



*INVESTIGACIÓN DEL RANGO ÓPTIMO DE ENFRIAMIENTO DEL
AIRE A LA ENTRADA DE PLANTAS DE POTENCIA CON TURBINAS
A GAS Y CICLO STIG.*

ME. DEIBYS DAVID BARRETO PONTÓN

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
Cartagena D.T.H. y C.

2018



*INVESTIGACIÓN DEL RANGO ÓPTIMO DE ