAL					
P amb =	0.855	bar	T36 =	524	°C								
T amb =	37	°C	P36 =	101	bar								
ϕ amb =	0.111		P37 =	26.9	bar								
r_p (turbina) =	12.6		T38 =	225	°C								
T combust =	1175	°C	P38 =	2.5	bar								
η comp =	0.83		η tursv =	0.92									
η turg =	0.87		η bombs =	0.84									
η geng =	0.99		η econom =	0.93	74.8%								
Potencia =	166500	kW	η evap =	0.93									
Carga Planta =	100		η recal =	0.93									
Ambiente estable de referencia				η sobrec =	0.93								
P AER =	1.01325	bar	Potencia =	99090	kW								
T AER =	1	°C	ΔT H2O =	12.3	°C								
				T pinch =	25	°C							
				η calcerr =	0.9								
Composición del aire:													
N2 =	0.79												
O2 =	0.21												
R =	0.28702												
Composición de los humos primera combustión:						Composición de los humos segunda combustión:							
CO2 =	0.04		CO2 =	0.04									
CO =	0.00		CO =	0.00									
O2 =	0.13		O2 =	0.13									
N2 =	0.75		N2 =	0.75									
H2O =	0.09		H2O =	0.09									
R =	0.28173		R =	0.28173									

Solución de estados:																																																																							
Punto 1:																																																																							
con T1 =	310.13	K	analizando como gases ideales	Cp1 =	1.00773	kJ/kg K																																																																	
y P1 =	0.85498	bar		h1 =	317.49	kJ/kg																																																																	
				s1 =	6.94482	kJ/kg K																																																																	
				Pr1 =	1.5546																																																																		
<table border="1"> <tr> <td rowspan="4">T < 1000</td> <td colspan="2">T = 310.13 K</td> <td colspan="2">P = 0.854980179 bar</td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td colspan="2">s</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.794324553</td> <td>250.8204928</td> <td colspan="2">5.34576236</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.213408795</td> <td>66.672034</td> <td colspan="2">1.59905936</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">T > 1000</td> <td colspan="2">T = 310.13 K</td> <td colspan="2">P = 0.854980179 bar</td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td colspan="2">s</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.746662271</td> <td>216.7534875</td> <td colspan="2">5.35999664</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.230622778</td> <td>69.57715619</td> <td colspan="2">1.58802362</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						T < 1000	T = 310.13 K		P = 0.854980179 bar		Cp	h	s		N2	0.794324553	250.8204928	5.34576236		O2	0.213408795	66.672034	1.59905936																T > 1000	T = 310.13 K		P = 0.854980179 bar		Cp	h	s		N2	0.746662271	216.7534875	5.35999664		O2	0.230622778	69.57715619	1.58802362															
T < 1000	T = 310.13 K		P = 0.854980179 bar																																																																				
	Cp	h	s																																																																				
	N2	0.794324553	250.8204928	5.34576236																																																																			
	O2	0.213408795	66.672034	1.59905936																																																																			
T > 1000	T = 310.13 K		P = 0.854980179 bar																																																																				
	Cp	h	s																																																																				
	N2	0.746662271	216.7534875	5.35999664																																																																			
	O2	0.230622778	69.57715619	1.58802362																																																																			
Punto 2s:																																																																							
entonces Pr2s =	19.5880		analizando como gases ideales	Cp2s =	1.06033	kJ/kg K																																																																	
s2s =	6.9448	kJ/kg K		T2s =	628.00	K																																																																	
				h2s =	644.59	kJ/kg																																																																	
				P2s =	10.773	bar																																																																	
<table border="1"> <tr> <td rowspan="4">T < 1000</td> <td colspan="2">T = 628.00 K</td> <td colspan="2">P = 10.773 bar</td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td colspan="2">s</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.82582028</td> <td>506.9157237</td> <td colspan="2">5.33841609</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.23450991</td> <td>137.6706923</td> <td colspan="2">1.60304459</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">T > 1000</td> <td colspan="2">T = 628.00 K</td> <td colspan="2">P = 10.773 bar</td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td colspan="2">s</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.824978617</td> <td>467.1235146</td> <td colspan="2">5.33798347</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.241823521</td> <td>144.7150776</td> <td colspan="2">1.60162382</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						T < 1000	T = 628.00 K		P = 10.773 bar		Cp	h	s		N2	0.82582028	506.9157237	5.33841609		O2	0.23450991	137.6706923	1.60304459																T > 1000	T = 628.00 K		P = 10.773 bar		Cp	h	s		N2	0.824978617	467.1235146	5.33798347		O2	0.241823521	144.7150776	1.60162382															
T < 1000	T = 628.00 K		P = 10.773 bar																																																																				
	Cp	h	s																																																																				
	N2	0.82582028	506.9157237	5.33841609																																																																			
	O2	0.23450991	137.6706923	1.60304459																																																																			
T > 1000	T = 628.00 K		P = 10.773 bar																																																																				
	Cp	h	s																																																																				
	N2	0.824978617	467.1235146	5.33798347																																																																			
	O2	0.241823521	144.7150776	1.60162382																																																																			
Punto 2:																																																																							
entonces h2 =	711.58	kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp2 =	1.07716	kJ/kg K																																																																	
				T2 =	698.00	K																																																																	
				s2 =	7.05438	kJ/kg K																																																																	
				Pr2 =	28.4980																																																																		
				P2 =	10.7728	bar																																																																	
<table border="1"> <tr> <td rowspan="4">T < 1000</td> <td colspan="2">T = 698.00 K</td> <td colspan="2">P = 10.77 bar</td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td colspan="2">s</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.838133378</td> <td>565.1484286</td> <td colspan="2">5.42631848</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.239026308</td> <td>154.2474364</td> <td colspan="2">1.62806628</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">T > 1000</td> <td colspan="2">T = 698.00 K</td> <td colspan="2">P = 10.77275026 bar</td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td colspan="2">s</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.839415128</td> <td>525.382771</td> <td colspan="2">5.42592398</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.244048954</td> <td>161.7210876</td> <td colspan="2">1.62729571</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						T < 1000	T = 698.00 K		P = 10.77 bar		Cp	h	s		N2	0.838133378	565.1484286	5.42631848		O2	0.239026308	154.2474364	1.62806628																T > 1000	T = 698.00 K		P = 10.77275026 bar		Cp	h	s		N2	0.839415128	525.382771	5.42592398		O2	0.244048954	161.7210876	1.62729571															
T < 1000	T = 698.00 K		P = 10.77 bar																																																																				
	Cp	h	s																																																																				
	N2	0.838133378	565.1484286	5.42631848																																																																			
	O2	0.239026308	154.2474364	1.62806628																																																																			
T > 1000	T = 698.00 K		P = 10.77275026 bar																																																																				
	Cp	h	s																																																																				
	N2	0.839415128	525.382771	5.42592398																																																																			
	O2	0.244048954	161.7210876	1.62729571																																																																			
Punto 3 y 6:																																																																							
P3 =	7.5000	bar	por análisis del combustible	h3 =	47968.42	kJ/kg																																																																	
T3 =	310.13	K		b3 =	46049.68	kJ/kg																																																																	

Punto 4:																																																																																																																																																													
con T4 =		1448.13 K		analizando como gases ideales				Cp4 =		1.24570526 kJ/kg K																																																																																																																																																			
y P4 =		10.7728 bar						h4 =		1570.46363 kJ/kg																																																																																																																																																			
								s4 =		7.86941664 kJ/kg K																																																																																																																																																			
								Pr4 =		518.98																																																																																																																																																			
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" rowspan="2">T < 1000</td> <td colspan="2">T = 1448.13 K</td> <td colspan="2">P = 10.773 bar</td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td>s</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO2</td> <td>0.077094008</td> <td>86.3283</td> <td>0.3795905</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>O2</td> <td>0.1772675</td> <td>206.2789</td> <td>1.09075277</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>N2</td> <td>0.833338014</td> <td>1148.6648</td> <td>5.67031271</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>H2O</td> <td>0.144090848</td> <td>163.3652</td> <td>0.72739047</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>1.231790347</td> <td>1604.637121</td> <td>7.86804646</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td colspan="2" rowspan="2">T > 1000</td> <td colspan="2">T = 1448.13 K</td> <td colspan="2">P = 10.773 bar</td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td>s</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO2</td> <td>0.073842251</td> <td>91.9909</td> <td>0.37919287</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>O2</td> <td>0.1557067</td> <td>208.2937</td> <td>1.08868976</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>N2</td> <td>0.880541308</td> <td>1118.0445</td> <td>5.67490156</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>H2O</td> <td>0.135615031</td> <td>152.1345</td> <td>0.72663244</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>1.245705256</td> <td>1570.463626</td> <td>7.86941664</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>												T < 1000		T = 1448.13 K		P = 10.773 bar								Cp	h	s						CO2	0.077094008	86.3283	0.3795905						CO	0.0000000	0.0000	0.0000000						O2	0.1772675	206.2789	1.09075277						N2	0.833338014	1148.6648	5.67031271						H2O	0.144090848	163.3652	0.72739047							1.231790347	1604.637121	7.86804646					T > 1000		T = 1448.13 K		P = 10.773 bar								Cp	h	s						CO2	0.073842251	91.9909	0.37919287						CO	0.0000000	0.0000	0.0000000						O2	0.1557067	208.2937	1.08868976						N2	0.880541308	1118.0445	5.67490156						H2O	0.135615031	152.1345	0.72663244							1.245705256	1570.463626	7.86941664				
T < 1000		T = 1448.13 K		P = 10.773 bar																																																																																																																																																									
		Cp	h	s																																																																																																																																																									
	CO2	0.077094008	86.3283	0.3795905																																																																																																																																																									
	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																																																																									
	O2	0.1772675	206.2789	1.09075277																																																																																																																																																									
	N2	0.833338014	1148.6648	5.67031271																																																																																																																																																									
	H2O	0.144090848	163.3652	0.72739047																																																																																																																																																									
		1.231790347	1604.637121	7.86804646																																																																																																																																																									
T > 1000		T = 1448.13 K		P = 10.773 bar																																																																																																																																																									
		Cp	h	s																																																																																																																																																									
	CO2	0.073842251	91.9909	0.37919287																																																																																																																																																									
	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																																																																									
	O2	0.1557067	208.2937	1.08868976																																																																																																																																																									
	N2	0.880541308	1118.0445	5.67490156																																																																																																																																																									
	H2O	0.135615031	152.1345	0.72663244																																																																																																																																																									
		1.245705256	1570.463626	7.86941664																																																																																																																																																									
Punto 5s:																																																																																																																																																													
entonces Pr5s =		41.19		analizando como gases ideales				Cp5 =		1.11348 kJ/kg K																																																																																																																																																			
s5s =		7.86942 kJ/kg K						T5s =		769.00 K																																																																																																																																																			
								h5s =		800.12 kJ/kg																																																																																																																																																			
								P5s =		0.855 bar																																																																																																																																																			
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" rowspan="2">T < 1000</td> <td colspan="2">T = 769.00 K</td> <td colspan="2">P = 0.855 bar</td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td>s</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO2</td> <td>0.064846129</td> <td>38.1615</td> <td>0.36192339</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>O2</td> <td>0.1435916</td> <td>101.2445</td> <td>1.08398455</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>N2</td> <td>0.793426324</td> <td>582.6124</td> <td>5.67995669</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>H2O</td> <td>0.111613601</td> <td>78.1045</td> <td>0.71025698</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>1.113477641</td> <td>800.1228591</td> <td>7.8361216</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td colspan="2" rowspan="2">T > 1000</td> <td colspan="2">T = 769.00 K</td> <td colspan="2">P = 0.854980179 bar</td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td>s</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO2</td> <td>0.065765759</td> <td>44.2534</td> <td>0.36181184</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>O2</td> <td>0.1454732</td> <td>105.8304</td> <td>1.08376252</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>N2</td> <td>0.795107865</td> <td>545.6602</td> <td>5.67973788</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>H2O</td> <td>0.110024435</td> <td>68.0384</td> <td>0.71042749</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>1.116371292</td> <td>763.7823596</td> <td>7.83573973</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>												T < 1000		T = 769.00 K		P = 0.855 bar								Cp	h	s						CO2	0.064846129	38.1615	0.36192339						CO	0.0000000	0.0000	0.0000000						O2	0.1435916	101.2445	1.08398455						N2	0.793426324	582.6124	5.67995669						H2O	0.111613601	78.1045	0.71025698							1.113477641	800.1228591	7.8361216					T > 1000		T = 769.00 K		P = 0.854980179 bar								Cp	h	s						CO2	0.065765759	44.2534	0.36181184						CO	0.0000000	0.0000	0.0000000						O2	0.1454732	105.8304	1.08376252						N2	0.795107865	545.6602	5.67973788						H2O	0.110024435	68.0384	0.71042749							1.116371292	763.7823596	7.83573973				
T < 1000		T = 769.00 K		P = 0.855 bar																																																																																																																																																									
		Cp	h	s																																																																																																																																																									
	CO2	0.064846129	38.1615	0.36192339																																																																																																																																																									
	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																																																																									
	O2	0.1435916	101.2445	1.08398455																																																																																																																																																									
	N2	0.793426324	582.6124	5.67995669																																																																																																																																																									
	H2O	0.111613601	78.1045	0.71025698																																																																																																																																																									
		1.113477641	800.1228591	7.8361216																																																																																																																																																									
T > 1000		T = 769.00 K		P = 0.854980179 bar																																																																																																																																																									
		Cp	h	s																																																																																																																																																									
	CO2	0.065765759	44.2534	0.36181184																																																																																																																																																									
	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																																																																									
	O2	0.1454732	105.8304	1.08376252																																																																																																																																																									
	N2	0.795107865	545.6602	5.67973788																																																																																																																																																									
	H2O	0.110024435	68.0384	0.71042749																																																																																																																																																									
		1.116371292	763.7823596	7.83573973																																																																																																																																																									
Punto 5:																																																																																																																																																													
entonces h5 =		900.27 kJ/Kg		analizando como gases ideales				Cp5 =		1.13649 kJ/kg K																																																																																																																																																			
		900.25		870.00				T5 =		857.99 K																																																																																																																																																			
								s5 =		7.95930 kJ/kg K																																																																																																																																																			
								Pr5 =		66.04																																																																																																																																																			
								P5 =		0.855 bar																																																																																																																																																			
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" rowspan="2">T < 1000</td> <td colspan="2">T = 870.00 K</td> <td colspan="2">P = 0.855 bar</td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td>s</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO2</td> <td>0.066928635</td> <td>44.8192</td> <td>0.37005514</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>O2</td> <td>0.1463800</td> <td>115.8934</td> <td>1.10187909</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>N2</td> <td>0.810923668</td> <td>663.6373</td> <td>5.77893114</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>H2O</td> <td>0.115261567</td> <td>89.5611</td> <td>0.72425008</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>1.139493837</td> <td>913.9110245</td> <td>7.97511544</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td colspan="2" rowspan="2">T < 1000</td> <td colspan="2">T = 845.00 K</td> <td colspan="2">P = 0.855 bar</td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>Cp</td> <td>h</td> <td>s</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO2</td> <td>0.066445991</td> <td>43.1520</td> <td>0.36811075</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>O2</td> <td>0.1457469</td> <td>112.2417</td> <td>1.09762034</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>N2</td> <td>0.806664264</td> <td>643.4173</td> <td>5.75534959</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>H2O</td> <td>0.114351863</td> <td>86.6909</td> <td>0.72090278</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>1.133209003</td> <td>885.501982</td> <td>7.94198346</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>												T < 1000		T = 870.00 K		P = 0.855 bar								Cp	h	s						CO2	0.066928635	44.8192	0.37005514						CO	0.0000000	0.0000	0.0000000						O2	0.1463800	115.8934	1.10187909						N2	0.810923668	663.6373	5.77893114						H2O	0.115261567	89.5611	0.72425008							1.139493837	913.9110245	7.97511544					T < 1000		T = 845.00 K		P = 0.855 bar								Cp	h	s						CO2	0.066445991	43.1520	0.36811075						CO	0.0000000	0.0000	0.0000000						O2	0.1457469	112.2417	1.09762034						N2	0.806664264	643.4173	5.75534959						H2O	0.114351863	86.6909	0.72090278							1.133209003	885.501982	7.94198346				
T < 1000		T = 870.00 K		P = 0.855 bar																																																																																																																																																									
		Cp	h	s																																																																																																																																																									
	CO2	0.066928635	44.8192	0.37005514																																																																																																																																																									
	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																																																																									
	O2	0.1463800	115.8934	1.10187909																																																																																																																																																									
	N2	0.810923668	663.6373	5.77893114																																																																																																																																																									
	H2O	0.115261567	89.5611	0.72425008																																																																																																																																																									
		1.139493837	913.9110245	7.97511544																																																																																																																																																									
T < 1000		T = 845.00 K		P = 0.855 bar																																																																																																																																																									
		Cp	h	s																																																																																																																																																									
	CO2	0.066445991	43.1520	0.36811075																																																																																																																																																									
	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																																																																									
	O2	0.1457469	112.2417	1.09762034																																																																																																																																																									
	N2	0.806664264	643.4173	5.75534959																																																																																																																																																									
	H2O	0.114351863	86.6909	0.72090278																																																																																																																																																									
		1.133209003	885.501982	7.94198346																																																																																																																																																									

<p>T > 1000</p> <p>T = 870 K P = 0.854980179 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.067361476</td> <td>50.9777</td> <td>0.37002557</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1472229</td> <td>120.6123</td> <td>1.10182091</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.811846182</td> <td>626.8252</td> <td>5.77888433</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.114631128</td> <td>79.3861</td> <td>0.72428635</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.141061682</td> <td>877.8012405</td> <td>7.97501717</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.067361476	50.9777	0.37002557	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1472229	120.6123	1.10182091	N2	0.811846182	626.8252	5.77888433	H2O	0.114631128	79.3861	0.72428635		1.141061682	877.8012405	7.97501717	<p>T > 1000</p> <p>T = 895.00 K P = 0.85498018 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.067732113</td> <td>52.6664</td> <td>0.3719392</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1476422</td> <td>124.2981</td> <td>1.10599774</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.8157411</td> <td>647.1702</td> <td>5.80193949</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.115723828</td> <td>82.2656</td> <td>0.72754936</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.14683923</td> <td>906.400271</td> <td>8.00742578</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.067732113	52.6664	0.3719392	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1476422	124.2981	1.10599774	N2	0.8157411	647.1702	5.80193949	H2O	0.115723828	82.2656	0.72754936		1.14683923	906.400271	8.00742578
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.067361476	50.9777	0.37002557																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1472229	120.6123	1.10182091																																																										
N2	0.811846182	626.8252	5.77888433																																																										
H2O	0.114631128	79.3861	0.72428635																																																										
	1.141061682	877.8012405	7.97501717																																																										
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.067732113	52.6664	0.3719392																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1476422	124.2981	1.10599774																																																										
N2	0.8157411	647.1702	5.80193949																																																										
H2O	0.115723828	82.2656	0.72754936																																																										
	1.14683923	906.400271	8.00742578																																																										
<p>Punto 7:</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>con T7 =</td> <td>857.99 K</td> <td rowspan="2">analizando como gases ideales</td> <td>Cp7 =</td> <td>1.13649</td> <td>kJ/kg K</td> </tr> <tr> <td>y P7 =</td> <td>0.855 bar</td> <td>h7 =</td> <td>900.25</td> <td>kJ/kg</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>s7 =</td> <td>7.95930</td> <td>kJ/kg K</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Pr7 =</td> <td>62.27</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			con T7 =	857.99 K	analizando como gases ideales	Cp7 =	1.13649	kJ/kg K	y P7 =	0.855 bar	h7 =	900.25	kJ/kg				s7 =	7.95930	kJ/kg K				Pr7 =	62.27																																					
con T7 =	857.99 K	analizando como gases ideales	Cp7 =	1.13649		kJ/kg K																																																							
y P7 =	0.855 bar		h7 =	900.25	kJ/kg																																																								
			s7 =	7.95930	kJ/kg K																																																								
			Pr7 =	62.27																																																									
<p>T < 1000</p> <p>T = 857.99 K P = 0.855 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.066699266</td> <td>44.0170</td> <td>0.36912679</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1460801</td> <td>114.1377</td> <td>1.0998474</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.808887903</td> <td>653.9134</td> <td>5.76767838</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.114824081</td> <td>88.1798</td> <td>0.72265165</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.136491315</td> <td>900.2479182</td> <td>7.95930422</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.066699266	44.0170	0.36912679	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1460801	114.1377	1.0998474	N2	0.808887903	653.9134	5.76767838	H2O	0.114824081	88.1798	0.72265165		1.136491315	900.2479182	7.95930422																															
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.066699266	44.0170	0.36912679																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1460801	114.1377	1.0998474																																																										
N2	0.808887903	653.9134	5.76767838																																																										
H2O	0.114824081	88.1798	0.72265165																																																										
	1.136491315	900.2479182	7.95930422																																																										
<p>T > 1000</p> <p>T = 857.99 K P = 0.854980179 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.067180139</td> <td>50.1700</td> <td>0.36909087</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1470197</td> <td>118.8459</td> <td>1.09977684</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.809941641</td> <td>617.0893</td> <td>5.76761784</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.114099783</td> <td>78.0130</td> <td>0.72269733</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.138241237</td> <td>864.1182011</td> <td>7.95918289</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.067180139	50.1700	0.36909087	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1470197	118.8459	1.09977684	N2	0.809941641	617.0893	5.76761784	H2O	0.114099783	78.0130	0.72269733		1.138241237	864.1182011	7.95918289																															
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.067180139	50.1700	0.36909087																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1470197	118.8459	1.09977684																																																										
N2	0.809941641	617.0893	5.76761784																																																										
H2O	0.114099783	78.0130	0.72269733																																																										
	1.138241237	864.1182011	7.95918289																																																										
<p>Punto 8:</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>entonces h8 =</td> <td>766.6938 kJ/Kg</td> <td rowspan="2">analizando como gases ideales</td> <td>Cp8 =</td> <td>1.10548</td> <td>kJ/kg K</td> </tr> <tr> <td></td> <td>766.6737</td> <td>T8 =</td> <td>738.85</td> <td>K</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>s8 =</td> <td>7.79175</td> <td>kJ/kg K</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Pr8 =</td> <td>37.17</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>P8 =</td> <td>0.855</td> <td>bar</td> </tr> </tbody> </table>			entonces h8 =	766.6938 kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp8 =	1.10548	kJ/kg K		766.6737	T8 =	738.85	K				s8 =	7.79175	kJ/kg K				Pr8 =	37.17					P8 =	0.855	bar	<p>749.00</p>																													
entonces h8 =	766.6938 kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp8 =	1.10548		kJ/kg K																																																							
	766.6737		T8 =	738.85	K																																																								
			s8 =	7.79175	kJ/kg K																																																								
			Pr8 =	37.17																																																									
			P8 =	0.855	bar																																																								
<p>T < 1000</p> <p>T = 749.00 K P = 0.855 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.064387033</td> <td>36.8692</td> <td>0.36022075</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1429596</td> <td>98.3790</td> <td>1.08020937</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.789931874</td> <td>566.7790</td> <td>5.65909692</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.110899444</td> <td>75.8794</td> <td>0.70732548</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.108177982</td> <td>777.9065762</td> <td>7.80685252</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.064387033	36.8692	0.36022075	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1429596	98.3790	1.08020937	N2	0.789931874	566.7790	5.65909692	H2O	0.110899444	75.8794	0.70732548		1.108177982	777.9065762	7.80685252	<p>T < 1000</p> <p>T = 724.00 K P = 0.855 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.063787914</td> <td>35.2670</td> <td>0.35804511</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1421298</td> <td>94.8153</td> <td>1.07537027</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.785592741</td> <td>547.0851</td> <td>5.63235482</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.110010927</td> <td>73.1180</td> <td>0.7035759</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.101521376</td> <td>750.285282</td> <td>7.7693461</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.063787914	35.2670	0.35804511	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1421298	94.8153	1.07537027	N2	0.785592741	547.0851	5.63235482	H2O	0.110010927	73.1180	0.7035759		1.101521376	750.285282	7.7693461
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.064387033	36.8692	0.36022075																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1429596	98.3790	1.08020937																																																										
N2	0.789931874	566.7790	5.65909692																																																										
H2O	0.110899444	75.8794	0.70732548																																																										
	1.108177982	777.9065762	7.80685252																																																										
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.063787914	35.2670	0.35804511																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1421298	94.8153	1.07537027																																																										
N2	0.785592741	547.0851	5.63235482																																																										
H2O	0.110010927	73.1180	0.7035759																																																										
	1.101521376	750.285282	7.7693461																																																										
<p>T > 1000</p> <p>T = 749.00 K P = 0.854980179 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.06543044</td> <td>42.9414</td> <td>0.36008336</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1451159</td> <td>102.9245</td> <td>1.07993417</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.791596336</td> <td>529.7933</td> <td>5.65883385</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.109074785</td> <td>65.8474</td> <td>0.70754095</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.111217468</td> <td>741.5066296</td> <td>7.80639233</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.06543044	42.9414	0.36008336	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1451159	102.9245	1.07993417	N2	0.791596336	529.7933	5.65883385	H2O	0.109074785	65.8474	0.70754095		1.111217468	741.5066296	7.80639233	<p>T > 1000</p> <p>T = 774.00 K P = 0.85498018 bar</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cp</th> <th>h</th> <th>s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO2</td> <td>0.065848599</td> <td>44.5824</td> <td>0.36223848</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.0000000</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000000</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0.1455621</td> <td>106.5580</td> <td>1.08470605</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0.795975732</td> <td>549.6381</td> <td>5.68489603</td> </tr> <tr> <td>H2O</td> <td>0.110259935</td> <td>68.5892</td> <td>0.7111416</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.117646332</td> <td>769.367719</td> <td>7.84298216</td> </tr> </tbody> </table>				Cp	h	s	CO2	0.065848599	44.5824	0.36223848	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1455621	106.5580	1.08470605	N2	0.795975732	549.6381	5.68489603	H2O	0.110259935	68.5892	0.7111416		1.117646332	769.367719	7.84298216
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.06543044	42.9414	0.36008336																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1451159	102.9245	1.07993417																																																										
N2	0.791596336	529.7933	5.65883385																																																										
H2O	0.109074785	65.8474	0.70754095																																																										
	1.111217468	741.5066296	7.80639233																																																										
	Cp	h	s																																																										
CO2	0.065848599	44.5824	0.36223848																																																										
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																																										
O2	0.1455621	106.5580	1.08470605																																																										
N2	0.795975732	549.6381	5.68489603																																																										
H2O	0.110259935	68.5892	0.7111416																																																										
	1.117646332	769.367719	7.84298216																																																										
<p>Punto 9:</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>entonces h9 =</td> <td>762.1489 kJ/Kg</td> <td rowspan="2">analizando como gases ideales</td> <td>Cp9 =</td> <td>1.10438</td> <td>kJ/kg K</td> </tr> <tr> <td></td> <td>762.1287</td> <td>T9 =</td> <td>734.74</td> <td>K</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>s9 =</td> <td>7.78558</td> <td>kJ/kg K</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Pr9 =</td> <td>36.43</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>P9 =</td> <td>0.855</td> <td>bar</td> </tr> </tbody> </table>			entonces h9 =	762.1489 kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp9 =	1.10438	kJ/kg K		762.1287	T9 =	734.74	K				s9 =	7.78558	kJ/kg K				Pr9 =	36.43					P9 =	0.855	bar	<p>745.00</p>																													
entonces h9 =	762.1489 kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp9 =	1.10438		kJ/kg K																																																							
	762.1287		T9 =	734.74	K																																																								
			s9 =	7.78558	kJ/kg K																																																								
			Pr9 =	36.43																																																									
			P9 =	0.855	bar																																																								

T < 1000	T = 745.00 K P = 0.855 bar			T < 1000	T = 720.00 K P = 0.855 bar				
		Cp	h		s		Cp	h	s
	CO2	0.0642931	36.6118		0.35987622	CO2	0.063689333	35.0120	0.35769199
	CO	0.0000000	0.0000		0.0000000	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
	O2	0.1428298	97.8074		1.0794442	O2	0.1419929	94.2470	1.07458323
	N2	0.789234892	563.6207		5.65486888	N2	0.784902999	543.9441	5.62800441
	H2O	0.110756951	75.4361		0.70673202	H2O	0.109869247	72.6782	0.70296681
		1.107114776	773.4759904		7.80092133		1.100454502	745.881331	7.76324643
	T > 1000	T = 745.00 K P = 0.854980179 bar			T > 1000	T = 770.00 K P = 0.85498018 bar			
			Cp			h	s		Cp
CO2		0.06536258	42.6798	0.35973317		CO2	0.065782381	44.3192	0.36189747
CO		0.0000000	0.0000	0.0000000		CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
O2		0.1450440	102.3442	1.0791573		O2	0.1454911	105.9759	1.08395202
N2		0.79088591	526.6283	5.65459694		N2	0.79528203	546.4556	5.68077359
H2O	0.108883328	65.4115	0.7069574	H2O	0.110071633	68.1485	0.71057079		
	1.110175802	737.0638418	7.80044481		1.11662711	764.899171	7.83719387		
Punto 10:									
entonces h10 =		496.3706 kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp10 =		1.04166 kJ/kg K			
		496.3580		T10 =		486.83 K			
			493.00	s10 =		7.34522 kJ/kg K			
				Pr10 =		8.00			
				P10 =		0.855 bar			
T < 1000	T = 493.00 K P = 0.855 bar			T < 1000	T = 468.00 K P = 0.855 bar				
		Cp	h		s		Cp	h	s
	CO2	0.056580023	21.3002		0.33489935	CO2	0.055580822	19.8981	0.33198088
	CO	0.0000000	0.0000		0.0000000	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
	O2	0.1328251	63.0153		1.02258462	O2	0.1317549	59.7080	1.01570044
	N2	0.75132175	369.8493		5.33793492	N2	0.748712979	351.0994	5.29890522
	H2O	0.102294952	48.6206		0.66291787	H2O	0.101563271	46.0724	0.65761369
		1.043021827	502.7853198		7.35833676		1.037611935	476.778009	7.30420024
	T > 1000	T = 493.00 K P = 0.854980179 bar			T > 1000	T = 518.00 K P = 0.85498018 bar			
			Cp			h	s		Cp
CO2		0.060521173	26.7944	0.33377532		CO2	0.0610539	28.3141	0.33678218
CO		0.0000000	0.0000	0.0000000		CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
O2		0.1401970	66.3904	1.02031966		O2	0.1407070	69.9017	1.02726719
N2		0.740365708	333.4454	5.33880489		N2	0.745910899	352.0241	5.3755644
H2O	0.095752425	39.5823	0.66482527	H2O	0.097152775	41.9936	0.66959621		
	1.036836352	466.2124723	7.35772514		1.044824549	492.233577	7.40920998		
Punto 11:									
entonces h11 =		447.4192 kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp11 =		1.03185 kJ/kg K			
		447.4090		T11 =		439.62 K			
			445.00	s11 =		7.23946 kJ/kg K			
				Pr11 =		5.55			
				P11 =		0.855 bar			
T < 1000	T = 445.00 K P = 0.855 bar			T < 1000	T = 420.00 K P = 0.855 bar				
		Cp	h		s		Cp	h	s
	CO2	0.054617221	18.6308		0.32920425	CO2	0.053519777	17.2789	0.32607808
	CO	0.0000000	0.0000		0.0000000	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
	O2	0.1307899	56.6888		1.00908541	O2	0.1297741	53.4319	1.00155304
	N2	0.746582929	333.9041		5.26122982	N2	0.744583895	315.2652	5.21812271
	H2O	0.100919973	43.7439		0.65251199	H2O	0.100257585	41.2293	0.64669637
		1.032909985	452.9675428		7.25203146		1.028135344	427.205246	7.19245019
	T > 1000	T = 445.00 K P = 0.854980179 bar			T > 1000	T = 470.00 K P = 0.85498018 bar			
			Cp			h	s		Cp
CO2		0.059463814	23.9146	0.32763053		CO2	0.060020245	25.4081	0.33089585
	0.0000000	0.0000	0.0000000	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000		
	0.1391990	59.6848	1.00601037	O2	0.1397219	63.1713	1.01363296		

N2	0.72936808	298.1699	5.26353452	N2	0.735154166	316.4767	5.30355789	N2
H2O	0.093000466	35.0518	0.65515952	H2O	0.094444242	37.3950	0.66028198	H2O
	1.021031321	416.8211635	7.25233493		1.029340601	442.451166	7.30836867	

Punto 12:

entonces h12 =	406.3455 kJ/Kg	analizando como gases ideales	Cp12 =	1.02454 kJ/kg K
	406.3368	405.00	T12 =	399.67 K
			s12 =	7.14152 kJ/kg K
			Pr12 =	3.98
			P12 =	0.855 bar

T < 1000			
T = 405.00 K			
P = 0.855 bar			
	Cp	h	s
CO2	0.052835483	16.4813	0.32414415
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
O2	0.1291867	51.4897	0.99684426
N2	0.74352396	304.1043	5.19106321
H2O	0.099880598	39.7282	0.64305718
	1.025455158	411.8034982	7.1551088
T > 1000			
T = 405.00 K			
P = 0.854980179 bar			
	Cp	h	s
CO2	0.058547164	21.5542	0.32207338
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
O2	0.1383477	54.1338	0.99294018
N2	0.71984253	269.1846	5.19529039
H2O	0.090642443	31.3788	0.64651239
	1.007379836	376.2514641	7.15681635

T < 1000			
T = 380.00 K			
P = 0.855 bar			
	Cp	h	s
CO2	0.051650568	15.1751	0.32081554
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
O2	0.1282545	48.2718	0.98864338
N2	0.74212994	285.5341	5.14373498
H2O	0.099290056	37.2387	0.63671248
	1.021325111	386.219655	7.08990638
T > 1000			
T = 430.00 K			
P = 0.85498018 bar			
	Cp	h	s
CO2	0.059123904	23.0252	0.32559742
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000
O2	0.1388818	57.5992	1.00124282
N2	0.725834944	287.2559	5.23858595
H2O	0.092123171	33.6634	0.65198572
	1.015963863	401.543622	7.21741191

T < 1000	CO2
	CO
	O2
	N2
	H2O
T > 1000	CO2
	CO
	O2
	N2
	H2O

Punto 23s:

Líquido comprimido		
x23s =	L.C.	
T23s =	49.33	°C
P23s =	2.500	bar
h23s =	206.5694183	kJ/kg
s23s =	0.694445625	kJ/kg K
v23s =	0.001011698	m3/kg
	206.6732174	

Punto 23:

Líquido comprimido		
x23 =	L.C.	
T23 =	49.33	°C
P23 =	2.500	bar
h23 =	206.615303	kJ/kg
s23 =	0.6947675	kJ/kg K
v23 =	0.0010117	m3/kg

Punto 24:

Líquido comprimido		
x24 =	L.C.	
T24 =	119.19	°C
P24 =	2.500	bar
h24 =	500.2625186	kJ/kg
s24 =	1.518840359	kJ/kg K
v24 =	0.001059871	m3/kg

Punto 25, 27 y 48:

Líquido saturado		
x25 =	0	
T25 =	127.43	°C
P25 =	2.500	bar
h25 =	535.3434382	kJ/kg
s25 =	1.607139835	kJ/kg K

<p>VAPOR SOBRECALENTADO</p> <p>SI : $h_{34} > hg_{34}$ ESTA EN REGION DE V.S-C</p>			<p>VAPOR SATURADO SECO</p> <p>SI : $h_{34} = hg_{34}$ ESTA EN REGION DE V.S.S</p>																										
<table border="1"> <tr><th colspan="2">Vap.S.C</th></tr> <tr><td>T34 = 7</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P34 = 101.000</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h34 = 2669.15</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s34 = 6.128261974</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v34 = 0.024836029</td><td>m3/kg</td></tr> </table> <p>hg34 = 2725.958583</p>			Vap.S.C		T34 = 7	°C	P34 = 101.000	bar	h34 = 2669.15	KJ/kg	s34 = 6.128261974	kJ/kg K	v34 = 0.024836029	m3/kg	<table border="1"> <tr><th colspan="2">1</th></tr> <tr><td>T34 = 311.69322</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P34 = 101.000</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h34 = 2669.15</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s34 = 5.61370349</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v34 = 0.01782106</td><td>m3/kg</td></tr> </table> <p>hg34 = 2725.95858</p> <p>h = (hg) s = (sg) v = (vg)</p>			1		T34 = 311.69322	°C	P34 = 101.000	bar	h34 = 2669.15	KJ/kg	s34 = 5.61370349	kJ/kg K	v34 = 0.01782106	m3/kg
Vap.S.C																													
T34 = 7	°C																												
P34 = 101.000	bar																												
h34 = 2669.15	KJ/kg																												
s34 = 6.128261974	kJ/kg K																												
v34 = 0.024836029	m3/kg																												
1																													
T34 = 311.69322	°C																												
P34 = 101.000	bar																												
h34 = 2669.15	KJ/kg																												
s34 = 5.61370349	kJ/kg K																												
v34 = 0.01782106	m3/kg																												
<p>Vapor sobrecalentado</p>			<p>Líquido saturado</p>																										
<p>Vapor saturado seco</p>			<p>Vapor húmedo</p>																										
<p>Vapor húmedo</p>			<p>Líquido comprimido</p>																										
<p>Punto 36:</p>																													
<p>Vapor sobrecalentado</p>																													
<table border="1"> <tr><td>x36 =</td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T36 =</td><td>524.0</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P36 =</td><td>101</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h36 =</td><td>3434.058003</td><td>kJ /kg</td></tr> <tr><td>s36 =</td><td>6.670946039</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v36 =</td><td>0.033774049</td><td>m3/kg</td></tr> </table>						x36 =	Vap.S.C		T36 =	524.0	°C	P36 =	101	bar	h36 =	3434.058003	kJ /kg	s36 =	6.670946039	kJ/kg K	v36 =	0.033774049	m3/kg	<p>Conocemos P36 y T36</p>					
x36 =	Vap.S.C																												
T36 =	524.0	°C																											
P36 =	101	bar																											
h36 =	3434.058003	kJ /kg																											
s36 =	6.670946039	kJ/kg K																											
v36 =	0.033774049	m3/kg																											
<p>VAPOR SOBRECALENTADO</p> <p>SI : $T_{36} > (Ts_{at})_{p3}$ ESTA EN REGION DE V.S-C</p>			<p>VAPOR SATURADO SECO</p> <p>SI : $T_{36} = (Ts_{at})_p$ ESTA EN REGION DE V.S.S</p>																										
<table border="1"> <tr><th colspan="2">Vap.S.C</th></tr> <tr><td>T36 = 524.0</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P36 = 101.0</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h36 = 3434.06</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s36 = 6.6709</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v36 = 0.033774</td><td>m3/kg</td></tr> </table> <p>(Ts_{at})_{p36} = 311.693222</p>			Vap.S.C		T36 = 524.0	°C	P36 = 101.0	bar	h36 = 3434.06	KJ/kg	s36 = 6.6709	kJ/kg K	v36 = 0.033774	m3/kg	<table border="1"> <tr><th colspan="2">1</th></tr> <tr><td>T36 = 524.0</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P36 = 101.0</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h36 = 2725.96</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s36 = 5.61370</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v36 = 0.017821</td><td>m3/kg</td></tr> </table> <p>(Ts_{at})_{p36} = 311.693222</p> <p>v = (vg) h = (hg) s = (sg)</p>			1		T36 = 524.0	°C	P36 = 101.0	bar	h36 = 2725.96	KJ/kg	s36 = 5.61370	kJ/kg K	v36 = 0.017821	m3/kg
Vap.S.C																													
T36 = 524.0	°C																												
P36 = 101.0	bar																												
h36 = 3434.06	KJ/kg																												
s36 = 6.6709	kJ/kg K																												
v36 = 0.033774	m3/kg																												
1																													
T36 = 524.0	°C																												
P36 = 101.0	bar																												
h36 = 2725.96	KJ/kg																												
s36 = 5.61370	kJ/kg K																												
v36 = 0.017821	m3/kg																												
<p>Punto 37s:</p>																													
<p>Vapor sobrecalentado</p>																													
<table border="1"> <tr><td>x37s =</td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T37s =</td><td>315.472</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P37s =</td><td>26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h37s =</td><td>3042.722874</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s37s =</td><td>6.670946039</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v37s =</td><td>0.094645316</td><td>m3/kg</td></tr> </table>						x37s =	Vap.S.C		T37s =	315.472	°C	P37s =	26.9	bar	h37s =	3042.722874	kJ/kg	s37s =	6.670946039	kJ/kg K	v37s =	0.094645316	m3/kg	<p>Conocemos P37 y S37s</p> <p>Tsat37 = 227.869991 °C</p>					
x37s =	Vap.S.C																												
T37s =	315.472	°C																											
P37s =	26.9	bar																											
h37s =	3042.722874	kJ/kg																											
s37s =	6.670946039	kJ/kg K																											
v37s =	0.094645316	m3/kg																											
<p>VAPOR SOBRECALENTADO</p> <p>SI : $s_{37s} > sg$ ESTA EN REGION DE V.S-C</p>			<p>VAPOR SATURADO SECO</p> <p>SI : $s_{37s} = sg$ ESTA EN REGION DE V.S.S</p>																										
<table border="1"> <tr><th colspan="2">Vap.S.C</th></tr> <tr><td>T37s = 315.472222</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P37s = 26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h37s = 3042.722874</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s37s = 6.670946039</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v37s = 0.094645316</td><td>m3/kg</td></tr> </table> <p>sg = 6.225776232</p>			Vap.S.C		T37s = 315.472222	°C	P37s = 26.9	bar	h37s = 3042.722874	KJ/kg	s37s = 6.670946039	kJ/kg K	v37s = 0.094645316	m3/kg	<table border="1"> <tr><th colspan="2">1</th></tr> <tr><td>T37s = 227.869991</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P37s = 26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h37s = 2801.68356</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s37s = 6.67094604</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v37s = 0.07429875</td><td>m3/kg</td></tr> </table> <p>sg = 6.22577623</p> <p>h = (hg) s = (sg) v = (vg)</p>			1		T37s = 227.869991	°C	P37s = 26.9	bar	h37s = 2801.68356	KJ/kg	s37s = 6.67094604	kJ/kg K	v37s = 0.07429875	m3/kg
Vap.S.C																													
T37s = 315.472222	°C																												
P37s = 26.9	bar																												
h37s = 3042.722874	KJ/kg																												
s37s = 6.670946039	kJ/kg K																												
v37s = 0.094645316	m3/kg																												
1																													
T37s = 227.869991	°C																												
P37s = 26.9	bar																												
h37s = 2801.68356	KJ/kg																												
s37s = 6.67094604	kJ/kg K																												
v37s = 0.07429875	m3/kg																												
<p>Punto 37:</p>																													

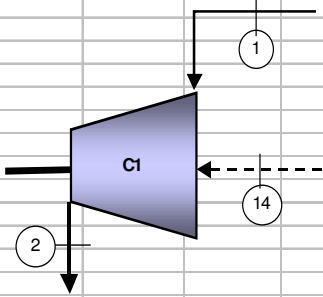
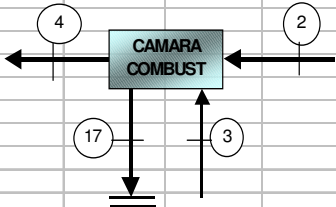
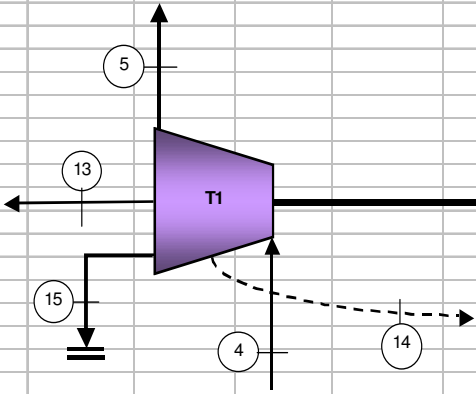
Punto 37:																																															
Vapor sobrecalentado																																															
<table border="1"> <tr><td>x37 =</td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T37 =</td><td>328.5555556</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P37 =</td><td>26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h37 =</td><td>3074.029685</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s37 =</td><td>6.723638871</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v37 =</td><td>0.097321831</td><td>m3/kg</td></tr> </table>		x37 =	Vap.S.C		T37 =	328.5555556	°C	P37 =	26.9	bar	h37 =	3074.029685	kJ/kg	s37 =	6.723638871	kJ/kg K	v37 =	0.097321831	m3/kg																												
x37 =	Vap.S.C																																														
T37 =	328.5555556	°C																																													
P37 =	26.9	bar																																													
h37 =	3074.029685	kJ/kg																																													
s37 =	6.723638871	kJ/kg K																																													
v37 =	0.097321831	m3/kg																																													
VAPOR SOBRECALENTADO		SI : h37 > hg37 ESTA EN REGION DE V.S-C		hg37 = 2801.683558		VAPOR SATURADO SECO		SI : h37 = hg37 ESTA EN REGION DE V.S.S																																							
<table border="1"> <tr><td></td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T37 =</td><td>328.5555556</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P37 =</td><td>26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h37 =</td><td>3074.029685</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s37 =</td><td>6.723638871</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v37 =</td><td>0.097321831</td><td>m3/kg</td></tr> </table>			Vap.S.C		T37 =	328.5555556	°C	P37 =	26.9	bar	h37 =	3074.029685	kJ/kg	s37 =	6.723638871	kJ/kg K	v37 =	0.097321831	m3/kg					<table border="1"> <tr><td>x37 =</td><td>1</td><td></td></tr> <tr><td>T37 =</td><td>227.869991</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P37 =</td><td>26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h37 =</td><td>3074.02968</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s37 =</td><td>6.22577623</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v37 =</td><td>0.07429875</td><td>m3/kg</td></tr> </table>		x37 =	1		T37 =	227.869991	°C	P37 =	26.9	bar	h37 =	3074.02968	kJ/kg	s37 =	6.22577623	kJ/kg K	v37 =	0.07429875	m3/kg	hg37 = 2801.68356		h = (hg) s = (sg) v = (vg)	
	Vap.S.C																																														
T37 =	328.5555556	°C																																													
P37 =	26.9	bar																																													
h37 =	3074.029685	kJ/kg																																													
s37 =	6.723638871	kJ/kg K																																													
v37 =	0.097321831	m3/kg																																													
x37 =	1																																														
T37 =	227.869991	°C																																													
P37 =	26.9	bar																																													
h37 =	3074.02968	kJ/kg																																													
s37 =	6.22577623	kJ/kg K																																													
v37 =	0.07429875	m3/kg																																													
Punto 38:																																															
Vapor sobrecalentado																																															
<table border="1"> <tr><td>x38 =</td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T38 =</td><td>524</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P38 =</td><td>26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h38 =</td><td>3513.024561</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s38 =</td><td>7.35615429</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v38 =</td><td>0.134150569</td><td>m3/kg</td></tr> </table>		x38 =	Vap.S.C		T38 =	524	°C	P38 =	26.9	bar	h38 =	3513.024561	kJ/kg	s38 =	7.35615429	kJ/kg K	v38 =	0.134150569	m3/kg																												
x38 =	Vap.S.C																																														
T38 =	524	°C																																													
P38 =	26.9	bar																																													
h38 =	3513.024561	kJ/kg																																													
s38 =	7.35615429	kJ/kg K																																													
v38 =	0.134150569	m3/kg																																													
VAPOR SOBRECALENTADO		SI : T38 > (Tsat)p3 ESTA EN REGION DE V.S-C		(Tsat)p38 = 227.869991		VAPOR SATURADO SECO		SI : T38 = (Tsat)p ESTA EN REGION DE V.S.S																																							
<table border="1"> <tr><td></td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T38 =</td><td>524.0</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P38 =</td><td>26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h38 =</td><td>3513.02</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s38 =</td><td>7.3562</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v38 =</td><td>0.134151</td><td>m3/kg</td></tr> </table>			Vap.S.C		T38 =	524.0	°C	P38 =	26.9	bar	h38 =	3513.02	kJ/kg	s38 =	7.3562	kJ/kg K	v38 =	0.134151	m3/kg					<table border="1"> <tr><td>x38 =</td><td>1</td><td></td></tr> <tr><td>T38 =</td><td>524.0</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P38 =</td><td>26.9</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h38 =</td><td>2801.68</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s38 =</td><td>6.22578</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v38 =</td><td>0.074299</td><td>m3/kg</td></tr> </table>		x38 =	1		T38 =	524.0	°C	P38 =	26.9	bar	h38 =	2801.68	kJ/kg	s38 =	6.22578	kJ/kg K	v38 =	0.074299	m3/kg	(Tsat)p38 = 227.869991		v = (vg) h = (hg) s = (sg)	
	Vap.S.C																																														
T38 =	524.0	°C																																													
P38 =	26.9	bar																																													
h38 =	3513.02	kJ/kg																																													
s38 =	7.3562	kJ/kg K																																													
v38 =	0.134151	m3/kg																																													
x38 =	1																																														
T38 =	524.0	°C																																													
P38 =	26.9	bar																																													
h38 =	2801.68	kJ/kg																																													
s38 =	6.22578	kJ/kg K																																													
v38 =	0.074299	m3/kg																																													
Punto 40:																																															
Vapor sobrecalentado																																															
<table border="1"> <tr><td>x40 =</td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T40 =</td><td>225</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P40 =</td><td>2.5</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h40 =</td><td>2918.895608</td><td>kJ /kg</td></tr> <tr><td>s40 =</td><td>7.504953837</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v40 =</td><td>0.909905737</td><td>m3/kg</td></tr> </table>		x40 =	Vap.S.C		T40 =	225	°C	P40 =	2.5	bar	h40 =	2918.895608	kJ /kg	s40 =	7.504953837	kJ/kg K	v40 =	0.909905737	m3/kg																												
x40 =	Vap.S.C																																														
T40 =	225	°C																																													
P40 =	2.5	bar																																													
h40 =	2918.895608	kJ /kg																																													
s40 =	7.504953837	kJ/kg K																																													
v40 =	0.909905737	m3/kg																																													
VAPOR SOBRECALENTADO		SI : T40 > (Tsat)p4 ESTA EN REGION DE V.S-C		(Tsat)p40 = 127.430358		VAPOR SATURADO SECO		SI : T40 = (Tsat)p ESTA EN REGION DE V.S.S																																							
<table border="1"> <tr><td></td><td>Vap.S.C</td><td></td></tr> <tr><td>T40 =</td><td>225.0</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P40 =</td><td>2.5</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h40 =</td><td>2918.90</td><td>kJ/kg</td></tr> </table>			Vap.S.C		T40 =	225.0	°C	P40 =	2.5	bar	h40 =	2918.90	kJ/kg					<table border="1"> <tr><td>x40 =</td><td>1</td><td></td></tr> <tr><td>T40 =</td><td>225.0</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P40 =</td><td>2.5</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h40 =</td><td>2716.39</td><td>kJ/kg</td></tr> </table>		x40 =	1		T40 =	225.0	°C	P40 =	2.5	bar	h40 =	2716.39	kJ/kg	(Tsat)p40 = 127.430358		v = (vg)													
	Vap.S.C																																														
T40 =	225.0	°C																																													
P40 =	2.5	bar																																													
h40 =	2918.90	kJ/kg																																													
x40 =	1																																														
T40 =	225.0	°C																																													
P40 =	2.5	bar																																													
h40 =	2716.39	kJ/kg																																													

s40 = 7.5050	kJ/kg K		s40 = 7.05202	kJ/kg K	h = (hg)												
v40 = 0.909906	m3/kg		v40 = 0.718439	m3/kg	s = (sg)												
Punto 41s:																	
Vapor húmedo																	
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr><td>x41s = 0.900802486</td><td></td></tr> <tr><td>T41s = 49.30000106</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P41s = 0.119131131</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h41s = 2354.384502</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s41s = 7.35615429</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v41s = 11.21208492</td><td>m3/kg</td></tr> </table>						x41s = 0.900802486		T41s = 49.30000106	°C	P41s = 0.119131131	bar	h41s = 2354.384502	kJ/kg	s41s = 7.35615429	kJ/kg K	v41s = 11.21208492	m3/kg
x41s = 0.900802486																	
T41s = 49.30000106	°C																
P41s = 0.119131131	bar																
h41s = 2354.384502	kJ/kg																
s41s = 7.35615429	kJ/kg K																
v41s = 11.21208492	m3/kg																
<p>Conocemos P41 y S41s</p> <p>Tsat41 = 49.3000011 °C</p>																	
VAPOR SOBREALENTADO			VAPOR SATURADO SECO														
SI : s41s > sg ESTA EN REGION DE V.S-C			SI : s41s = sg ESTA EN REGION DE V.S-S														
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr><th colspan="2">Vap.S.C</th></tr> <tr><td>T41s = 6</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P41s = 0.119131131</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h41s = 6</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s41s = 7.35615429</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v41s = 0.006</td><td>m3/kg</td></tr> </table>			Vap.S.C		T41s = 6	°C	P41s = 0.119131131	bar	h41s = 6	KJ/kg	s41s = 7.35615429	kJ/kg K	v41s = 0.006	m3/kg	sg = 8.089750109		
Vap.S.C																	
T41s = 6	°C																
P41s = 0.119131131	bar																
h41s = 6	KJ/kg																
s41s = 7.35615429	kJ/kg K																
v41s = 0.006	m3/kg																
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr><td>x41s = 1</td><td></td></tr> <tr><td>T41s = 49.3000011</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P41s = 0.11913113</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h41s = 2590.93115</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s41s = 7.35615429</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v41s = 12.4466625</td><td>m3/kg</td></tr> </table>			x41s = 1		T41s = 49.3000011	°C	P41s = 0.11913113	bar	h41s = 2590.93115	KJ/kg	s41s = 7.35615429	kJ/kg K	v41s = 12.4466625	m3/kg	h = (hg) s = (sg) v = (vg)		
x41s = 1																	
T41s = 49.3000011	°C																
P41s = 0.11913113	bar																
h41s = 2590.93115	KJ/kg																
s41s = 7.35615429	kJ/kg K																
v41s = 12.4466625	m3/kg																
Punto 41:																	
Vapor húmedo																	
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr><td>x41 = 0.939673199</td><td></td></tr> <tr><td>T41 = 49.30000106</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P41 = 0.119131131</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h41 = 2447.075707</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s41 = 7.643615049</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v41 = 11.69585624</td><td>m3/kg</td></tr> </table>						x41 = 0.939673199		T41 = 49.30000106	°C	P41 = 0.119131131	bar	h41 = 2447.075707	kJ/kg	s41 = 7.643615049	kJ/kg K	v41 = 11.69585624	m3/kg
x41 = 0.939673199																	
T41 = 49.30000106	°C																
P41 = 0.119131131	bar																
h41 = 2447.075707	kJ/kg																
s41 = 7.643615049	kJ/kg K																
v41 = 11.69585624	m3/kg																
VAPOR SOBREALENTADO			VAPOR SATURADO SECO														
SI : h41 > hg41 ESTA EN REGION DE V.S-C			SI : h41 = hg41 ESTA EN REGION DE V.S-S														
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr><th colspan="2">Vap.S.C</th></tr> <tr><td>T41 = 7</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P41 = 0.119131131</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h41 = 2447.075707</td><td>JK/kg</td></tr> <tr><td>s41 = 0.242033249</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v41 = 0.001001019</td><td>m3/kg</td></tr> </table>			Vap.S.C		T41 = 7	°C	P41 = 0.119131131	bar	h41 = 2447.075707	JK/kg	s41 = 0.242033249	kJ/kg K	v41 = 0.001001019	m3/kg	hg41 = 2590.931155		
Vap.S.C																	
T41 = 7	°C																
P41 = 0.119131131	bar																
h41 = 2447.075707	JK/kg																
s41 = 0.242033249	kJ/kg K																
v41 = 0.001001019	m3/kg																
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr><td>x41 = 1</td><td></td></tr> <tr><td>T41 = 49.3000011</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P41 = 0.11913113</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h41 = 2447.07571</td><td>KJ/kg</td></tr> <tr><td>s41 = 8.08975011</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v41 = 12.4466625</td><td>m3/kg</td></tr> </table>			x41 = 1		T41 = 49.3000011	°C	P41 = 0.11913113	bar	h41 = 2447.07571	KJ/kg	s41 = 8.08975011	kJ/kg K	v41 = 12.4466625	m3/kg	h = (hg) s = (sg) v = (vg)		
x41 = 1																	
T41 = 49.3000011	°C																
P41 = 0.11913113	bar																
h41 = 2447.07571	KJ/kg																
s41 = 8.08975011	kJ/kg K																
v41 = 12.4466625	m3/kg																
Punto 42s:																	
Vapor húmedo																	
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr><td>x42s = 0.9209233</td><td></td></tr> <tr><td>T42s = 49.30000106</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P42s = 0.119131131</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h42s = 2402.364649</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s42s = 7.504953837</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v42s = 11.46250154</td><td>m3/kg</td></tr> </table>						x42s = 0.9209233		T42s = 49.30000106	°C	P42s = 0.119131131	bar	h42s = 2402.364649	kJ/kg	s42s = 7.504953837	kJ/kg K	v42s = 11.46250154	m3/kg
x42s = 0.9209233																	
T42s = 49.30000106	°C																
P42s = 0.119131131	bar																
h42s = 2402.364649	kJ/kg																
s42s = 7.504953837	kJ/kg K																
v42s = 11.46250154	m3/kg																
<p>Conocemos P42 y S42s</p> <p>Tsat42 = 49.3000011 °C</p>																	
VAPOR SOBREALENTADO			VAPOR SATURADO SECO														
SI : s42s > sg ESTA EN REGION DE V.S-C			SI : s42s = sg ESTA EN REGION DE V.S-S														

<table border="1"> <tr><th colspan="2">Vap.S.C</th></tr> <tr><td>T42s =</td><td>6 °C</td></tr> <tr><td>P42s =</td><td>0.119131131 bar</td></tr> <tr><td>h42s =</td><td>6 kJ/kg</td></tr> <tr><td>s42s =</td><td>7.504953837 kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v42s =</td><td>0.006 m³/kg</td></tr> </table>			Vap.S.C		T42s =	6 °C	P42s =	0.119131131 bar	h42s =	6 kJ/kg	s42s =	7.504953837 kJ/kg K	v42s =	0.006 m ³ /kg	sg = 8.089750109	<table border="1"> <tr><th colspan="2">1</th></tr> <tr><td>x42s =</td><td>49.3000011 °C</td></tr> <tr><td>T42s =</td><td>49.3000011 °C</td></tr> <tr><td>P42s =</td><td>0.11913113 bar</td></tr> <tr><td>h42s =</td><td>2590.93115 kJ/kg</td></tr> <tr><td>s42s =</td><td>7.50495384 kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v42s =</td><td>12.4466625 m³/kg</td></tr> </table>			1		x42s =	49.3000011 °C	T42s =	49.3000011 °C	P42s =	0.11913113 bar	h42s =	2590.93115 kJ/kg	s42s =	7.50495384 kJ/kg K	v42s =	12.4466625 m ³ /kg	sg = 8.08975011
Vap.S.C																																	
T42s =	6 °C																																
P42s =	0.119131131 bar																																
h42s =	6 kJ/kg																																
s42s =	7.504953837 kJ/kg K																																
v42s =	0.006 m ³ /kg																																
1																																	
x42s =	49.3000011 °C																																
T42s =	49.3000011 °C																																
P42s =	0.11913113 bar																																
h42s =	2590.93115 kJ/kg																																
s42s =	7.50495384 kJ/kg K																																
v42s =	12.4466625 m ³ /kg																																
			h = (hg)	s = (sg)	v = (vg)																												
Punto 42:																																	
Vapor húmedo																																	
<table border="1"> <tr><td>x42 =</td><td>0.938252174</td><td></td></tr> <tr><td>T42 =</td><td>49.30000106</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P42 =</td><td>0.119131131</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h42 =</td><td>2443.687125</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s42 =</td><td>7.633106131</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v42 =</td><td>11.67817065</td><td>m³/kg</td></tr> </table>						x42 =	0.938252174		T42 =	49.30000106	°C	P42 =	0.119131131	bar	h42 =	2443.687125	kJ/kg	s42 =	7.633106131	kJ/kg K	v42 =	11.67817065	m ³ /kg										
x42 =	0.938252174																																
T42 =	49.30000106	°C																															
P42 =	0.119131131	bar																															
h42 =	2443.687125	kJ/kg																															
s42 =	7.633106131	kJ/kg K																															
v42 =	11.67817065	m ³ /kg																															
VAPOR SOBREALENTADO			VAPOR SATURADO SECO																														
SI: h42 > hg42 ESTA EN REGION DE V.S-C			SI: h42 = hg42 ESTA EN REGION DE V.S.S																														
hg42 = 2590.931155			hg42 = 2590.93115																														
<table border="1"> <tr><th colspan="2">Vap.S.C</th></tr> <tr><td>T42 =</td><td>7 °C</td></tr> <tr><td>P42 =</td><td>0.119131131 bar</td></tr> <tr><td>h42 =</td><td>2443.687125 kJ/kg</td></tr> <tr><td>s42 =</td><td>7 kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v42 =</td><td>0.007 m³/kg</td></tr> </table>			Vap.S.C		T42 =	7 °C	P42 =	0.119131131 bar	h42 =	2443.687125 kJ/kg	s42 =	7 kJ/kg K	v42 =	0.007 m ³ /kg	<table border="1"> <tr><th colspan="2">1</th></tr> <tr><td>x42 =</td><td>49.3000011 °C</td></tr> <tr><td>T42 =</td><td>49.3000011 °C</td></tr> <tr><td>P42 =</td><td>0.11913113 bar</td></tr> <tr><td>h42 =</td><td>2443.68713 kJ/kg</td></tr> <tr><td>s42 =</td><td>8.08975011 kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v42 =</td><td>12.4466625 m³/kg</td></tr> </table>			1		x42 =	49.3000011 °C	T42 =	49.3000011 °C	P42 =	0.11913113 bar	h42 =	2443.68713 kJ/kg	s42 =	8.08975011 kJ/kg K	v42 =	12.4466625 m ³ /kg		
Vap.S.C																																	
T42 =	7 °C																																
P42 =	0.119131131 bar																																
h42 =	2443.687125 kJ/kg																																
s42 =	7 kJ/kg K																																
v42 =	0.007 m ³ /kg																																
1																																	
x42 =	49.3000011 °C																																
T42 =	49.3000011 °C																																
P42 =	0.11913113 bar																																
h42 =	2443.68713 kJ/kg																																
s42 =	8.08975011 kJ/kg K																																
v42 =	12.4466625 m ³ /kg																																
			h = (hg)																														
			s = (sg)																														
			v = (vg)																														
Punto 43:																																	
Líquido saturado																																	
<table border="1"> <tr><td>x43 =</td><td>0</td><td></td></tr> <tr><td>T43 =</td><td>49.3</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P43 =</td><td>0.11913113</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h43 =</td><td>206.3285245</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s43 =</td><td>0.694445625</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v43 =</td><td>0.001011789</td><td>m³/kg</td></tr> </table>						x43 =	0		T43 =	49.3	°C	P43 =	0.11913113	bar	h43 =	206.3285245	kJ/kg	s43 =	0.694445625	kJ/kg K	v43 =	0.001011789	m ³ /kg										
x43 =	0																																
T43 =	49.3	°C																															
P43 =	0.11913113	bar																															
h43 =	206.3285245	kJ/kg																															
s43 =	0.694445625	kJ/kg K																															
v43 =	0.001011789	m ³ /kg																															
Punto 44 y 46:																																	
Líquido comprimido																																	
<table border="1"> <tr><td>x44 =</td><td>L.C.</td><td></td></tr> <tr><td>T44 =</td><td>16.18</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P44 =</td><td>0.855</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h44 =</td><td>67.96865631</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s44 =</td><td>0.241440916</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v44 =</td><td>0.001000979</td><td>m³/kg</td></tr> </table>						x44 =	L.C.		T44 =	16.18	°C	P44 =	0.855	bar	h44 =	67.96865631	kJ/kg	s44 =	0.241440916	kJ/kg K	v44 =	0.001000979	m ³ /kg										
x44 =	L.C.																																
T44 =	16.18	°C																															
P44 =	0.855	bar																															
h44 =	67.96865631	kJ/kg																															
s44 =	0.241440916	kJ/kg K																															
v44 =	0.001000979	m ³ /kg																															
Punto 45:																																	
Líquido comprimido																																	
<table border="1"> <tr><td>x45 =</td><td>L.C.</td><td></td></tr> <tr><td>T45 =</td><td>28.48</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P45 =</td><td>0.855</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h45 =</td><td>119.3949709</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s45 =</td><td>0.415508984</td><td>kJ/kg K</td></tr> </table>						x45 =	L.C.		T45 =	28.48	°C	P45 =	0.855	bar	h45 =	119.3949709	kJ/kg	s45 =	0.415508984	kJ/kg K													
x45 =	L.C.																																
T45 =	28.48	°C																															
P45 =	0.855	bar																															
h45 =	119.3949709	kJ/kg																															
s45 =	0.415508984	kJ/kg K																															

v45 = 0.001003817 m ³ /kg																																																																																																					
Punto 64:																																																																																																					
Líquido saturado																																																																																																					
<table border="1"> <tr><td>x64 =</td><td>0</td><td></td></tr> <tr><td>T64 =</td><td>311.69</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P64 =</td><td>101.00</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h64 =</td><td>1412.36643</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s64 =</td><td>3.3676970</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v64 =</td><td>0.0014561</td><td>m³/kg</td></tr> </table>						x64 =	0		T64 =	311.69	°C	P64 =	101.00	bar	h64 =	1412.36643	kJ/kg	s64 =	3.3676970	kJ/kg K	v64 =	0.0014561	m ³ /kg																																																																														
x64 =	0																																																																																																				
T64 =	311.69	°C																																																																																																			
P64 =	101.00	bar																																																																																																			
h64 =	1412.36643	kJ/kg																																																																																																			
s64 =	3.3676970	kJ/kg K																																																																																																			
v64 =	0.0014561	m ³ /kg																																																																																																			
Condiciones del Ambiente																																																																																																					
Agua:																																																																																																					
Líquido comprimido																																																																																																					
<table border="1"> <tr><td>x =</td><td>L.C.</td><td></td></tr> <tr><td>T =</td><td>37.00</td><td>°C</td></tr> <tr><td>P =</td><td>0.855</td><td>bar</td></tr> <tr><td>h =</td><td>154.9858373</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>s =</td><td>0.5318680</td><td>kJ/kg K</td></tr> <tr><td>b =</td><td>9.0907360</td><td>kJ/kg</td></tr> <tr><td>v =</td><td>0.001006637</td><td>m³/kg</td></tr> </table>						x =	L.C.		T =	37.00	°C	P =	0.855	bar	h =	154.9858373	kJ/kg	s =	0.5318680	kJ/kg K	b =	9.0907360	kJ/kg	v =	0.001006637	m ³ /kg																																																																											
x =	L.C.																																																																																																				
T =	37.00	°C																																																																																																			
P =	0.855	bar																																																																																																			
h =	154.9858373	kJ/kg																																																																																																			
s =	0.5318680	kJ/kg K																																																																																																			
b =	9.0907360	kJ/kg																																																																																																			
v =	0.001006637	m ³ /kg																																																																																																			
Aire:																																																																																																					
<table border="1"> <tr><td colspan="2">T < 1000</td><td colspan="2">T = 310.13 K</td><td colspan="2">P = 0.855 bar</td></tr> <tr><td></td><td></td><td>Cp</td><td>h</td><td>s</td><td>b</td></tr> <tr><td>N2</td><td></td><td>0.794324553</td><td>250.8204928</td><td>5.34576236</td><td></td></tr> <tr><td>O2</td><td></td><td>0.213408795</td><td>66.672034</td><td>1.59905936</td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td>1.007733349</td><td>317.4925268</td><td>6.94482172</td><td>1719.75</td></tr> <tr><td colspan="2">T > 1000</td><td colspan="2">T = 310.13 K</td><td colspan="2">P = 0.855 bar</td></tr> <tr><td></td><td></td><td>Cp</td><td>h</td><td>s</td><td>b</td></tr> <tr><td>N2</td><td></td><td>0.746662271</td><td>216.7534875</td><td>5.35999664</td><td></td></tr> <tr><td>O2</td><td></td><td>0.230622778</td><td>69.57715619</td><td>1.58802362</td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td>0.977285049</td><td>286.3306437</td><td>6.94802026</td><td>1616.38</td></tr> </table>						T < 1000		T = 310.13 K		P = 0.855 bar				Cp	h	s	b	N2		0.794324553	250.8204928	5.34576236		O2		0.213408795	66.672034	1.59905936				1.007733349	317.4925268	6.94482172	1719.75	T > 1000		T = 310.13 K		P = 0.855 bar				Cp	h	s	b	N2		0.746662271	216.7534875	5.35999664		O2		0.230622778	69.57715619	1.58802362				0.977285049	286.3306437	6.94802026	1616.38																																				
T < 1000		T = 310.13 K		P = 0.855 bar																																																																																																	
		Cp	h	s	b																																																																																																
N2		0.794324553	250.8204928	5.34576236																																																																																																	
O2		0.213408795	66.672034	1.59905936																																																																																																	
		1.007733349	317.4925268	6.94482172	1719.75																																																																																																
T > 1000		T = 310.13 K		P = 0.855 bar																																																																																																	
		Cp	h	s	b																																																																																																
N2		0.746662271	216.7534875	5.35999664																																																																																																	
O2		0.230622778	69.57715619	1.58802362																																																																																																	
		0.977285049	286.3306437	6.94802026	1616.38																																																																																																
Productos de la combustión:																																																																																																					
<table border="1"> <tr><td colspan="2">Turbina</td><td colspan="2">T = 310.13 K</td><td colspan="2">P = 0.8550 bar</td></tr> <tr><td colspan="2">T < 1000</td><td>Cp</td><td>h</td><td>s</td><td>b</td></tr> <tr><td>CO2</td><td></td><td>0.048029019</td><td>11.6900</td><td>0.3106935</td><td></td></tr> <tr><td>CO</td><td></td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td><td></td></tr> <tr><td>O2</td><td></td><td>0.1260849</td><td>39.3908</td><td>0.96282479</td><td></td></tr> <tr><td>N2</td><td></td><td>0.740309291</td><td>233.7643</td><td>4.99319466</td><td></td></tr> <tr><td>H2O</td><td></td><td>0.097934904</td><td>30.3514</td><td>0.61668883</td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td>1.012358158</td><td>315.196525</td><td>6.88340178</td><td>10.91689805</td></tr> <tr><td colspan="2">T > 1000</td><td colspan="2">T = 310.1 K</td><td colspan="2">P = 0.8550 bar</td></tr> <tr><td></td><td></td><td>Cp</td><td>h</td><td>s</td><td>b</td></tr> <tr><td>CO2</td><td></td><td>0.05623897</td><td>16.1078</td><td>0.30676473</td><td></td></tr> <tr><td>CO</td><td></td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td><td></td></tr> <tr><td>O2</td><td></td><td>0.1362552</td><td>41.1072</td><td>0.95630472</td><td></td></tr> <tr><td>N2</td><td></td><td>0.695888115</td><td>202.0139</td><td>5.00646098</td><td></td></tr> <tr><td>H2O</td><td></td><td>0.084807644</td><td>23.0536</td><td>0.62312564</td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td>0.973189939</td><td>282.2825071</td><td>6.89265607</td><td>11.00976623</td></tr> </table>						Turbina		T = 310.13 K		P = 0.8550 bar		T < 1000		Cp	h	s	b	CO2		0.048029019	11.6900	0.3106935		CO		0.0000000	0.0000	0.0000000		O2		0.1260849	39.3908	0.96282479		N2		0.740309291	233.7643	4.99319466		H2O		0.097934904	30.3514	0.61668883				1.012358158	315.196525	6.88340178	10.91689805	T > 1000		T = 310.1 K		P = 0.8550 bar				Cp	h	s	b	CO2		0.05623897	16.1078	0.30676473		CO		0.0000000	0.0000	0.0000000		O2		0.1362552	41.1072	0.95630472		N2		0.695888115	202.0139	5.00646098		H2O		0.084807644	23.0536	0.62312564				0.973189939	282.2825071	6.89265607	11.00976623
Turbina		T = 310.13 K		P = 0.8550 bar																																																																																																	
T < 1000		Cp	h	s	b																																																																																																
CO2		0.048029019	11.6900	0.3106935																																																																																																	
CO		0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																	
O2		0.1260849	39.3908	0.96282479																																																																																																	
N2		0.740309291	233.7643	4.99319466																																																																																																	
H2O		0.097934904	30.3514	0.61668883																																																																																																	
		1.012358158	315.196525	6.88340178	10.91689805																																																																																																
T > 1000		T = 310.1 K		P = 0.8550 bar																																																																																																	
		Cp	h	s	b																																																																																																
CO2		0.05623897	16.1078	0.30676473																																																																																																	
CO		0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																	
O2		0.1362552	41.1072	0.95630472																																																																																																	
N2		0.695888115	202.0139	5.00646098																																																																																																	
H2O		0.084807644	23.0536	0.62312564																																																																																																	
		0.973189939	282.2825071	6.89265607	11.00976623																																																																																																
<table border="1"> <tr><td colspan="2">HRSG</td><td colspan="2">T = 310.13 K</td><td colspan="2">P = 0.8550 bar</td></tr> <tr><td colspan="2">T < 1000</td><td>Cp</td><td>h</td><td>s</td><td>b</td></tr> <tr><td>CO2</td><td></td><td>0.04802904</td><td>11.6900</td><td>0.31069363</td><td></td></tr> <tr><td>CO</td><td></td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td><td></td></tr> <tr><td>O2</td><td></td><td>0.1260850</td><td>39.3908</td><td>0.96282518</td><td></td></tr> <tr><td>N2</td><td></td><td>0.74030959</td><td>233.7644</td><td>4.9931967</td><td></td></tr> <tr><td>H2O</td><td></td><td>0.09793494</td><td>30.3514</td><td>0.61668908</td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td>1.01235857</td><td>315.196654</td><td>6.88340459</td><td>10.9169025</td></tr> <tr><td colspan="2">T > 1000</td><td colspan="2">T = 310.13 K</td><td colspan="2">P = 0.8550 bar</td></tr> <tr><td></td><td></td><td>Cp</td><td>h</td><td>s</td><td>b</td></tr> <tr><td>CO2</td><td></td><td>0.05623899</td><td>16.1078</td><td>0.30676485</td><td></td></tr> <tr><td>CO</td><td></td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td><td></td></tr> <tr><td>O2</td><td></td><td>0.1362553</td><td>41.1072</td><td>0.95630511</td><td></td></tr> <tr><td>N2</td><td></td><td>0.6958884</td><td>202.0140</td><td>5.00646303</td><td></td></tr> <tr><td>H2O</td><td></td><td>0.08480768</td><td>23.0536</td><td>0.6231259</td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td>0.97319034</td><td>282.282622</td><td>6.89265889</td><td>11.0097707</td></tr> </table>						HRSG		T = 310.13 K		P = 0.8550 bar		T < 1000		Cp	h	s	b	CO2		0.04802904	11.6900	0.31069363		CO		0.0000000	0.0000	0.0000000		O2		0.1260850	39.3908	0.96282518		N2		0.74030959	233.7644	4.9931967		H2O		0.09793494	30.3514	0.61668908				1.01235857	315.196654	6.88340459	10.9169025	T > 1000		T = 310.13 K		P = 0.8550 bar				Cp	h	s	b	CO2		0.05623899	16.1078	0.30676485		CO		0.0000000	0.0000	0.0000000		O2		0.1362553	41.1072	0.95630511		N2		0.6958884	202.0140	5.00646303		H2O		0.08480768	23.0536	0.6231259				0.97319034	282.282622	6.89265889	11.0097707
HRSG		T = 310.13 K		P = 0.8550 bar																																																																																																	
T < 1000		Cp	h	s	b																																																																																																
CO2		0.04802904	11.6900	0.31069363																																																																																																	
CO		0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																	
O2		0.1260850	39.3908	0.96282518																																																																																																	
N2		0.74030959	233.7644	4.9931967																																																																																																	
H2O		0.09793494	30.3514	0.61668908																																																																																																	
		1.01235857	315.196654	6.88340459	10.9169025																																																																																																
T > 1000		T = 310.13 K		P = 0.8550 bar																																																																																																	
		Cp	h	s	b																																																																																																
CO2		0.05623899	16.1078	0.30676485																																																																																																	
CO		0.0000000	0.0000	0.0000000																																																																																																	
O2		0.1362553	41.1072	0.95630511																																																																																																	
N2		0.6958884	202.0140	5.00646303																																																																																																	
H2O		0.08480768	23.0536	0.6231259																																																																																																	
		0.97319034	282.282622	6.89265889	11.0097707																																																																																																

Condiciones del AER																																						
Agua:																																						
Líquido comprimido																																						
<table border="1"> <tr><td>x =</td><td>L.C.</td></tr> <tr><td>T =</td><td>1.00 °C</td></tr> <tr><td>P =</td><td>1.013 bar</td></tr> <tr><td>h =</td><td>4.276675241 kJ/kg</td></tr> <tr><td>s =</td><td>0.0152575 kJ/kg K</td></tr> <tr><td>v =</td><td>0.001000098 m³/kg</td></tr> </table>						x =	L.C.	T =	1.00 °C	P =	1.013 bar	h =	4.276675241 kJ/kg	s =	0.0152575 kJ/kg K	v =	0.001000098 m ³ /kg																					
x =	L.C.																																					
T =	1.00 °C																																					
P =	1.013 bar																																					
h =	4.276675241 kJ/kg																																					
s =	0.0152575 kJ/kg K																																					
v =	0.001000098 m ³ /kg																																					
Aire:																																						
<table border="1"> <tr><td>T =</td><td>274.13 K</td></tr> <tr><td>P =</td><td>1.01325 bar</td></tr> </table>						T =	274.13 K	P =	1.01325 bar																													
T =	274.13 K																																					
P =	1.01325 bar																																					
<table border="1"> <tr><th>Cp</th><th>h</th><th>s</th></tr> <tr><td>N2</td><td>0.794785984</td><td>222.2196868</td><td>5.20922321</td></tr> <tr><td>O2</td><td>0.212099877</td><td>59.01430117</td><td>1.56257749</td></tr> <tr><td></td><td>1.006885861</td><td>281.233988</td><td>6.7718007</td></tr> </table>						Cp	h	s	N2	0.794785984	222.2196868	5.20922321	O2	0.212099877	59.01430117	1.56257749		1.006885861	281.233988	6.7718007																		
Cp	h	s																																				
N2	0.794785984	222.2196868	5.20922321																																			
O2	0.212099877	59.01430117	1.56257749																																			
	1.006885861	281.233988	6.7718007																																			
<table border="1"> <tr><td>T > 1000</td><td>T =</td><td>274.13 K</td></tr> <tr><td></td><td>P =</td><td>1.01325 bar</td></tr> <tr><th>Cp</th><th>h</th><th>s</th></tr> <tr><td>N2</td><td>0.736352363</td><td>190.0582842</td><td>5.23000256</td></tr> <tr><td>O2</td><td>0.229231606</td><td>61.29969768</td><td>1.54941776</td></tr> <tr><td></td><td>0.965583969</td><td>251.3579819</td><td>6.77942033</td></tr> </table>						T > 1000	T =	274.13 K		P =	1.01325 bar	Cp	h	s	N2	0.736352363	190.0582842	5.23000256	O2	0.229231606	61.29969768	1.54941776		0.965583969	251.3579819	6.77942033												
T > 1000	T =	274.13 K																																				
	P =	1.01325 bar																																				
Cp	h	s																																				
N2	0.736352363	190.0582842	5.23000256																																			
O2	0.229231606	61.29969768	1.54941776																																			
	0.965583969	251.3579819	6.77942033																																			
Productos de la combustión:																																						
<table border="1"> <tr><td>Turbina</td><td>T =</td><td>274.13 K</td></tr> <tr><td>T < 1000</td><td>P =</td><td>1.0133 bar</td></tr> <tr><th>Cp</th><th>h</th><th>s</th></tr> <tr><td>CO2</td><td>0.045974265</td><td>9.9976</td><td>0.30309614</td></tr> <tr><td>CO</td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td></tr> <tr><td>O2</td><td>0.1253116</td><td>34.8665</td><td>0.94127079</td></tr> <tr><td>N2</td><td>0.740739343</td><td>207.1084</td><td>4.86594037</td></tr> <tr><td>H2O</td><td>0.097440006</td><td>26.8351</td><td>0.60052728</td></tr> <tr><td></td><td>1.009465231</td><td>278.807576</td><td>6.71083458</td></tr> </table>						Turbina	T =	274.13 K	T < 1000	P =	1.0133 bar	Cp	h	s	CO2	0.045974265	9.9976	0.30309614	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1253116	34.8665	0.94127079	N2	0.740739343	207.1084	4.86594037	H2O	0.097440006	26.8351	0.60052728		1.009465231	278.807576	6.71083458
Turbina	T =	274.13 K																																				
T < 1000	P =	1.0133 bar																																				
Cp	h	s																																				
CO2	0.045974265	9.9976	0.30309614																																			
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																			
O2	0.1253116	34.8665	0.94127079																																			
N2	0.740739343	207.1084	4.86594037																																			
H2O	0.097440006	26.8351	0.60052728																																			
	1.009465231	278.807576	6.71083458																																			
<table border="1"> <tr><td>T > 1000</td><td>T =</td><td>274.1 K</td></tr> <tr><td></td><td>P =</td><td>1.0133 bar</td></tr> <tr><th>Cp</th><th>h</th><th>s</th></tr> <tr><td>CO2</td><td>0.055311967</td><td>14.0998</td><td>0.29808441</td></tr> <tr><td>CO</td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td></tr> <tr><td>O2</td><td>0.1354333</td><td>36.2167</td><td>0.93349583</td></tr> <tr><td>N2</td><td>0.686279236</td><td>177.1340</td><td>4.8853067</td></tr> <tr><td>H2O</td><td>0.082502006</td><td>20.0418</td><td>0.60869575</td></tr> <tr><td></td><td>0.959526555</td><td>247.4924472</td><td>6.72558269</td></tr> </table>						T > 1000	T =	274.1 K		P =	1.0133 bar	Cp	h	s	CO2	0.055311967	14.0998	0.29808441	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1354333	36.2167	0.93349583	N2	0.686279236	177.1340	4.8853067	H2O	0.082502006	20.0418	0.60869575		0.959526555	247.4924472	6.72558269
T > 1000	T =	274.1 K																																				
	P =	1.0133 bar																																				
Cp	h	s																																				
CO2	0.055311967	14.0998	0.29808441																																			
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																			
O2	0.1354333	36.2167	0.93349583																																			
N2	0.686279236	177.1340	4.8853067																																			
H2O	0.082502006	20.0418	0.60869575																																			
	0.959526555	247.4924472	6.72558269																																			
<table border="1"> <tr><td>HRSG</td><td>T =</td><td>274.13 K</td></tr> <tr><td>T < 1000</td><td>P =</td><td>1.0133 bar</td></tr> <tr><th>Cp</th><th>h</th><th>s</th></tr> <tr><td>CO2</td><td>0.04597428</td><td>9.9976</td><td>0.30309626</td></tr> <tr><td>CO</td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td></tr> <tr><td>O2</td><td>0.1253117</td><td>34.8665</td><td>0.94127117</td></tr> <tr><td>N2</td><td>0.74073965</td><td>207.1085</td><td>4.86594236</td></tr> <tr><td>H2O</td><td>0.09744005</td><td>26.8351</td><td>0.60052753</td></tr> <tr><td></td><td>1.00946564</td><td>278.80769</td><td>6.71083732</td></tr> </table>						HRSG	T =	274.13 K	T < 1000	P =	1.0133 bar	Cp	h	s	CO2	0.04597428	9.9976	0.30309626	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1253117	34.8665	0.94127117	N2	0.74073965	207.1085	4.86594236	H2O	0.09744005	26.8351	0.60052753		1.00946564	278.80769	6.71083732
HRSG	T =	274.13 K																																				
T < 1000	P =	1.0133 bar																																				
Cp	h	s																																				
CO2	0.04597428	9.9976	0.30309626																																			
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																			
O2	0.1253117	34.8665	0.94127117																																			
N2	0.74073965	207.1085	4.86594236																																			
H2O	0.09744005	26.8351	0.60052753																																			
	1.00946564	278.80769	6.71083732																																			
<table border="1"> <tr><td>T > 1000</td><td>T =</td><td>274.13 K</td></tr> <tr><td></td><td>P =</td><td>1.0133 bar</td></tr> <tr><th>Cp</th><th>h</th><th>s</th></tr> <tr><td>CO2</td><td>0.05531199</td><td>14.0998</td><td>0.29808453</td></tr> <tr><td>CO</td><td>0.0000000</td><td>0.0000</td><td>0.0000000</td></tr> <tr><td>O2</td><td>0.1354333</td><td>36.2167</td><td>0.93349621</td></tr> <tr><td>N2</td><td>0.68627958</td><td>177.1341</td><td>4.88530869</td></tr> <tr><td>H2O</td><td>0.08250204</td><td>20.0419</td><td>0.608696</td></tr> <tr><td></td><td>0.95952695</td><td>247.492548</td><td>6.72558544</td></tr> </table>						T > 1000	T =	274.13 K		P =	1.0133 bar	Cp	h	s	CO2	0.05531199	14.0998	0.29808453	CO	0.0000000	0.0000	0.0000000	O2	0.1354333	36.2167	0.93349621	N2	0.68627958	177.1341	4.88530869	H2O	0.08250204	20.0419	0.608696		0.95952695	247.492548	6.72558544
T > 1000	T =	274.13 K																																				
	P =	1.0133 bar																																				
Cp	h	s																																				
CO2	0.05531199	14.0998	0.29808453																																			
CO	0.0000000	0.0000	0.0000000																																			
O2	0.1354333	36.2167	0.93349621																																			
N2	0.68627958	177.1341	4.88530869																																			
H2O	0.08250204	20.0419	0.608696																																			
	0.95952695	247.492548	6.72558544																																			
Flujos máxicos de diseño:																																						
kg/s	100 % Carga		kg/s	75 % Carga	kg/s	50 % Carga																																
69.8	Flujo total		58.7	Flujo total	69.7	Flujo total																																
58.1	Flujo 36	0.832378223	47.8	Flujo 36	0.814310051																																	
11.2	Flujo 40	0.160458453	8.7	Flujo 40	0.148211244																																	
0.5	Repuesto	0.007163324	2.2	Repuesto	0.037478705																																	
Balance de energía por equipos:																																						
1. Compresor																																						
$m1h1 + W14 = m2h2$																																						

$m1h1 + W14 = m2h2$		
		
$W14 =$	237646	kW
2. Cámara de combustión		
$m2h2 + m3h3 = m4h4 + Q17$		
		
$Q17 =$	0	kW
3. Turbina de gas		
$m4h4 = m5h5 + W13 + W14 + Q15$		
	947031	> 947031
		
$Qs = (h4 - h2)$		
$Qs =$	858.88	kJ/kg 517928 kW
$Qr = (h5 - h1)$		
$Qr =$	582.77	kJ/kg 351428 kW
$Qn = Qs - Qr$		
$Qn =$	276.11	kJ/kg 166500 kW
$We = (h4 - h5)$		
$We =$	670.20	kJ/kg 404146 kW
$Wc = (h2 - h1)$		
$Wc =$	394.09	kJ/kg 237646 kW

Wn = We - Wc		
Wn =	276.11 kJ/kg	166500 kW
$\eta_{ter} = Wn / Qs$		
$\eta_{ter} =$	32.15% (Teórica)	32.15% (Real)
m gases = Potencia / Wn		
m gases =	603.026 kg/s	1329.44525 lb/s
m comb = Qs / PCI (teórico)		
m comb =	10.797 kg/s	

Sabemos que la relación aire / combustible con el exceso de aire es:

$$\frac{\text{aire}}{\text{combustible}} = \frac{a}{c} = r_{a/c} \quad \dots 1$$

de la cámara de combustión, se tiene que:

$$a + c = m_{gases} \quad \dots 2$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones:

$$m_{comb} = 16.960 \text{ kg/s} \quad (\text{Real})$$

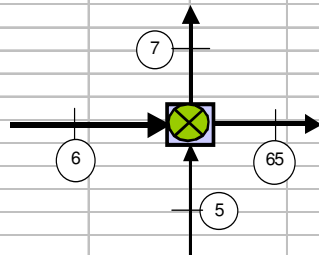
$$m_{aire} = 586.066 \text{ kg/s}$$

Calculando el calor rechazado en la turbina:

$$Q_{15} = 0 \text{ kW}$$

4. Cámara de combustión HRSG

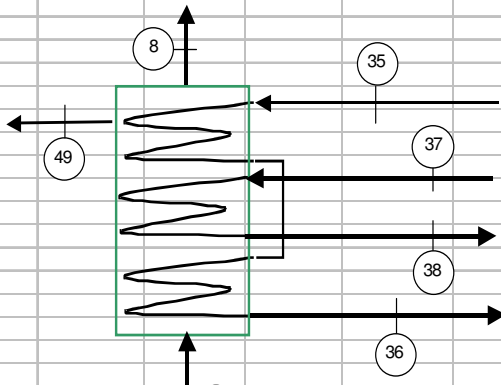
$$m_{5h5} + m_{6h6} = m_{7h7} + Q_{65}$$

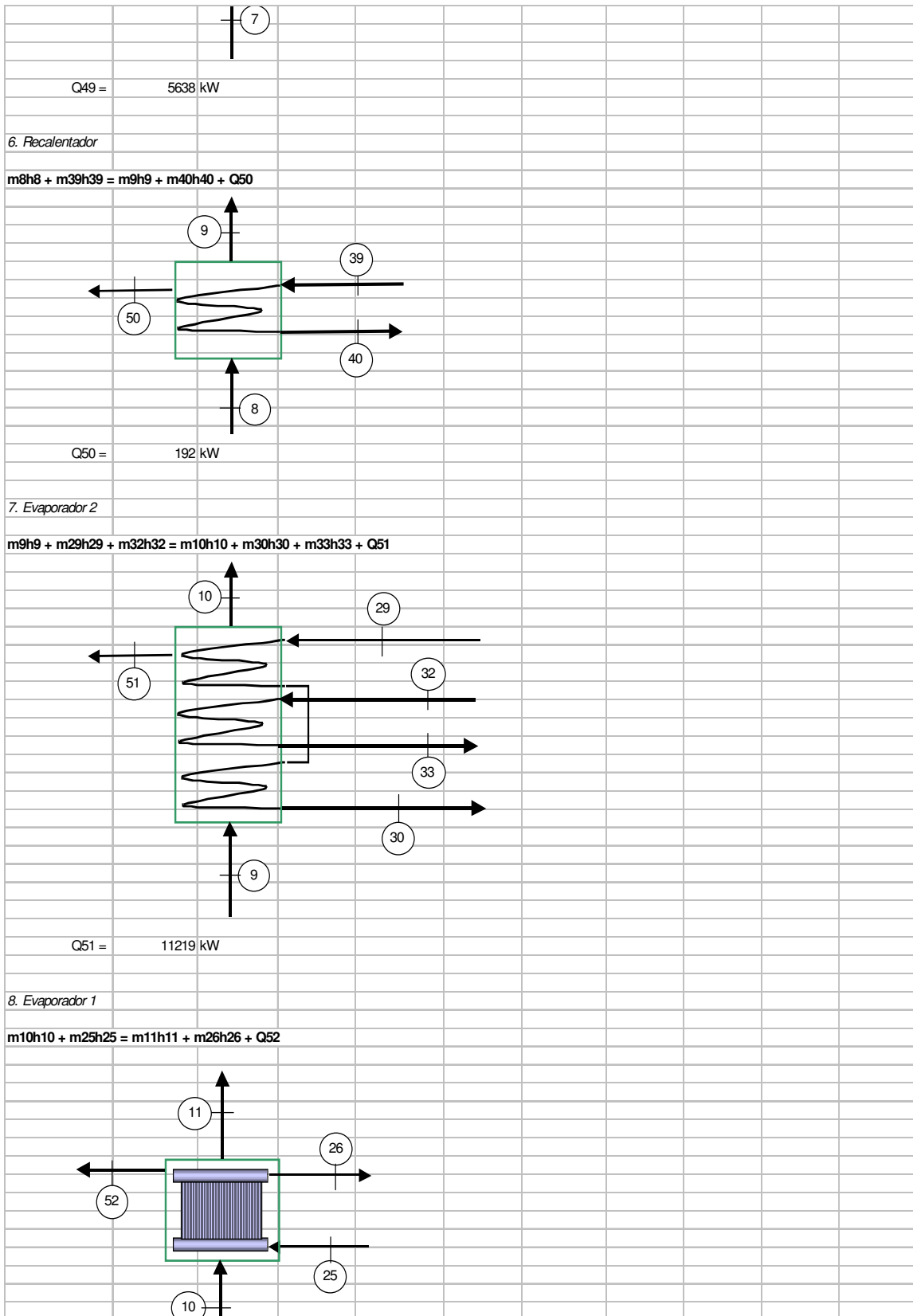


$$Q_{65} = 12 \text{ kW}$$

5. Sobrecalentador

$$m_{7h7} + m_{35h35} + m_{37h37} = m_{8h8} + m_{36h36} + m_{38h38} + Q_{49}$$





Q52 =	2066 kW				
9. Economizador					
$m_{11}h_{11} + m_{23}h_{23} = m_{12}h_{12} + m_{24}h_{24} + Q_{53}$					
Q53 =	1734 kW				
10. Calentador abierto					
$m_{24}h_{24} + m_{26}h_{26} + m_{31}h_{31} = m_{25}h_{25} + m_{27}h_{27} + m_{39}h_{39} + m_{48}h_{48}$ A					
11. Calentador cerrado					
$m_{30}h_{30} + m_{34}h_{34} = m_{64}h_{64} + m_{35}h_{35} + Q_{54}$ B					
Utilizando los valores del % de carga y las ecuaciones A y B, se tiene que:					
m25 =	16.05%				
m32 =	83.24%				
m48 =	0.72%				
m27 =	87.24%				

$m_{29} =$	4.00%								
$Q_{54} =$	412 kW								
12. Válvula de expansión									
$m_{64h64} = m_{31h31}$									
13. Refrigerador (Chiller)									
$m_{33h33} = m_{34h34} + Q_{63}$									
$Q_{63} =$	3710 kW								
14. Bomba 1									
$m_{43h43} + W_{58} = m_{23h23} + Q_{60}$									
$W_{58} =$	54 kW	70 hp							
$Q_{60} =$	31 kW								
15. Bomba 2									
$m_{27h27} + W_{59} = m_{28h28} + Q_{61}$									
$W_{59} =$	2040 kW	2659 hp							
$Q_{61} =$	1183 kW								
Turbina de vapor:									

$WTv = m36(h36 - h37) + m38(h38 - h41) + m40(h40 - h42)$	
WTv =	1263.20 kJ/kg
m vapor =	78.44 kg/s
16. Turbina de vapor 2	
$m36h36 = W19 + m37h37$	
W19 =	23508 kW
17. Turbina de vapor 3	
$m38h38 = W20 + m41h41$	
W20 =	69601 kW
18. Turbina de vapor 4	
$m40h40 = W21 + m42h42$	
W21 =	5981 kW
19. Condensador	
$m41h41 + m42h42 + m44h44 + m46h46 = m43h43 + m45h45 + Q56$	

$Q_r =$	174392 kW
$m_{\text{agua enf}} =$	3353.19 kg/s
$Q_{56} =$	1950 kW
20. <i>Generador 1</i>	
$W_{13} = W_{16} + Q_{18}$	
$W_{16} =$	164003 kW
$Q_{18} =$	2498 kW
21. <i>Generador 2</i>	
$W_{22} = W_{47} + Q_{55}$	
$W_{47} =$	97604 kW
$Q_{55} =$	1486 kW
22. <i>Nodo A</i>	
$m_{28h28} = m_{29h29} + m_{32h32}$	
23. <i>Nodo B</i>	

W19 + W20 + W21 = W22									
W22 =	99090 kW								
24. Nodo C									
W16 + W47 = W58 + W59 + W62									
W62 =	259513 kW								
25. Nodo D									
Q49 + Q50 + Q51 + Q52 + Q53 = Q57									
Q57 =	20849 kW								
<u>Balances de exergía en equipos</u>									
<i>Equipo 1:</i>									
m1b1 + W14 = m2b2 + Bd1									
Bd1 =	23320 kW								
<i>Equipo 2 :</i>									
m2b2 + m3b3 = m4b4 + Bd2									
Bd2 =	69030 kW								
<i>Equipo 3:</i>									
m4b4 = m5b5 + W13 + W14 + Bd3		649243	>	582018					
Bd3 =	67225 kW								
<i>Equipo 4:</i>									
m5b5 + m6b6 = m7b7 + Bd4									
Bd4 =	0 kW								
<i>Equipo 5:</i>									
m7b7 + m35b35 + m37b37 = m8b8 + m36b36 + m38b38 + Bd5									
Bd5 =	12520 kW								
<i>Equipo 6:</i>									
m8b8 + m39b39 = m9b9 + m40b40 + Bd6									
Bd6 =	862 kW								
<i>Equipo 7:</i>									
m9b9 + m29b29 + m32b32 = m10b10 + m30b30 + m33b33 + Bd7									
Bd7 =	18057 kW								
<i>Equipo 8:</i>									
m10b10 + m25b25 = m11b11 + m26b26 + Bd8									
Bd8 =	3640 kW								
<i>Equipo 9:</i>									
m11b11 + m23b23 = m12b12 + m24b24 + Bd9									

Bd9 =	3391 kW								
<i>Equipo 10:</i>									
m24b24 + m26b26 + m31b31 = m25b25 + m27b27 + m39b39 + m48b48 + Bd10									
Bd10 =	16 kW								
<i>Equipo 11:</i>									
m30b30 + m34b34 = m64b64 + m35b35 + Bd11									
Bd11 =	219 kW								
<i>Equipo 12:</i>									
m64b64 = m31b31 + Bd12									
Bd12 =	369 kW								
<i>Equipo 13:</i>									
m33b33 = m34b34 + Bd13									
Bd13 =	1971 kW								
<i>Equipo 14:</i>									
m43b43 + W58 = m23b23 + Bd14									
Bd14 =	38 kW								
<i>Equipo 15:</i>									
m27b27 + W59 = m28b28 + Bd15									
Bd15 =	1281 kW								
<i>Equipo 16:</i>									
m36b36 = W19 + m37b37 + Bd16									
Bd16 =	943 kW								
<i>Equipo 17:</i>									
m38b38 = W20 + m41b41 + Bd17									
Bd17 =	5145 kW								
<i>Equipo 18:</i>									
m40b40 = W21 + m42b42 + Bd18									
Bd18 =	442 kW								
<i>Equipo 19:</i>									
m41b41 + m42b42 + m44b44 + m46b46 = m43b43 + m45b45 + Bd19									
Bd19 =	13699 kW								
<i>Equipo 20:</i>									
W13 = W16 + Bd20									
Bd20 =	2498 kW								
<i>Equipo 21:</i>									
W22 = W47 + Bd21									

Bd21 =	1486 kW										
<i>Equipo 22:</i>											
m28b28 = m29b29 + m32b32 + Bd22											
Bd22 =	0 kW										
<i>Equipo 23:</i>											
W19 + W20 + W21 = W22 + Bd23											
Bd23 =	0 kW										
<i>Equipo 24:</i>											
W16 + W47 = W58 + W59 + W62 + Bd24											
Bd24 =	0 kW										
<i>Equipo 25:</i>											
Bd25 =	0 kW										

Tabla de propiedades por flujo

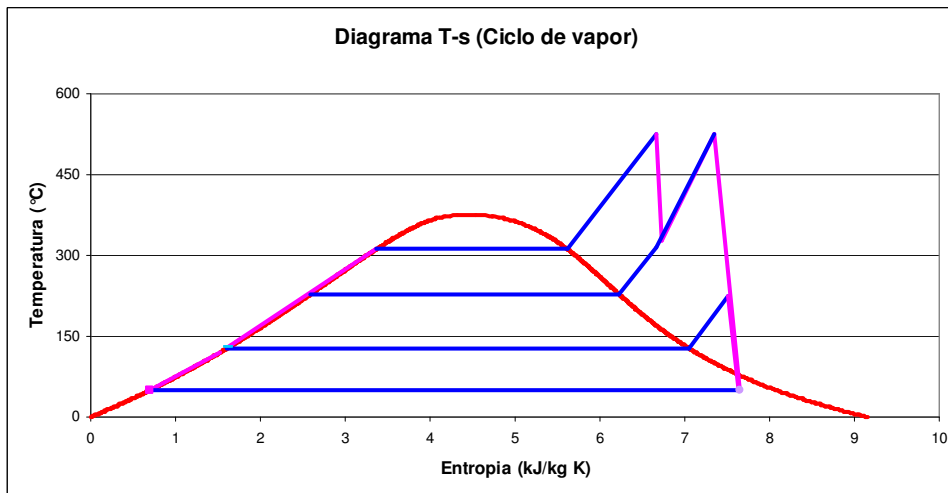
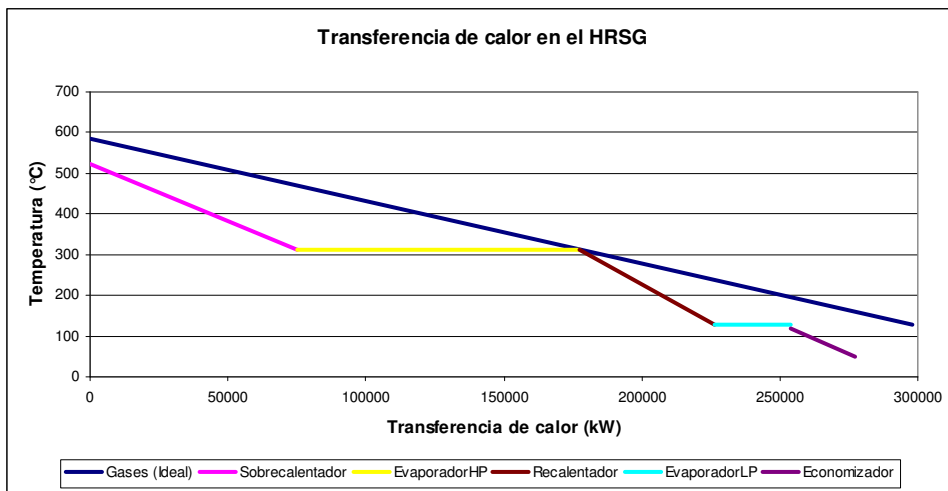
Tabla de propiedades:

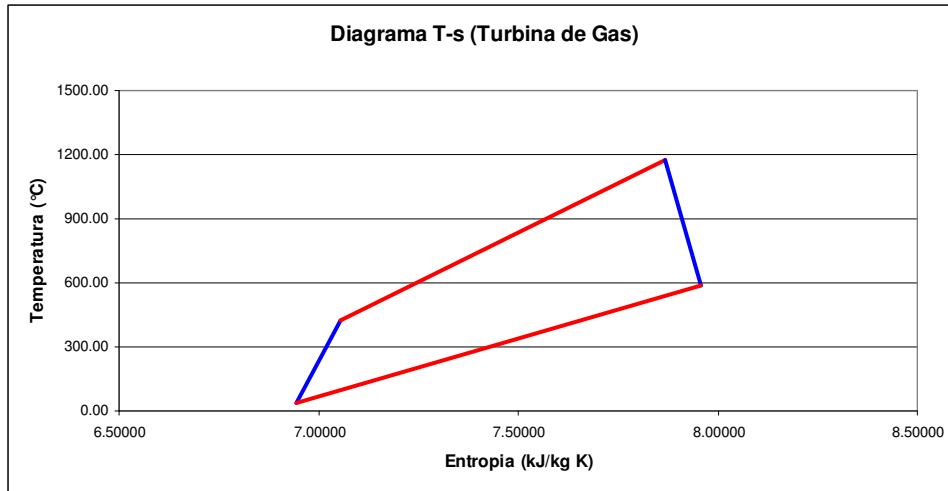
Punto	Flujo [kg/s]	T [°C]	P [bar]	Substancia	h [kJ/kg]	s [kJ/Kg K]	v [m3/kg]	b [kJ/kg]	E [kW]	B [kW]
1	603.026	37.00	0.8550	Aire	317.49	6.9448	-----	11.17	191456	6736
2s	603.026	354.87	10.7728	Aire comp.	644.59	6.9448	-----	320.26	388702	193126
2	603.026	424.87	10.7728	Aire comp.	711.58	7.0544	-----	366.59	429102	221062
3	10.797	37.00	7.5000	Gas Natural	47968.42	-----	-----	46049.68	517928	497211
4	603.026	1175.00	10.7728	Prod. Comb.	1570.46	7.8694	-----	1076.64	947031	649243
5s	603.026	495.87	0.8550	Prod. Comb.	800.12	7.8694	-----	223.06	482495	134512
5	603.026	584.86	0.8550	Prod. Comb.	900.27	7.9593	-----	294.97	542885	177872
6	0.000	37.00	7.5000	Gas Natural	47968.42	-----	-----	46049.68	0	0
7	603.026	584.86	0.8550	Prod. Comb.	900.25	7.9593	-----	294.97	542873	177872
8	603.026	465.72	0.8550	Prod. Comb.	766.69	7.7918	-----	200.16	462336	120699
9	603.026	461.61	0.8550	Prod. Comb.	762.15	7.7856	-----	197.09	459596	118851
10	603.026	213.70	0.8550	Prod. Comb.	496.37	7.3452	-----	44.45	299324	26805
11	603.026	166.49	0.8550	Prod. Comb.	447.42	7.2395	-----	24.04	269805	14500
12	603.026	126.54	0.8550	Prod. Comb.	406.35	7.1415	-----	9.61	245037	5795
13	-----	-----	-----	Pot. Mecánica	-----	-----	-----	-----	166500	166500
14	-----	-----	-----	Pot. Mecánica	-----	-----	-----	-----	237646	237646
15	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	0	0
16	-----	-----	-----	Pot. Eléctrica	-----	-----	-----	-----	164003	164003
17	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	0	0
18	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	2498	0
19	-----	-----	-----	Pot. Mecánica	-----	-----	-----	-----	23508	23508
20	-----	-----	-----	Pot. Mecánica	-----	-----	-----	-----	69601	69601
21	-----	-----	-----	Pot. Mecánica	-----	-----	-----	-----	5981	5981
22	-----	-----	-----	Pot. Mecánica	-----	-----	-----	-----	99090	99090
23s	78.443	49.33	2.50	L.C.	206.57	0.6944	0.001012	16.11	16204	1263
23	78.443	49.33	2.50	L.C.	206.62	0.6948	0.001012	16.06	16208	1260
24	78.443	119.19	2.50	L.C.	500.26	1.5188	0.001060	83.81	39242	6574
25	12.587	127.43	2.50	0	535.34	1.6071	0.001068	94.68	6738	1192
26	12.587	127.43	2.50	1	2716.39	7.0520	0.718439	783.13	34191	9857
27	68.432	127.43	2.50	0	535.34	1.6071	0.001068	94.68	36635	6479
28s	68.432	128.33	101.00	L.C.	545.86	1.6071	0.001063	105.20	37354	7199
28	68.432	128.81	101.00	L.C.	547.86	1.6124	0.001063	105.77	37491	7238
29	3.138	128.81	101.00	L.C.	547.86	1.6124	0.001063	105.77	1719	332
30	3.138	311.69	101.00	1	2725.96	5.6137	0.017821	1186.98	8553	3724
31	3.138	127.43	2.50	0.4021	1412.37	3.7966	0.289530	371.51	4432	1166
32	65.295	128.81	101.00	L.C.	547.86	1.6124	0.001063	105.77	35772	6906
33	65.295	311.69	101.00	1	2725.96	5.6137	0.017821	1186.98	177990	77503
34	65.295	311.69	101.00	0.9568	2669.15	5.5166	0.003605	1156.80	174281	75533
35	65.295	311.69	101.00	1	2725.96	5.6137	0.017821	1186.98	177990	77503
36	65.295	524.00	101.00	Vap.S.C	3434.06	6.6709	0.033774	1605.26	224225	104815
37s	65.295	315.47	26.90	Vap.S.C	3042.72	6.6709	0.094645	1213.92	198673	79263
37	65.295	328.56	26.90	Vap.S.C	3074.03	6.7236	0.097322	1230.78	200718	80364
38	65.295	524.00	26.90	Vap.S.C	3513.02	7.3562	0.134151	1496.39	229381	97706
39	12.587	127.43	2.50	1	2716.39	7.0520	0.718439	783.13	34191	9857
40	12.587	225.00	2.50	Vap.S.C	2918.90	7.5050	0.909906	861.47	36740	10843

MENU INICIAL

41s	65.295	49.30	0.119	0.9008	2354.38	7.3562	11.212085	337.75	153729	22053		
41	65.295	49.30	0.119	0.9397	2447.08	7.6436	11.695856	351.64	159781	22960		
42s	12.587	49.30	0.119	0.9209	2402.36	7.5050	11.462502	344.94	30238	4342		
42	12.587	49.30	0.119	0.9383	2443.69	7.6331	11.678171	351.13	30758	4420		
43	78.443	49.30	0.119	0	206.33	0.6944	0.001012	15.87	16185	1245		
44	3353.191	16.18	0.855	L.C.	67.97	0.2414	0.001001	1.69	227912	5661		
45	3353.191	28.48	0.855	L.C.	119.39	0.4155	0.001004	5.40	400354	18098		
46	0.562	16.18	0.855	L.C.	67.97	0.2414	0.001001	1.69	38	1		
47	-----	-----	-----	Pot. Eléctrica	-----	-----	-----	-----	97604	97604		
48	0.562	127.43	2.50	0	535.34	1.6071	0.001068	94.68	301	53		
49	-----	-----	-----	Calor rechaz.	-----	-----	-----	-----	5638	0		
50	-----	-----	-----	Calor rechaz.	-----	-----	-----	-----	192	0		
51	-----	-----	-----	Calor rechaz.	-----	-----	-----	-----	11219	0		
52	-----	-----	-----	Calor rechaz.	-----	-----	-----	-----	2066	0		
53	-----	-----	-----	Calor rechaz.	-----	-----	-----	-----	1734	0		
54	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	412	0		
55	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	1486	0		
56	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	1950	0		
57	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	20849	0		
58	-----	-----	-----	Pot. Eléctrica	-----	-----	-----	-----	54	54		
59	-----	-----	-----	Pot. Eléctrica	-----	-----	-----	-----	2040	2040		
60	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	31	0		
61	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	1183	0		
62	-----	-----	-----	Pot. Eléctrica	-----	-----	-----	-----	259513	259513		
63	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	3710	0		
64	3.138	311.69	101.00	0	1412.37	3.3677	0.001456	489.09	4432	1535		
65	-----	-----	-----	Calor al amb.	-----	-----	-----	-----	11.60	0		

Diagramas





Análisis de la Combustión

Análisis del combustible:						
Datos del Gas Natural:			Datos de los humos cc:			
	% Volumen			% Masa	M * %Masa	
Metano	CH4 = 89.24		CO2	3.76	1.655	
Etano	C2H6 = 7.39		CO	0.00	0	
Propano	C3H8 = 1.20		O2	12.64	4.045	
Butano	C4H10 = 0.24		N2	75.01	21.013	
Pentano	C5H12 = 0.11		H2O	8.59	1.461	
	H2 = 0.00		NO2	0.00	0	
	CO = 0.00		Suma =	100.00	28.172758	
	O2 = 0.00		Datos de los humos rc:			
	CO2 = 0.81			% Masa	M * %Masa	
	N2 = 1.01		CO2	3.76	1.655	
	H2O = 0.00		CO	0.00	0	
Suma =	100.00		O2	12.64	4.045	
			N2	75.01	21.013	
			H2O	8.59	1.461	
			NO2	0.00	1.1501E-05	
			Suma =	100.00	28.172783	
Cálculo del poder calorífico superior:						
	% Volúmen	PM		% Masa	[kJ/Kg]	PC
CH4	89.24	16.04	14.3150	79.8637	55542.55	44358.35
C2H6	7.39	30.07	2.2220	12.3963	51916.32	6435.72
C3H8	1.20	44.09	0.5291	2.9519	50383.49	1487.26
C4H10	0.24	58.12	0.1395	0.7782	49567.41	385.72
C5H12	0.11	72.15	0.0794	0.4428	49055.34	217.19
H2	0.00	2.02	0.0000	0.0000	143000.00	0.00
CO	0.00	28.01	0.0000	0.0000	10107.00	0.00
O2	0.00	32.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00
CO2	0.81	44.01	0.3565	1.9888	0.00	0.00
N2	1.01	28.01	0.2829	1.5783	0.00	0.00
H2O	0.00	18.02	0.0000	0.0000	0.00	0.00
		PM =	17.9243			
Energía liberada por el gas natural =					52884.25 [kJ/kg]	
					= 12631.19 [kcal/kg]	

Análisis para la cámara de combustión de la turbina de gas			
Calculando:			
$V_B =$	2.1279	[Nm3 O2/ Nm3 comb]	
$V_A =$	10.1326	[Nm3 aire/ Nm3 comb]	
$V_F =$	9.1143	[Nm3 h.s./ Nm3 comb]	
$V_{H_2O} =$	2.0731	[Nm3 H2O/ Nm3 comb]	
$V_{CO_2} =$	1.0994	[Nm3 CO2/ Nm3 comb]	
$V_{N_2} =$	8.0149	[Nm3 N2/ Nm3 comb]	
$V_{FH} =$	11.1874	[Nm3 h.h./ Nm3 comb]	
Calculando la densidad del gas natural a las condiciones de sitio se tiene que:			
$v =$	0.191801	[m3/kg]	
$\rho =$	5.213735	[kg/m3]	
$v_1/v_2 =$	1.135467		
$\rho =$	0.812400	[kg/Nm3]	
Calculando la densidad del aire a las condiciones de sitio se tiene que:			
$v =$	1.040996	[m3/kg]	
$\rho =$	0.960618	[kg/m3]	
$v_1/v_2 =$	1.135467		
$\rho =$	1.090750	[kg/Nm3]	
Para calcular el poder calorífico inferior se tiene que:			
$\Delta P_{SI} = 4.82 \left[H + E + \sum \left(\frac{n}{2} \right) M \right] \frac{kcal}{Nm^3}$			
$\Delta P_{SI} =$	999.23	[kcal/Nm3]	
Sabemos que:			
$\Delta P_{SI} = PCS _p - PCI _p$			
$PCS =$	10261.57	[kcal/Nm3]	
Entonces:			
$PCI =$	9262.34	[Kcal/Nm3]	
Calculando el PCI, por otro método:			
$V_A = 1.09 \frac{PCI}{1000} + 0.25$		y	$V_{FH} = 1.14 \frac{PCI}{1000} + 0.25$
$PCI =$	9066.62	[kcal/Nm3]	$PCI =$ 9594.18338 [kcal/Nm3]
Obteniendo un promedio de los tres métodos anteriores, se tiene que:			
$PCI =$	9307.72	[kcal/Nm3]	
$PCI =$	47968.42	[kJ/kg]	

Cálculo de la temperatura teórica de combustión					
Para calcular la entalpía de humos se tiene que:					
$J = \frac{PCI}{V_{FH}}$					
J = 831.98 [kcal/Nm3]					
tt	i CO2	i H2O	i N2	J	
1000	52.0937	75.9018	239.4280	367.42	
1100	58.1276	84.7780	265.8639	408.77	
1200	64.1418	93.9137	292.2999	450.36	
1300	70.2347	102.9752	318.7358	491.95	
1400	76.4356	112.5185	345.9598	534.91	
1500	82.6169	122.0433	373.1122	577.77	
1600	88.8276	131.7719	399.9780	620.58	
1700	95.0482	141.8341	427.2020	664.08	
1800	101.3180	151.8222	455.1424	708.28	
1900	107.6073	161.8102	482.2948	751.71	
2000	113.8967	172.1504	510.2352	796.28	
2100	120.2844	182.6758	537.7458	840.71	
2200	126.6720	193.0901	566.1877	885.95	
entonces:					
tt = 2077.4 °C					
Se presenta una combustión oxidante, por lo que:					
$e = 100 \left(\frac{\alpha_0 - 1}{\alpha} \right) \frac{V_F}{V_A}$ o $e = 100 \left(\frac{\omega}{21 - \omega} \right) \frac{V_F}{V_A}$					
$\alpha_0 =$ 12.0624		$\omega =$ 12.64			
$\alpha =$ 3.7600					
e = 198.62 %		136.00 %			
e(prom) = 136.00 %					
Temperatura potencial de combustión:					
V A ' =	23.9130 [Nm3 aire / Nm3 comb]	34.5562843 [kg aire / kg comb]			
V FH ' =	24.9678 [Nm3 h.h. / Nm3 comb]				
V N2 =	18.9014 [Nm3 N2 / Nm3 comb]				
V O2 =	2.8939 [Nm3 O2 / Nm3 comb]				
Suma =	24.9678				
Para calcular la entalpía de humos se tiene que:					
$J = \frac{PCI}{V_{FH}'}$					
J = 372.79 [kcal/Nm3]					
tp	i CO2	i H2O	i N2	i O2	J
1000	23.3417	34.0095	252.9999	40.9608	351.31
1100	26.0454	37.9867	280.9344	45.3999	390.37
1200	28.7402	42.0801	308.8688	49.8971	429.59
1300	31.4702	46.1403	336.8033	54.5332	468.95

1400	34.2487	50.4164	365.5705	59.0883	509.32
1500	37.0183	54.6842	394.2620	63.6202	549.58
1600	39.8012	59.0433	422.6506	68.1868	589.68
1700	42.5884	63.5519	451.4178	72.7999	630.36
1800	45.3977	68.0273	480.9421	77.5520	671.92
1900	48.2158	72.5026	509.6336	82.3504	712.70
2000	51.0339	77.1358	539.1578	87.1025	754.43
2100	53.8961	81.8519	568.2278	91.7735	795.75
2200	56.7582	86.5183	598.2819	96.4908	838.05
Calculando la temperatura potencial de combustión, se tiene que:					
tp =	1052.9	°C			
Cálculo de la exergía del combustible:					
Para calcular la exergía del combustible se utiliza la siguiente relación:					
$\hat{b}^0 = \hat{h}^0 - T_0 \hat{s}^0 - g_{00}$		 3		
$g_{00} = \sum_{vj} f_j \mu_{j,00}$		 4		
Cálculo de carbonos:					
alfa =	1.0994				
Cálculo de hidrógenos:					
beta =	4.1462				
Cálculo de oxígenos:					
delta =	0.0162				
Cálculo de nitrógenos:					
gama =	0.0202				
Cálculo del factor de conversión:					
fg =	45.03	[molC/Nm3]			
Con lo anterior se obtiene el vector f, f = (1, beta/alfa, delta/alfa, gama/alfa)					
f = (1.00000	3.77133	0.01474	0.01837)
Para calcular h se utiliza la siguiente relación:					
$h^0 = PC_{sup} + h^0_{CO_2} + h^0_{H_2O} \left(\frac{H}{2} \right)$		 5	-93990.64	-68269.32
PCs = pcs / fg					
PCs =	227.88	[kcal/molC]			
Sustituyendo en 5:					
h =	5.15	[kcal/molC]			
Para calcular s se utiliza la siguiente ecuación:					
$s^0 = \frac{1}{\alpha} \sum X_i [s^0_i - R \cdot \ln \cdot X_i]$		 6		
de la ecuación anterior:					
Xi	si[cal/mol K]	Xi[si -R ln Xi]			
0.8924	44.46	39.8810			
0.0739	54.81	4.4329			
0.0120	64.47	0.8790			
0.0024	74.05	0.2065			
0.0011	83.21	0.1064			
0.0000	31.19	0.0000			
0.0000	47.19	0.0000			
0.0000	48.97	0.0000			
0.0081	51.03	0.4908			
0.0101	45.74	0.5541			
0.0000	16.71	0.0000			
	Suma =	46.55			
Sustituyendo valores en 6:					
s =	0.04234	[kcal/molC*K]			

Para calcular el potencial químico (relación 4), se tiene que:					
	f	mu	f * mu		
C	1.0000	-98.456	-98.456		
H	3.7713	-32.766	-123.571		
O	0.0147	-7.770	-0.114		
N	0.0184	-6.902	-0.127		
		Suma =	-222.27		
g00 =	-222.27 [kcal/molC]				
Finalmente sustituyendo valores en la ecuación 3:					
b0 =	215.8	[kcal/molC]			
b0 =	903.6	[kJ/molC]			
b0 =	40689.0	[kJ/Nm3]			
b0 =	46049.7	[kJ/kg]			
Análisis de la combustión en el recuperador de calor:					
El análisis es análogo a la turbina de gas, excepto en la composición y temperatura de los gases producto de la combustión, por lo tanto:					
Se presenta una combustión oxidante, por lo que:					
$e = 100 \left(\frac{\alpha_0 - 1}{\alpha} \right) \frac{V_F}{V_A} \quad \text{o} \quad e = 100 \left(\frac{\omega}{21 - \omega} \right) \frac{V_F}{V_A}$					
$\alpha_0 =$	12.0624		$\omega =$	12.64	
$\alpha =$	3.7600				
$e =$	198.62 %		136.00 %		
e(prom) =	136.00 %				
Temperatura potencial de combustión:					
$V_{A'}$ =	23.9130	[Nm3 aire/ Nm3 comb]			
$V_{FH'}$ =	24.9678	[Nm3 h.h./ Nm3 comb]			
V_{N_2} =	18.9014	[Nm3 N2/ Nm3 comb]			
V_{O_2} =	2.8939	[Nm3 O2/ Nm3 comb]			
Suma =	24.9678				
Para calcular la entalpía de humos se tiene que:					
$J = \frac{PCI + Q_{aire} _0^{\theta_1} + Q_{comb} _0^{\theta_2}}{V_{FH'}}$					
Q humos =	900.27	[kJ/kg]	v humos =	2.96147636	m3/kg
Q humos =	72.61	[kcal/m3]	v1/v2 =	3.14133701	
Q humos =	228.08	[kcal/Nm3]			
J =	381.92	[kcal/Nm3]			
tp	i CO2	i H2O	i N2	i O2	J
1000	23.3417	34.0095	252.9999	40.9608	351.31
1100	26.0454	37.9867	280.9344	45.3999	390.37
1200	28.7402	42.0801	308.8688	49.8971	429.59
1300	31.4702	46.1403	336.8033	54.5332	468.95
1400	34.2487	50.4164	365.5705	59.0883	509.32
1500	37.0183	54.6842	394.2620	63.6202	549.58
1600	39.8012	59.0433	422.6506	68.1868	589.68

1700	42.5884	63.5519	451.4178	72.7999	630.36
1800	45.3977	68.0273	480.9421	77.5520	671.92
1900	48.2158	72.5026	509.6336	82.3504	712.70
2000	51.0339	77.1358	539.1578	87.1025	754.43
2100	53.8961	81.8519	568.2278	91.7735	795.75
2200	56.7582	86.5183	598.2819	96.4908	838.05

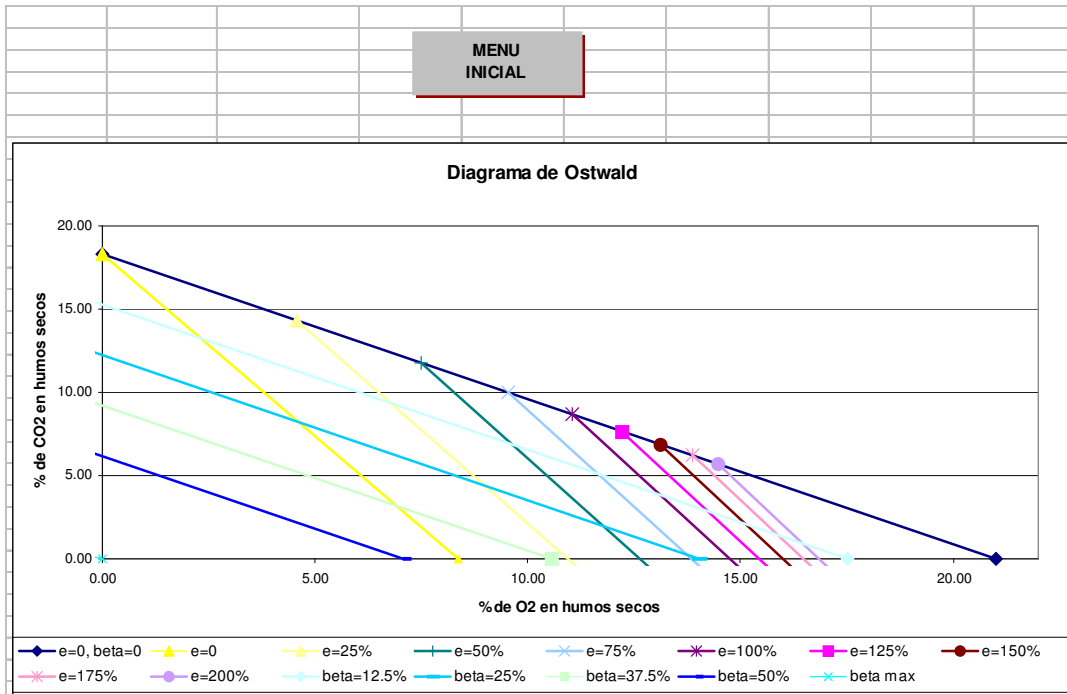
Calculando la temperatura potencial de combustión, se tiene que:

$tp = 1093.1 \text{ } ^\circ\text{C}$

Temperatura de combustión con pérdidas del 2% en la cámara de combustión:

$0 = 10359$

Diagrama de Ostwald



Datos:

Combustible :	Gas natural
Estado :	Gas
Metano	CH4 = 89.24
Etano	C2H6 = 7.39
Propano	C3H8 = 1.20
Butano	C4H10 = 0.24
Pentano	C5H12 = 0.11
H =	0.00
CO =	0.00
O2 =	0.00
CO2 =	0.81
N2 =	1.01
E =	0.00
Suma (calc) =	100

Cálculos:

V _A =	10.13
V _F =	9.11
V _{CO2} =	1.67
α ₀ =	18.28
A' =	23.35
ω =	8.37
β max =	27.86

Balance de masa		
Equipos	Balance	
1 Compresor	$m1 - m2 = 0$	1
2 Cámara de combustión TG	$m2 + m3 - m4 = 0$	2
3 Turbina de gas	$m4 - m5 = 0$	3
4 Cámara de combustión HRSG	$m5 + m6 - m7 = 0$	4
5 Sobrecalentador	$m7 - m8 + m35 - m36 + m37 - m38 = 0$	5
6 Recalentador	$m8 - m9 + m39 - m40 = 0$	6
7 Evaporador 2	$m9 - m10 + m29 - m30 + m32 - m33 = 0$	7
8 Evaporador 1	$m10 - m11 + m25 - m26 = 0$	8
9 Economizador	$m11 - m12 + m23 - m24 = 0$	9
10 Calentador abierto	$m24 - m25 + m26 - m27 + m31 - m39 - m48 = 0$	10
11 Calentador cerrado	$m30 + m34 - m35 - m64 = 0$	11
12 Válvula de expansión	$(-) m31 + m64 = 0$	12
13 Refrigerador (Chiller)	$m33 - m34 = 0$	13
14 Bomba 1	$(-)m23 + m43 = 0$	14
15 Bomba 2	$m27 - m28 = 0$	15
16 Turbina de vapor 2	$m36 - m37 = 0$	16
17 Turbina de vapor 3	$m38 - m41 = 0$	17
18 Turbina de vapor 4	$m40 - m42 = 0$	18
19 Condensador	$m41 + m42 - m43 + m44 - m45 + m46 = 0$	19
20 Generador 1	-----	20
21 Generador 2	-----	21
22 Nodo A	$m28 - m29 - m32 = 0$	22
23 Nodo B	-----	23
24 Nodo C	-----	24
25 Nodo D	-----	25
0 Ambiente	$(-)m1 - m3 - m6 + m12 - m44 + m45 - m46 + m48 = 0$	26

Balance de Energía		
Equipos	Balance	
1 Compresor	$m1h1 - m2h2 + W14 = 0$	1
2 Cámara de combustión TG	$m2h2 + m3h3 - m4h4 - Q17 = 0$	2
3 Turbina de gas	$m4h4 - m5h5 - W13 - W14 - Q15 = 0$	3
4 Cámara de combustión HRSG	$m5h5 + m6h6 - m7h7 - Q65 = 0$	4
5 Sobrecalentador	$m7h7 - m8h8 + m35h35 - m36h36 + m37h37 - m38h38 - Q49 = 0$	5
6 Recalentador	$m8h8 - m9h9 + m39h39 - m40h40 - Q50 = 0$	6
7 Evaporador 2	$m9h9 - m10h10 + m29h29 - m30h30 + m32h32 - m33h33 - Q51 = 0$	7
8 Evaporador 1	$m10h10 - m11h11 + m25h25 - m26h26 - Q52 = 0$	8
9 Economizador	$m11h11 - m12h12 + m23h23 - m24h24 - Q53 = 0$	9
10 Calentador abierto	$m24h24 - m25h25 + m26h26 - m27h27 + m31h31 - m39h39 - m48h48 = 0$	10
11 Calentador cerrado	$m30h30 + m34h34 - m35h35 - Q54 - m64h64 = 0$	11
12 Válvula de expansión	$(-) m31h31 + m64h64 = 0$	12
13 Refrigerador (Chiller)	$m33h33 - m34h34 - Q63 = 0$	13
14 Bomba 1	$(-)m23h23 + m43h43 + W58 - Q60 = 0$	14
15 Bomba 2	$m27h27 - m28h28 + W59 - Q61 = 0$	15
16 Turbina de vapor 2	$m36h36 - m37h37 - W19 = 0$	16
17 Turbina de vapor 3	$m38h38 - m41h41 - W20 = 0$	17
18 Turbina de vapor 4	$m40h40 - m42h42 - W21 = 0$	18
19 Condensador	$m41h41 + m42h42 - m43h43 + m44h44 - m45h45 + m46h46 - Q56 = 0$	19
20 Generador 1	$W13 - W16 - Q18 = 0$	20
21 Generador 2	$W22 - W47 - Q55 = 0$	21
22 Nodo A	$m28h28 - m29h29 - m32h32 = 0$	22
23 Nodo B	$W19 + W20 + W21 - W22 = 0$	23
24 Nodo C	$W16 + W47 - W58 - W59 - W62 = 0$	24
25 Nodo D	$Q49 + Q50 + Q51 + Q52 + Q53 - Q57 = 0$	25
0 Ambiente	$(-)m1h1 - m3h3 - m6h6 + m12h12 + Q15 + Q17 + Q18 - m44h44 + m45h45 - m46h46 + m48h48 + Q54 + Q55 + Q56 + Q57 + Q60 + Q61 + W62 + Q63 + Q65 = 0$	26

Balance de Exergia		
Equipos	Balance	
1 Compresor	$m1b1 - m2b2 + W14 = Bd1$	1
2 Cámara de combustión TG	$m2b2 + m3b3 - m4b4 = Bd2$	2
3 Turbina de gas	$m4b4 - m5b5 - W13 - W14 = Bd3$	3
4 Cámara de combustión HRSG	$m5b5 + m6b6 - m7b7 = Bd4$	4
5 Sobrecalentador	$m7b7 - m8b8 + m35b35 - m36b36 + m37b37 - m38b38 = Bd5$	5
6 Recalentador	$m8b8 - m9b9 + m39b39 - m40b40 = Bd6$	6
7 Evaporador 2	$m9b9 - m10b10 + m29b29 - m30b30 + m32b32 - m33b33 = Bd7$	7
8 Evaporador 1	$m10b10 - m11b11 + m25b25 - m26b26 = Bd8$	8
9 Economizador	$m11b11 - m12b12 + m23b23 - m24b24 = Bd9$	9
10 Calentador abierto	$m24b24 - m25b25 + m26b26 - m27b27 + m31b31 - m39b39 - m48b48 = Bd10$	10
11 Calentador cerrado	$m30b30 + m34b34 - m35b35 - m64b64 = Bd11$	11
12 Válvula de expansión	$(-) m31b31 + m64b64 = Bd12$	12
13 Refrigerador (Chiller)	$m33b33 - m34b34 = Bd13$	13
14 Bomba 1	$(-)m23b23 + m43b43 + W58 = Bd14$	14
15 Bomba 2	$m27b27 - m28b28 + W59 = Bd15$	15
16 Turbina de vapor 2	$m36b36 - m37b37 - W19 = Bd16$	16
17 Turbina de vapor 3	$m38b38 - m41b41 - W20 = Bd17$	17
18 Turbina de vapor 4	$m40b40 - m42b42 - W21 = Bd18$	18
19 Condensador	$m41b41 + m42b42 - m43b43 + m44b44 - m45b45 + m46b46 = Bd19$	19
20 Generador 1	$W13 - W16 = Bd20$	20
21 Generador 2	$W22 - W47 = Bd21$	21
22 Nodo A	$m28b28 - m29b29 - m32b32 = Bd22$	22
23 Nodo B	$W19 + W20 + W21 - W22 = Bd23$	23
24 Nodo C	$W16 + W47 - W58 - W59 - W62 = Bd24$	24
25 Nodo D	-----	25
0 Ambiente	$(-)m1b1 - m3b3 - m6b6 + m12b12 - m44b44 + m45b45 - m46b46 + m48b48 + W62 = Bd_{total}$	26

Propiedades de los Flujos									
	Propiedades termodinámicas					Costos exergéticos		Costos exergoeconómicos	
Flujo	m (kg/s)	T (K)	P (bar)	E (kW)	B (kW)	B* (kW)	k*	II (pesos/s)	c (pesos/GJ)
1	603.026	310.130	0.855	191466	6736	6736	1.000	0.00	0.00
2	603.026	698.000	10.773	429102	221062	382157	1.729	28.90	130.71
3	10.797	310.130	7.500	517928	497211	497211	1.000	40.34	81.13
4	603.026	1448.130	10.773	947031	649243	879368	1.354	69.04	106.34
5	603.026	857.993	0.855	542885	177872	240919	1.354	18.91	106.34
6	0.000	310.130	7.500	0	0	0	0.000	0.00	0.00
7	603.026	857.993	0.855	542873	177872	240919	1.354	18.81	105.77
8	603.026	738.851	0.855	462336	120689	224140	1.857	16.91	140.12
9	603.026	734.738	0.855	458596	118851	234794	1.976	17.52	147.43
10	603.026	486.834	0.855	298324	26805	70695	2.637	5.18	193.20
11	603.026	439.616	0.855	269805	14500	47181	3.254	3.38	233.09
12	603.026	399.667	0.855	245037	5795	0	0.000	0.00	0.00
13	---	---	---	166500	166500	263028	1.580	20.46	122.88
14	---	---	---	237646	237646	375421	1.580	29.20	122.88
15	---	---	---	0	0	0	0.000	0.00	0.00
16	---	---	---	164003	164003	263028	1.604	20.23	123.35
17	---	---	---	0	0	0	0.000	0.00	0.00
18	---	---	---	2498	0	0	0.000	0.00	0.00
19	---	---	---	23508	23508	45406	1.932	3.33	141.45
20	---	---	---	69601	69601	138805	1.994	10.37	149.03
21	---	---	---	5981	5981	12680	2.122	0.85	141.47
22	---	---	---	99090	99090	196901	1.987	14.54	146.78
23	78.443	322.463	2.500	16208	1260	3764	2.987	0.22	175.74
24	78.443	392.324	2.500	39242	6574	50945	7.749	3.51	534.13
25	12.587	400.560	2.500	6738	1192	8561	7.183	0.59	493.59
26	12.587	400.560	2.500	34191	9657	32075	3.254	2.30	233.09
27	68.432	400.560	2.500	36635	6479	46544	7.183	3.20	493.59
28	68.432	401.936	101.000	37491	7238	50130	6.926	3.44	475.19
29	3.138	401.936	101.000	1719	332	2299	6.926	0.16	475.19
30	3.138	584.823	101.000	8553	3724	9823	2.637	0.72	193.20
31	3.138	400.560	2.500	4432	1166	4160	3.568	0.30	259.89
32	65.295	401.936	101.000	35772	6906	47831	6.926	3.28	475.19
33	65.295	584.823	101.000	177990	77503	204406	2.637	14.97	193.20
34	65.295	584.823	101.000	174281	75533	204406	2.706	14.92	197.50
35	65.295	584.823	101.000	177990	77503	210069	2.710	15.31	197.49
36	65.295	797.130	101.000	224225	104815	194643	1.857	14.69	140.12
37	65.295	601.686	26.900	200718	80364	149237	1.857	11.26	140.12
38	65.295	797.130	26.900	229381	97706	181442	1.857	13.69	140.12
39	12.587	400.560	2.500	34191	9657	32075	3.254	2.30	233.09
40	12.587	498.130	2.500	36740	10843	21421	1.976	1.60	147.43
41	65.295	322.430	0.119	159781	22960	42637	1.857	3.22	140.12
42	12.587	322.430	0.119	30758	4420	8731	1.976	0.65	147.43
43	78.443	322.430	0.119	16185	1245	3670	2.948	0.24	194.80
44	3353.191	289.312	0.855	227912	5661	5661	1.000	0.00	0.00
45	3353.191	301.612	0.855	400354	18098	53361	2.948	3.53	194.80
46	0.562	289.312	0.855	38	1	1	1.000	0.00	0.00
47	---	---	---	97604	97604	196901	2.017	14.32	146.66
48	0.562	400.560	2.500	301	53	0	0.000	0.00	0.00
49	---	---	---	5638	0	0	0.000	0.00	0.00
50	---	---	---	192	0	0	0.000	0.00	0.00
51	---	---	---	11219	0	0	0.000	0.00	0.00
52	---	---	---	2066	0	0	0.000	0.00	0.00
53	---	---	---	1734	0	0	0.000	0.00	0.00
54	---	---	---	412	0	0	0.000	0.00	0.00
55	---	---	---	1486	0	0	0.000	0.00	0.00
56	---	---	---	1950	0	0	0.000	0.00	0.00
57	---	---	---	20849	0	0	0.000	0.00	0.00
58	---	---	---	54	54	94	1.758	0.01	132.05
59	---	---	---	2040	2040	3586	1.758	0.27	132.05
60	---	---	---	31	0	0	0.000	0.00	0.00
61	---	---	---	1183	0	0	0.000	0.00	0.00
62	---	---	---	259513	259513	456249	1.758	34.27	132.05
63	---	---	---	3710	0	0	0.000	0.00	0.00
64	3.138	584.823	101.000	4432	1535	4160	2.710	0.30	197.49
65	---	---	---	12	0	0	0.000	0.00	0.00

Rendimientos y Costos								
Equipo No.	Rendimientos		Propiedades del Fuel			Propiedades del Producto		
	Energético	Exergético	B (kW)	K*	c (pesos/GJ)	B (kW)	K*	c (pesos/GJ)
1 Compresor	1.000	0.905	237646	1.580	122.88	221062	1.698	130.71
2 Cámara de combustión TG	1.000	0.904	718273	1.224	96.39	649243	1.354	106.34
3 Turbina de gas	1.000	0.857	471371	1.354	106.34	404146	1.580	122.88
4 Cámara de combustión HRSG	1.000	1.000	177872	1.354	106.34	177872	1.354	105.77
5 Sobrecalentador	0.930	0.781	57173	0.293	33.24	44654	0.376	40.56
6 Recalentador	0.930	0.534	1848	5.766	329.80	986	10.804	708.88
7 Evaporador 2	0.930	0.804	92046	1.783	134.10	73990	2.218	165.61
8 Evaporador 1	0.930	0.704	12305	1.911	146.19	8665	2.714	197.26
9 Economizador	0.930	0.610	8705	5.420	388.25	5314	8.879	619.12
10 Calentador abierto	1.000	0.999	17597	4.954	347.33	17582	4.959	346.04
11 Calentador cerrado	0.900	0.900	2190	2.586	190.19	1971	2.874	197.09
12 Válvula de expansión	1.000	0.760	1535	2.710	197.49	1166	3.568	259.89
13 Refrigerador (Chiller)	1.000	1.000	1971	0.000	28.41	1971	0.000	0.00
14 Bomba 1	0.420	0.291	54	1.758	132.05	16	6.047	1347.37
15 Bomba 2	0.420	0.372	2040	1.758	132.05	759	4.727	318.08
16 Turbina de vapor 2	1.000	0.961	24451	1.857	140.12	23508	1.932	141.45
17 Turbina de vapor 3	1.000	0.931	74746	1.857	140.12	69601	1.994	149.03
18 Turbina de vapor 4	1.000	0.931	6424	1.976	147.43	5981	2.122	141.47
19 Condensador	0.989	0.476	26136	1.825	138.75	12437	3.835	283.47
20 Generador 1	0.985	0.985	166500	1.580	122.88	164003	1.604	123.35
21 Generador 2	0.985	0.985	98090	1.987	146.78	97604	2.017	146.66
22 Nudo A	1.000	1.000	7238	6.926	475.19	7238	6.926	475.19
23 Nudo B	1.000	1.000	98090	1.987	146.78	99090	1.987	146.78
24 Nudo C	1.000	1.000	261606	1.758	132.05	261606	1.758	132.05
25 Nudo D	1.000	1.000	0	0.000	0.00	0	0.000	0.00
0 Planta	0.501	0.509	509610	1.000	587.62	259513	1.964	1144.10

Supuestos Económicos:								
Del manual de turbinas 2000, se obtuvieron los siguientes datos:								
Costo del ciclo combinado =	172633500 USD							
Costo por KW =	650 USD/kW							
Bases de evaluación:								
Vida económica del proyecto =	25 años							
Paridad del peso =	10.7 MEX/USD							
Costo capital:								
Compresor	8866457	[pesos/año]	1	TG =	0.2600			
Cámara de combustión TG	5763197	[pesos/año]	0.3	HRSG =	0.4400			
Turbina de gas	13447459	[pesos/año]	0.7	CCMP =	0.1200			
Cámara de combustión HRSG	2925931	[pesos/año]	0.09	EQ. ELE =	0.1800			
Sobrecalentador	2600827	[pesos/año]	0.08		1.0000			
Recalentador	2600827	[pesos/año]	0.08					
Evaporador 2	2600827	[pesos/año]	0.08					
Evaporador 1	2600827	[pesos/año]	0.08					
Economizador	2600827	[pesos/año]	0.08					
Calentador abierto	812759	[pesos/año]	0.025					
Calentador cerrado	812759	[pesos/año]	0.025					
Válvula de expansión	1626	[pesos/año]	0.00005					
Refrigerador (Chiller)	1623892	[pesos/año]	0.0500					
Bomba 1	812759	[pesos/año]	0.025					
Bomba 2	812759	[pesos/año]	0.025					
Turbina de vapor 2	2925931	[pesos/año]	0.09					
Turbina de vapor 3	2925931	[pesos/año]	0.09					
Turbina de vapor 4	2925931	[pesos/año]	0.09					
Condensador	2925931	[pesos/año]	0.09					
Generador 1	6649842	[pesos/año]	0.5					
Generador 2	6649842	[pesos/año]	0.5					
TOTAL	73887138	73887138	[pesos/año]					

De datos de CFE para plantas de ciclo combinado, se tiene que :							
	Costo de operación y mantenimiento =	0.003	\$/kWh				
Del sitio de internet de la Secretaría de Energía (SENER), se tiene que:							
	Costo del Gas Natural =	8.000	USD/MMBTU				
Por lo tanto:							
Costo de Operación y Mantenimiento:		35958	[pesos/año]				
Horas de servicio:		8064	[horas/año]				
Costo unitario del Gas Natural:		8.11E-05	[pesos/kJ exergia]				
Costo unitario del Aire:		0	[pesos/kJ exergia]				
Costo unitario del Agua:		1.04E-23	[pesos/kJ exergia]				
Valoración externa							
	[pesos/seg]						
Z1 =	0.305						
Z2 =	0.199						
Z3 =	0.463						
Z4 =	0.101						
Z5 =	0.090						
Z6 =	0.090						
Z7 =	0.090						
Z8 =	0.090						
Z9 =	0.090						
Z10 =	0.028						
Z11 =	0.028						
Z12 =	0.000						
Z13 =	0.056						
Z14 =	0.028						
Z15 =	0.028						
Z16 =	0.101						
Z17 =	0.101						
Z18 =	0.101						
Z19 =	0.101						
Z20 =	0.229						
Z21 =	0.229						
Z22 =	0						
Z23 =	0						
Z24 =	0						
Z25 =	0						
Z26 =	0.000						
Z27 =	40.340						
Z28 =	0						
Z29 =	0						
Z30 =	0						
Z31 =	0.000						
Z32 =	0						
Z33 =	0						
Z34 =	0						
Z35 =	0						
Z36 =	0						
Z37 =	0						
Z38 =	0						
Z39 =	0						
Z40 =	0						
Z41 =	0						
Z42 =	0						
Z43 =	0						
Z44 =	0						
Z45 =	0						
Z46 =	0						
Z47 =	0						
Z48 =	0						
Z49 =	0						
Z50 =	0						
Z51 =	0						
Z52 =	0						
Z53 =	0						
Z54 =	0.000						
Z55 =	0						
Z56 =	0						

Resultados

Resultados

MENU INICIAL
SIGUIENTES RESULTADOS

Turbina de gas		Ciclo de vapor		Ciclo combinado	
Flujo de combustible =	10.80 kg/s	Flujo de combustible =	0.00 kg/s	Carga planta =	100%
Flujo de aire =	603.03 kg/s	Flujo de vapor =	78.44 kg/s	Flujo de combustible =	10.80 kg/s
Capacidad total bruta =	166500 kW	Flujo de agua =	3353.19 kg/s	Capacidad total bruta =	261606 kW
Rendimiento (PCI) =	31.67%	Capacidad total bruta =	99090 kW	Auxiliares (bombeo) =	2093 kW
Heat Rate =	11369 kJ/kWh	Eficiencia HRSG =	74.81%	Capacidad total neta =	259513 kW
		Eficiencia turbina =	33.27%	Rendimiento neto (PCI) =	50.51%
				CTUN (PCI) =	7127 kJ/kWh

Balance de Energía			Balance de Exergía		
Equipo	Pérdidas	100(P/Ene)	Equipo	Irrever.	100(I/Exe)
Compresor	13467	2.60%	Compresor	23320	4.69%
Cámara de combustión TG	0	0.00%	Cámara de combustión TG	69030	13.88%
Turbina de gas	20130	3.89%	Turbina de gas	67225	13.52%
Cámara de combustión HRSG	12	0.00%	Cámara de combustión HRSG	0	0.00%
Sobrecalentador	5638	1.09%	Sobrecalentador	12520	2.52%
Recalentador	192	0.04%	Recalentador	862	0.17%
Evaporador 2	11219	2.17%	Evaporador 2	18057	3.63%
Evaporador 1	2066	0.40%	Evaporador 1	3640	0.73%
Economizador	1734	0.33%	Economizador	3391	0.68%
Calentador abierto	301	0.06%	Calentador abierto	16	0.00%
Calentador cerrado	412	0.08%	Calentador cerrado	219	0.04%
Válvula de expansión	0	0.00%	Válvula de expansión	369	0.07%
Refrigerador (Chiller)	3710	0.72%	Refrigerador (Chiller)	1971	0.40%
Bomba 1	31	0.01%	Bomba 1	38	0.01%
Bomba 2	1183	0.23%	Bomba 2	1281	0.26%
Turbina de vapor 2	2044	0.39%	Turbina de vapor 2	943	0.19%
Turbina de vapor 3	6052	1.17%	Turbina de vapor 3	5145	1.03%
Turbina de vapor 4	520	0.10%	Turbina de vapor 4	442	0.09%
Condensador	174392	33.67%	Condensador	13699	2.76%
Generador 1	2498	0.48%	Generador 1	2498	0.50%
Generador 2	1486	0.29%	Generador 2	1486	0.30%
Gases de escape	9236	1.78%	Gases de escape	0	0.00%
Pérdidas totales (P) kW	256322	49.49%	Irreversibilidades totales (I) kW	226150	45.48%
Efecto útil (Ene) kW	517928	50.51%	Efecto útil (Exe) kW	497211	54.52%
Rendimiento energético	η_p	50.51%	Rendimiento exergético	η_p	54.52%

Resultados

MENU INICIAL
RESULTADOS ANTERIORES

Propiedades de los flujos												
Flujo	Propiedades termodinámicas					Costos exergéticos		Costos exergoeconómicos				
	m (kg/s)	T (K)	P (bar)	E (kW)	B (kW)	B* (kW)	k*	II (\$/s)	c (\$/GJ)	c	unidades	
1	603.026	310.130	0.855	191456	6736	6736	1.000	0.00	0.00	0.00	\$/ton	
2	603.026	698.000	10.773	429102	221062	382157	1.729	28.90	130.71	93.01	\$/ton	
3	10.797	310.130	7.500	517928	497211	497211	1.000	40.34	81.13	3.89	\$/kg	
4	603.026	1448.130	10.773	947031	649243	879368	1.354	69.04	106.34	167.00	\$/ton	
5	603.026	857.993	0.855	542885	177872	240919	1.354	18.91	106.34	95.73	\$/ton	
6	0.000	310.130	7.500	0	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kg	
7	603.026	857.993	0.855	542873	177872	240919	1.354	18.81	105.77	95.22	\$/ton	
8	603.026	738.851	0.855	462336	120699	224140	1.857	16.91	140.12	107.43	\$/ton	
9	603.026	734.738	0.855	459596	118851	234794	1.976	17.52	147.43	112.36	\$/ton	
10	603.026	486.834	0.855	299324	26805	70695	2.637	5.18	193.20	95.90	\$/ton	
11	603.026	439.616	0.855	269805	14500	47181	3.254	3.38	233.09	104.29	\$/ton	
12	603.026	399.667	0.855	245037	5795	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/ton	
13	-----	-----	-----	166500	166500	263028	1.580	20.46	122.88	0.44	\$/kWh	
14	-----	-----	-----	237646	237646	375421	1.580	29.20	122.88	0.44	\$/kWh	
15	-----	-----	-----	0	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh	
16	-----	-----	-----	164003	164003	263028	1.604	20.23	123.35	0.44	\$/kWh	
17	-----	-----	-----	0	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh	
18	-----	-----	-----	2498	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh	
19	-----	-----	-----	23508	23508	45406	1.932	3.33	141.45	0.51	\$/kWh	
20	-----	-----	-----	69601	69601	138805	1.994	10.37	149.03	0.54	\$/kWh	
21	-----	-----	-----	5981	5981	12690	2.122	0.85	141.47	0.51	\$/kWh	
22	-----	-----	-----	99090	99090	196901	1.987	14.54	146.78	0.53	\$/kWh	
23	78.443	322.463	2.500	16208	1260	3764	2.987	0.22	175.74	36.31	\$/ton	
24	78.443	392.324	2.500	39242	6574	50945	7.749	3.51	534.13	267.21	\$/ton	
25	12.587	400.560	2.500	6738	1192	8561	7.183	0.59	493.59	264.24	\$/ton	

26	12.587	400.560	2.500	34191	9857	32075	3.254	2.30	233.09	633.16	\$/ton
27	68.432	400.560	2.500	36635	6479	46544	7.183	3.20	493.59	264.24	\$/ton
28	68.432	401.936	101.000	37491	7238	50130	6.926	3.44	475.19	260.34	\$/ton
29	3.138	401.936	101.000	1719	332	2299	6.926	0.16	475.19	260.34	\$/ton
30	3.138	584.823	101.000	8553	3724	9823	2.637	0.72	193.20	526.65	\$/ton
31	3.138	400.560	2.500	4432	1166	4160	3.568	0.30	259.89	367.05	\$/ton
32	65.295	401.936	101.000	35772	6906	47831	6.926	3.28	475.19	260.34	\$/ton
33	65.295	584.823	101.000	177990	77503	204406	2.637	14.97	193.20	526.65	\$/ton
34	65.295	584.823	101.000	174281	75533	204406	2.706	14.92	197.50	527.15	\$/ton
35	65.295	584.823	101.000	177990	77503	210069	2.710	15.31	197.49	538.34	\$/ton
36	65.295	797.130	101.000	224225	104815	194643	1.857	14.69	140.12	481.19	\$/ton
37	65.295	601.686	26.900	200718	80364	149237	1.857	11.26	140.12	430.74	\$/ton
38	65.295	797.130	26.900	229381	97706	181442	1.857	13.69	140.12	492.25	\$/ton
39	12.587	400.560	2.500	34191	9857	32075	3.254	2.30	233.09	633.16	\$/ton
40	12.587	498.130	2.500	36740	10843	21421	1.976	1.60	147.43	430.32	\$/ton
41	65.295	322.430	0.119	159781	22960	42637	1.857	3.22	140.12	342.89	\$/ton
42	12.587	322.430	0.119	30758	4420	8731	1.976	0.65	147.43	360.27	\$/ton
43	78.443	322.430	0.119	16185	1245	3670	2.948	0.24	194.80	40.19	\$/ton
44	3353.191	289.312	0.855	227912	5661	5661	1.000	0.00	0.00	0.00	\$/ton
45	3353.191	301.612	0.855	400354	18098	53361	2.948	3.53	194.80	23.26	\$/ton
46	0.562	289.312	0.855	38	1	1	1.000	0.00	0.00	0.00	\$/ton
47	-----	-----	-----	97604	97604	196901	2.017	14.32	146.66	0.53	\$/kWh
48	0.562	400.560	2.500	301	53	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/ton
49	-----	-----	-----	5638	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
50	-----	-----	-----	192	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
51	-----	-----	-----	11219	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
52	-----	-----	-----	2066	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
53	-----	-----	-----	1734	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
54	-----	-----	-----	412	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
55	-----	-----	-----	1486	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
56	-----	-----	-----	1950	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
57	-----	-----	-----	20849	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
58	-----	-----	-----	54	54	94	1.758	0.01	132.05	0.48	\$/kWh
59	-----	-----	-----	2040	2040	3586	1.758	0.27	132.05	0.48	\$/kWh
60	-----	-----	-----	31	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
61	-----	-----	-----	1183	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
62	-----	-----	-----	259513	259513	456249	1.758	34.27	132.05	0.48	\$/kWh
63	-----	-----	-----	3710	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh
64	3.138	584.823	101.000	4432	1535	4160	2.710	0.30	197.49	278.92	\$/ton
65	-----	-----	-----	12	0	0	0.000	0.00	0.00	0.00	\$/kWh

Rendimientos y Costos.								
Equipo	Rendimientos		Propiedades del Fuel			Propiedades del Producto		
	Energético	Exergético	B (kW)	k*	c (\$/kWh)	B (kW)	k*	c (\$/kWh)
1 Compresor	1.000	0.905	237646	1.580	0.44	221062	1.698	0.47
2 Cámara de combustión TG	1.000	0.904	718273	1.224	0.35	649243	1.354	0.38
3 Turbina de gas	1.000	0.857	471371	1.354	0.38	404146	1.580	0.44
4 Cámara de combustión HRSG	1.000	1.000	177872	1.354	0.38	177872	1.354	0.38
5 Sobrecalentador	0.930	0.781	57173	0.293	0.12	44654	0.376	0.15
6 Recalentador	0.930	0.534	1848	5.766	1.19	986	10.804	2.55
7 Evaporador 2	0.930	0.804	92046	1.783	0.48	73990	2.218	0.60
8 Evaporador 1	0.930	0.704	12305	1.911	0.53	8665	2.714	0.71
9 Economizador	0.930	0.610	8705	5.420	1.40	5314	8.879	2.23
10 Calentador abierto	1.000	0.999	17597	4.954	1.25	17582	4.959	1.25
11 Calentador cerrado	0.900	0.900	2190	2.586	0.68	1971	2.874	0.71
12 Válvula de expansión	1.000	0.760	1535	2.710	0.71	1166	3.568	0.94
13 Refrigerador (Chiller)	1.000	1.000	1971	0.000	0.10	1971	0.000	0.00
14 Bomba 1	0.420	0.291	54	1.758	0.48	16	6.047	4.85
15 Bomba 2	0.420	0.372	2040	1.758	0.48	759	4.727	1.15
16 Turbina de vapor 2	1.000	0.961	24451	1.857	0.50	23508	1.932	0.51
17 Turbina de vapor 3	1.000	0.931	74746	1.857	0.50	69601	1.994	0.54
18 Turbina de vapor 4	1.000	0.931	6424	1.976	0.53	5981	2.122	0.51
19 Condensador	0.989	0.476	26136	1.825	0.50	12437	3.835	1.02
20 Generador 1	0.985	0.985	166500	1.580	0.44	164003	1.604	0.44
21 Generador 2	0.985	0.985	99090	1.987	0.53	97604	2.017	0.53
22 Nodo A	1.000	1.000	7238	6.926	1.71	7238	6.926	1.71
23 Nodo B	1.000	1.000	99090	1.987	0.53	99090	1.987	0.53
24 Nodo C	1.000	1.000	261606	1.758	0.48	261606	1.758	0.48
25 Nodo D	1.000	1.000	0	0.000	0.00	0	0.000	0.00

APÉNDICE 2

Conceptos básicos de Ingeniería económica

El análisis económico que debe realizarse a fin de estudiar las diferentes alternativas que se llegaran a plantear en un proyecto debe considerar los siguientes parámetros:

- **Medición preliminar de resultados**

CI: Costo inicial del proyecto (mano de obra, materiales y equipos)

CAO: Costo anual de operación

AAC: Ahorro anual de combustible

PEC: Precio estimado del combustible (actual o promedio en el tiempo de vida de la inversión)

DEP: Duración estimada del proyecto (vida útil)

A: Ahorro neto anual

$$A = (AAC \times PEC) - CAO$$

1. Periodo de pago (PP)

$$PP = \frac{CI}{(AAC \times PEC) - CAO} = \frac{CI}{A}$$

Si $PP \leq \frac{1}{2}$ vida útil \rightarrow es rentable

De este método se puede concluir que no se pueden comparar alternativas de inversión, con diferentes tiempos de vida.

2. Recuperación de capital (RC)

Es mejor que el periodo de pago, considera la depreciación de la inversión a través de su vida económica.

$$DL = \frac{CI}{DEP} \quad \text{Depreciación lineal}$$

$$RC = \frac{A - DL}{CI} \times 100$$

Donde $RC > 20\%$ (Valor empírico)

- Medición detallada de resultados

A. Se incorpora un factor de descuento que corrige el valor del dinero en el tiempo

y : tasa bancaria de préstamo

x : tasa bancaria de ahorro

f : inflación

i : tasa de descuento

$$i = \frac{y-f}{1+f} \quad \text{ó} \quad i = \frac{x-f}{1+f}$$

B. Diferentes alternativas de inversión, hace que los pesos en el presente sean mayores a los pesos en el futuro.

C. Si la tasa de recuperación es menor que la tasa de interés de préstamo (financiamiento). Por lo tanto la tasa de descuento de valuación de nuevas alternativas es igual a la tasa de interés del préstamo.

D. Las utilidades generadas por el ahorro de energía son gravables, es decir, sujetas a impuestos.

Cálculo de las medidas detalladas

1. Análisis Beneficio / Costo

$$B = VP = A \times FVP$$

$$FVP = \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i}$$

$$\frac{B}{CI} > 1 \rightarrow \text{es rentable}$$

2. Periodo de recuperación del capital invertido

$$CI = B = VP = A \times FVP$$

$$CI = A \times \frac{1 - (1+i)^{-m}}{i}$$

$$m = \frac{\ln\left(1 - \frac{CI \times i}{A}\right)}{\ln(1+i)}$$

$$\frac{CI \times i}{A} < 1 \rightarrow \text{es rentable}$$

Como criterio se : $\frac{m}{n} \leq 30\%$ \rightarrow es rentable, en cogeneración puede ser hasta 40%

3. Tasa de recuperación mínima atractiva (TREMA = j)

Es la tasa de descuento donde el valor presente neto sea igual a cero.

$$CI = B \rightarrow VPN = CI - B = 0$$

$$CI = A \times \frac{1 - (1+j)^{-n}}{j}$$

para obtener j con n, A y CI, se itera hasta igualar para obtener j.

$j > i \rightarrow$ es rentable

Si i disminuye \rightarrow FVP \uparrow B \uparrow

4. Análisis marginal

Obtener un nivel óptimo de aplicación que al agregar un nivel de inversión implica que no genera ahorros netos mayores.

APÉNDICE 3

APÉNDICE 3.1 Resultados del simulador - CCC Río Bravo 3

Productor Independiente de Energía			
Datos de Diseño			
Central:	RIO BRAVO 3	Unidad:	1, 2
		Fecha - Hora:	Diseño
INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO			
Presión barométrica	bar		1.011
Temperatura ambiental	°C		36.7
Temperatura de bulbo húmedo	°C		26
Humedad relativa	%		44
COMPRESOR			
Temperatura aire a la succión del compresor	°C		36.7
Temperatura del aire de descarga del compresor	°C		452
Presión aire a la succión del compresor	bar		1.011
Presión aire a la salida del compresor (man)	bar		15.170
Relación de presiones			15
Eficiencia compresor	%		85.00
COMBUSTOR			
Flujo de gas natural	ton/h		66.29
Poder calorífico superior	kJ/kg		52884.2
Poder calorífico inferior	kJ/kg		47523.2
Densidad del combustible	kg/Nm ³		0.8245
Flujo de aire	ton/h		3459.6
Potencia al eje del compresor	MW		407.44
Temperatura admisión turbina	°C		1240
TURBINA (EXPANSOR)			
Temperatura de escape	°C		563
Presión de salida (man)	bar		
Potencia turbina	MW		746.04
Eficiencia turbina	%		91.40
Potencia bruta	MW		338.60
Pérdidas mecánicas	MW		
Pérdidas en el generador eléctrico	MW		3.39
Potencia neta	MW		335.21
DATOS GENERALES DEL SISTEMA			
Régimen térmico turbina de gas	kJ/KWh		9397
Precio del combustible	\$/kJ		0.000044585
Eficiencia global turbina de gas	%		38.31

Productor Independiente de Energía

Datos de Diseño

Central: RIO BRAVO 3 Unidad: 3
 Fecha - Hora: Diseño

CICLO DE VAPOR

Vapor - Alta presión	bar	131.5
Temperatura	°C	565
Flujo	ton/h	355.63
Vapor - Media presión	bar	29
Temperatura	°C	565
Flujo	ton/h	355.63
Vapor - Baja presión	bar	4.7
Temperatura	°C	298
Flujo	ton/h	68.55
Eficiencia turbina	%	94.00
Potencia bruta	MW	168.40
Pérdidas en el generador	MW	1.68
Potencia neta	MW	166.72

AEROCONDENSADOR

Temperatura entrada	°C	38.5
Temperatura salida	°C	26.2
Flujo agua	ton/h	18284.8

HRSG

Eficiencia	%	78.88
Flujo de gases	ton/h	3459.6
Temperatura de entrada de gases	°C	563
Temperatura de salida de gases	°C	115

DATOS GENERALES

Eficiencia del ciclo de vapor	%	36.43
-------------------------------	---	-------

CICLO COMBINADO

Capacidad total bruta	MW	501.93
Auxiliares	MW	4.21
Capacidad total neta	MW	497.72
Rendimiento neto (PCI)	%	57.36
CTUN (PCI)	kJ/kWh	6276

COSTOS

Costo del vapor principal	\$/ton	437.08
Costo de electricidad (TG)	\$/kWh	0.40
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)	\$/kWh	0.44
Costo de electricidad del ciclo	\$/kWh	0.42

APÉNDICE 3.2**Resultados del simulador - CCC Chihuahua 3**

Productor Independiente de Energía		
Datos de Diseño		
Central:	CHIHUAHUA 3	Unidad: 1,2
		Fecha - Hora: Diseño
INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO		
Presión barométrica	bar	0.855
Temperatura ambiental	°C	37
Temperatura de bulbo húmedo	°C	16
Humedad relativa	%	11
COMPRESOR		
Temperatura aire a la succión del compresor	°C	37
Temperatura del aire de descarga del compresor	°C	425
Presión aire a la succión del compresor	bar	0.855
Presión aire a la salida del compresor (man)	bar	10.773
Relación de presiones		12.6
Eficiencia compresor	%	83.00
COMBUSTOR		
Flujo de gas natural	ton/h	38.87
Poder calorífico superior	kJ/kg	52884.2
Poder calorífico inferior	kJ/kg	47968.4
Densidad del combustible	kg/Nm ³	0.8124
Flujo de aire	ton/h	2170.9
Potencia al eje del compresor	MW	237.65
Temperatura admisión turbina	°C	1175
TURBINA (EXPANSOR)		
Temperatura de escape	°C	585
Presión de salida (man)	bar	
Potencia turbina	MW	404.15
Eficiencia turbina	%	87.00
Potencia bruta	MW	166.50
Pérdidas mecánicas	MW	
Pérdidas en el generador eléctrico	MW	2.50
Potencia neta	MW	164.00
DATOS GENERALES DEL SISTEMA		
Régimen térmico turbina de gas	kJ/KWh	11369
Precio del combustible	\$/kJ	0.000044585
Eficiencia global turbina de gas	%	31.67

Productor Independiente de Energía

Datos de Diseño

Central: CHIHUAHUA 3 Unidad: 3
 Fecha - Hora: Diseño

CICLO DE VAPOR

Vapor - Alta presión	bar	101
Temperatura	°C	524
Flujo	ton/h	235.06
Vapor - Media presión	bar	26.9
Temperatura	°C	524
Flujo	ton/h	235.06
Vapor - Baja presión	bar	2.5
Temperatura	°C	225
Flujo	ton/h	45.31
Eficiencia turbina	%	92.00
Potencia bruta	MW	99.09
Pérdidas en el generador	MW	1.49
Potencia neta	MW	97.60

AEROCONDENSADOR

Temperatura entrada	°C	28.5
Temperatura salida	°C	16.2
Flujo agua	ton/h	12071.5

HRSG

Eficiencia	%	74.81
Flujo de gases	ton/h	2170.9
Temperatura de entrada de gases	°C	585
Temperatura de salida de gases	°C	127

DATOS GENERALES

Eficiencia del ciclo de vapor	%	33.27
-------------------------------	---	-------

CICLO COMBINADO

Capacidad total bruta	MW	261.61
Auxiliares	MW	2.09
Capacidad total neta	MW	259.51
Rendimiento neto (PCI)	%	50.51
CTUN (PCI)	kJ/kWh	7127

COSTOS

Costo del vapor principal	\$/ton	481.19
Costo de electricidad (TG)	\$/kWh	0.44
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)	\$/kWh	0.52
Costo de electricidad del ciclo	\$/kWh	0.47

APÉNDICE 3.3**Resultados del simulador - CCC 540 MW**

Productor Independiente de Energía		
Datos de Prueba		
Central:	540 MW	Unidad: 1 y 2
		Fecha - Hora: Datos de diseño
INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO		
Presión barométrica	bar	0.966
Temperatura ambiental	°C	22.2
Temperatura de bulbo húmedo	°C	17
Humedad relativa	%	61
COMPRESOR		
Temperatura aire a la succión del compresor	°C	22.2
Temperatura del aire de descarga del compresor	°C	421
Presión aire a la succión del compresor	bar	0.966
Presión aire a la salida del compresor (man)	bar	14.492
Relación de presiones		15.00
Eficiencia compresor	%	84.50
COMBUSTOR		
Flujo de gas natural	ton/h	70.44
Poder calorífico superior	kJ/kg	52884.2
Poder calorífico inferior	kJ/kg	48746.0
Densidad del combustible	kg/Nm ³	0.7921
Flujo de aire	ton/h	3645.6
Potencia al eje del compresor	MW	409.86
Temperatura admisión turbina	°C	1238
TURBINA (EXPANSOR)		
Temperatura de escape	°C	587
Presión de salida (man)	bar	
Potencia turbina	MW	755.66
Eficiencia turbina	%	88.00
Potencia bruta	MW	345.80
Pérdidas mecánicas	MW	
Pérdidas en el generador eléctrico	MW	5.19
Potencia neta	MW	340.61
DATOS GENERALES DEL SISTEMA		
Régimen térmico turbina de gas	kJ/KWh	10081
Precio del combustible	\$/kJ	0.000044585
Eficiencia global turbina de gas	%	35.71

Productor Independiente de Energía			
Datos de Prueba			
Central:	540 MW	Unidad:	3
		Fecha - Hora:	Datos de diseño
CICLO DE VAPOR			
Vapor - Alta presión		bar	155.6
Temperatura		°C	563
Flujo		ton/h	394.20
Vapor - Media presión		bar	40.7
Temperatura		°C	563
Flujo		ton/h	394.20
Vapor - Baja presión		bar	6.5
Temperatura		°C	312
Flujo		ton/h	75.99
Eficiencia turbina		%	92.00
Potencia bruta		MW	194.20
Pérdidas en el generador		MW	2.91
Potencia neta		MW	191.29
AEROCONDENSADOR			
Temperatura entrada		°C	29.4
Temperatura salida		°C	17.1
Flujo agua		ton/h	19779.8
HRSG			
Eficiencia		%	74.81
Flujo de gases		ton/h	3645.6
Temperatura de entrada de gases		°C	587
Temperatura de salida de gases		°C	110
DATOS GENERALES			
Eficiencia del ciclo de vapor		%	37.38
CICLO COMBINADO			
Capacidad total bruta		MW	531.90
Auxiliares		MW	5.88
Capacidad total neta		MW	526.02
Rendimiento neto (PCI)		%	55.77
CTUN (PCI)		kJ/kWh	6456
COSTOS			
Costo del vapor principal		\$/ton	483.09
Costo de electricidad (TG)		\$/kWh	0.45
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)		\$/kWh	0.51
Costo de electricidad del ciclo		\$/kWh	0.47

APÉNDICE 3.4**Resultados del simulador - CCC El Sauz (Diseño)
Unidades 6 y 7**

		Comisión Federal de Electricidad	
		Condiciones de diseño	
Central:	EL SAUZ	Unidad:	6
		Fecha - Hora:	Condiciones de diseño
INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO			
Presión barométrica		bar	0.793
Temperatura ambiental		°C	30
Temperatura de bulbo húmedo		°C	14
Humedad relativa		%	20
COMPRESOR			
Temperatura aire a la succión del compresor		°C	30
Temperatura del aire de descarga del compresor		°C	437
Presión aire a la succión del compresor		bar	0.793
Presión aire a la salida del compresor (man)		bar	11.496
Relación de presiones			14.50
Eficiencia compresor		%	84.00
COMBUSTOR			
Flujo de gas natural		ton/h	23.21
Poder calorífico superior		kJ/kg	51666.1
Poder calorífico inferior		kJ/kg	55704.7
Densidad del combustible		kg/Nm ³	0.7218
Flujo de aire		ton/h	1349.9
Potencia al eje del compresor		MW	155.32
Temperatura admisión turbina		°C	1240
TURBINA (EXPANSOR)			
Temperatura de escape		°C	591
Presión de salida (man)		bar	
Potencia turbina		MW	284.32
Eficiencia turbina		%	88.50
Potencia bruta		MW	129.00
Pérdidas mecánicas		MW	
Pérdidas en el generador eléctrico		MW	1.29
Potencia neta		MW	127.71
DATOS GENERALES DEL SISTEMA			
Régimen térmico turbina de gas		kJ/KWh	10124
Precio del combustible		\$/kJ	0.000044585
Eficiencia global turbina de gas		%	35.56

		Comisión Federal de Electricidad	
		Condiciones de diseño	
Central:	EL SAUZ	Unidad:	7
		Fecha - Hora:	Condiciones de diseño
CICLO DE VAPOR			
Vapor - Alta presión		bar	58.5
Temperatura		°C	550
Flujo		ton/h	140.51
Vapor - Media presión		bar	9.5
Temperatura		°C	550
Flujo		ton/h	140.51
Vapor - Baja presión		bar	3.1
Temperatura		°C	220
Flujo		ton/h	27.09
Eficiencia turbina		%	94.00
Potencia bruta		MW	64.00
Pérdidas en el generador		MW	0.64
Potencia neta		MW	63.36
AEROCONDENSADOR			
Temperatura entrada		°C	28.9
Temperatura salida		°C	14.4
Flujo agua		ton/h	6417.4
HRSG			
Eficiencia		%	74.81
Flujo de gases		ton/h	1349.9
Temperatura de entrada de gases		°C	591
Temperatura de salida de gases		°C	131
DATOS GENERALES			
Eficiencia del ciclo de vapor		%	33.79
CICLO COMBINADO			
Capacidad total bruta		MW	191.07
Auxiliares		MW	0.64
Capacidad total neta		MW	190.43
Rendimiento neto (PCI)		%	53.20
CTUN (PCI)		kJ/kWh	6767
COSTOS			
Costo del vapor principal		\$/ton	466.17
Costo de electricidad (TG)		\$/kWh	0.38
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)		\$/kWh	0.48
Costo de electricidad del ciclo		\$/kWh	0.42

APÉNDICE 3.5**Resultados del simulador - CCC El Sauz (Datos operativos)
Unidades 6 y 7**

Comisión Federal de Electricidad

Datos de prueba

Central: EL SAUZ Unidad: 6
 Fecha - Hora: 18/03/2004 10:20 a.m.

INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO

Presión barométrica	bar	0.793
Temperatura ambiental	°C	24
Temperatura de bulbo húmedo	°C	12
Humedad relativa	%	28

COMPRESOR

Temperatura aire a la succión del compresor	°C	24
Temperatura del aire de descarga del compresor	°C	401
Presión aire a la succión del compresor	bar	0.793
Presión aire a la salida del compresor (man)	bar	11.266
Relación de presiones		14.21
Eficiencia compresor	%	88.00

COMBUSTOR

Flujo de gas natural	ton/h	27.85
Poder calorífico superior	kJ/kg	51666.1
Poder calorífico inferior	kJ/kg	48463.1
Densidad del combustible	kg/Nm ³	0.7218
Flujo de aire	ton/h	1132.5
Potencia al eje del compresor	MW	120.09
Temperatura admisión turbina	°C	1225

TURBINA (EXPANSOR)

Temperatura de escape	°C	552
Presión de salida (man)	bar	
Potencia turbina	MW	249.89
Eficiencia turbina	%	93.00
Potencia bruta	MW	129.80
Pérdidas mecánicas	MW	
Pérdidas en el generador eléctrico	MW	1.30
Potencia neta	MW	128.50

DATOS GENERALES DEL SISTEMA

Régimen térmico turbina de gas	kJ/KWh	10502
Precio del combustible	\$/kJ	0.000044585
Eficiencia global turbina de gas	%	34.28

Comisión Federal de Electricidad

Datos de prueba

Central: EL SAUZ Unidad: 7
 Fecha - Hora: 18/03/2004 10:20 a.m.

CICLO DE VAPOR

Vapor - Alta presión	bar	58.99
Temperatura	°C	540
Flujo	ton/h	109.57
Vapor - Media presión	bar	9.09
Temperatura	°C	540
Flujo	ton/h	109.57
Vapor - Baja presión	bar	2.93
Temperatura	°C	217
Flujo	ton/h	21.12
Eficiencia turbina	%	93.00
Potencia bruta	MW	50.90
Pérdidas en el generador	MW	0.51
Potencia neta	MW	50.39

AEROCONDENSADOR

Temperatura entrada	°C	24.6
Temperatura salida	°C	12.3
Flujo agua	ton/h	5866.4

HRSO

Eficiencia	%	74.81
Flujo de gases	ton/h	1160.3
Temperatura de entrada de gases	°C	552
Temperatura de salida de gases	°C	131

DATOS GENERALES

Eficiencia del ciclo de vapor	%	34.34
-------------------------------	---	-------

CICLO COMBINADO

Capacidad total bruta	MW	178.89
Auxiliares	MW	0.52
Capacidad total neta	MW	178.37
Rendimiento neto (PCI)	%	47.72
CTUN (PCI)	kJ/kWh	7544

COSTOS

Costo del vapor principal	\$/ton	622.57
Costo de electricidad (TG)	\$/kWh	0.52
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)	\$/kWh	0.65
Costo de electricidad del ciclo	\$/kWh	0.56

APÉNDICE 3.6**Resultados del simulador - CCC El Sauz (Datos operativos)
Unidades 5 y 7**

Comisión Federal de Electricidad

Datos de prueba

Central: EL SAUZ Unidad: 5
 Fecha - Hora: 04/03/2004 09:04 a.m.

INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO

Presión barométrica	bar	0.793
Temperatura ambiental	°C	9
Temperatura de bulbo húmedo	°C	7
Humedad relativa	%	75

COMPRESOR

Temperatura aire a la succión del compresor	°C	9
Temperatura del aire de descarga del compresor	°C	370
Presión aire a la succión del compresor	bar	0.793
Presión aire a la salida del compresor (man)	bar	11.266
Relación de presiones		14.21
Eficiencia compresor	%	88.00

COMBUSTOR

Flujo de gas natural	ton/h	25.58
Poder calorífico superior	kJ/kg	51666.1
Poder calorífico inferior	kJ/kg	48463.1
Densidad del combustible	kg/Nm ³	0.7218
Flujo de aire	ton/h	1032.9
Potencia al eje del compresor	MW	104.47
Temperatura admisión turbina	°C	1225

TURBINA (EXPANSOR)

Temperatura de escape	°C	552
Presión de salida (man)	bar	
Potencia turbina	MW	228.06
Eficiencia turbina	%	93.00
Potencia bruta	MW	123.59
Pérdidas mecánicas	MW	
Pérdidas en el generador eléctrico	MW	1.24
Potencia neta	MW	122.35

DATOS GENERALES DEL SISTEMA

Régimen térmico turbina de gas	kJ/KWh	10132
Precio del combustible	\$/kJ	0.000044585
Eficiencia global turbina de gas	%	35.53

Comisión Federal de Electricidad

Datos de prueba

Central: EL SAUZ Unidad: 7
 Fecha - Hora: 04/03/2004 09:04 a.m.

CICLO DE VAPOR

Vapor - Alta presión	bar	58.99
Temperatura	°C	540
Flujo	ton/h	98.39
Vapor - Media presión	bar	9.09
Temperatura	°C	540
Flujo	ton/h	98.39
Vapor - Baja presión	bar	2.93
Temperatura	°C	217
Flujo	ton/h	18.97
Eficiencia turbina	%	93.00
Potencia bruta	MW	49.08
Pérdidas en el generador	MW	0.49
Potencia neta	MW	48.59

AEROCONDENSADOR

Temperatura entrada	°C	19.0
Temperatura salida	°C	6.7
Flujo agua	ton/h	5176.9

HRSO

Eficiencia	%	74.81
Flujo de gases	ton/h	1058.4
Temperatura de entrada de gases	°C	552
Temperatura de salida de gases	°C	130

DATOS GENERALES

Eficiencia del ciclo de vapor	%	36.27
-------------------------------	---	-------

CICLO COMBINADO

Capacidad total bruta	MW	170.94
Auxiliares	MW	0.47
Capacidad total neta	MW	170.47
Rendimiento neto (PCI)	%	49.64
CTUN (PCI)	kJ/kWh	7252

COSTOS

Costo del vapor principal	\$/ton	614.60
Costo de electricidad (TG)	\$/kWh	0.51
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)	\$/kWh	0.64
Costo de electricidad del ciclo	\$/kWh	0.55

APÉNDICE 3.7**Resultados del simulador - CCC El Sauz (Diseño)
Unidades 5, 6 y 7**

Comisión Federal de Electricidad
Condiciones de diseño

Central: EL SAUZ Unidad: 5 y 6
Fecha - Hora: Condiciones de diseño

INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO

Presión barométrica	bar	0.793
Temperatura ambiental	°C	30
Temperatura de bulbo húmedo	°C	14
Humedad relativa	%	20

COMPRESOR

Temperatura aire a la succión del compresor	°C	30
Temperatura del aire de descarga del compresor	°C	437
Presión aire a la succión del compresor	bar	0.793
Presión aire a la salida del compresor (man)	bar	11.496
Relación de presiones		14.50
Eficiencia compresor	%	84.00

COMBUSTOR

Flujo de gas natural	ton/h	44.29
Poder calorífico superior	kJ/kg	51666.1
Poder calorífico inferior	kJ/kg	55704.7
Densidad del combustible	kg/Nm ³	0.7218
Flujo de aire	ton/h	2576.1
Potencia al eje del compresor	MW	296.41
Temperatura admisión turbina	°C	1240

TURBINA (EXPANSOR)

Temperatura de escape	°C	591
Presión de salida (man)	bar	
Potencia turbina	MW	542.59
Eficiencia turbina	%	88.50
Potencia bruta	MW	246.18
Pérdidas mecánicas	MW	
Pérdidas en el generador eléctrico	MW	2.46
Potencia neta	MW	243.72

DATOS GENERALES DEL SISTEMA

Régimen térmico turbina de gas	kJ/KWh	10124
Precio del combustible	\$/kJ	0.000044585
Eficiencia global turbina de gas	%	35.56

		Comisión Federal de Electricidad	
		Condiciones de diseño	
Central:	EL SAUZ	Unidad:	7
		Fecha - Hora:	Condiciones de diseño
CICLO DE VAPOR			
Vapor - Alta presión		bar	118.6
Temperatura		°C	550
Flujo		ton/h	269.59
Vapor - Media presión		bar	20.6
Temperatura		°C	550
Flujo		ton/h	269.59
Vapor - Baja presión		bar	3.9
Temperatura		°C	219
Flujo		ton/h	51.97
Eficiencia turbina		%	94.00
Potencia bruta		MW	128.00
Pérdidas en el generador		MW	1.28
Potencia neta		MW	126.72
AEROCONDENSADOR			
Temperatura entrada		°C	28.9
Temperatura salida		°C	14.4
Flujo agua		ton/h	11798.6
HRSG			
Eficiencia		%	74.81
Flujo de gases		ton/h	2576.1
Temperatura de entrada de gases		°C	591
Temperatura de salida de gases		°C	136
DATOS GENERALES			
Eficiencia del ciclo de vapor		%	35.80
CICLO COMBINADO			
Capacidad total bruta		MW	370.44
Auxiliares		MW	2.49
Capacidad total neta		MW	367.95
Rendimiento neto (PCI)		%	54.05
CTUN (PCI)		kJ/kWh	6661
COSTOS			
Costo del vapor principal		\$/ton	453.85
Costo de electricidad (TG)		\$/kWh	0.39
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)		\$/kWh	0.48
Costo de electricidad del ciclo		\$/kWh	0.42

APÉNDICE 3.8**Resultados del simulador - CCC El Sauz (Datos Operativos)
Unidades 5, 6 y 7**

Comisión Federal de Electricidad			
Datos de prueba			
Central:	EL SAUZ	Unidad:	5 y 6
		Fecha - Hora:	27/02/2004 18:30 hrs
INFORMACIÓN GENERAL DEL SITIO			
Presión barométrica		bar	0.793
Temperatura ambiental		°C	12
Temperatura de bulbo húmedo		°C	5
Humedad relativa		%	38
COMPRESOR			
Temperatura aire a la succión del compresor		°C	12
Temperatura del aire de descarga del compresor		°C	381
Presión aire a la succión del compresor		bar	0.793
Presión aire a la salida del compresor (man)		bar	11.266
Relación de presiones			14.21
Eficiencia compresor		%	87.00
COMBUSTOR			
Flujo de gas natural		ton/h	60.38
Poder calorífico superior		kJ/kg	51666.1
Poder calorífico inferior		kJ/kg	48463.1
Densidad del combustible		kg/Nm ³	0.7218
Flujo de aire		ton/h	2437.9
Potencia al eje del compresor		MW	251.99
Temperatura admisión turbina		°C	1225
TURBINA (EXPANSOR)			
Temperatura de escape		°C	581
Presión de salida (man)		bar	
Potencia turbina		MW	514.75
Eficiencia turbina		%	89.00
Potencia bruta		MW	262.76
Pérdidas mecánicas		MW	
Pérdidas en el generador eléctrico		MW	2.63
Potencia neta		MW	260.13
DATOS GENERALES DEL SISTEMA			
Régimen térmico turbina de gas		kJ/KWh	11248
Precio del combustible		\$/kJ	0.000044585
Eficiencia global turbina de gas		%	32.01

		Comisión Federal de Electricidad	
		Datos de prueba	
Central:	EL SAUZ	Unidad:	7
		Fecha - Hora:	27/02/2004 18:30 hrs
CICLO DE VAPOR			
Vapor - Alta presión		bar	58.99
Temperatura		°C	540
Flujo		ton/h	260.97
Vapor - Media presión		bar	9.09
Temperatura		°C	540
Flujo		ton/h	260.97
Vapor - Baja presión		bar	2.93
Temperatura		°C	217
Flujo		ton/h	50.31
Eficiencia turbina		%	93.00
Potencia bruta		MW	128.37
Pérdidas en el generador		MW	1.28
Potencia neta		MW	127.08
AEROCONDENSADOR			
Temperatura entrada		°C	17.4
Temperatura salida		°C	5.1
Flujo agua		ton/h	13780.1
HRSG			
Eficiencia		%	74.81
Flujo de gases		ton/h	2498.3
Temperatura de entrada de gases		°C	581
Temperatura de salida de gases		°C	110
DATOS GENERALES			
Eficiencia del ciclo de vapor		%	35.88
CICLO COMBINADO			
Capacidad total bruta		MW	387.22
Auxiliares		MW	1.25
Capacidad total neta		MW	385.97
Rendimiento neto (PCI)		%	47.64
CTUN (PCI)		kJ/kWh	7557
COSTOS			
Costo del vapor principal		\$/ton	613.74
Costo de electricidad (TG)		\$/kWh	0.53
Costo de electricidad (Ciclo de vapor)		\$/kWh	0.65
Costo de electricidad del ciclo		\$/kWh	0.57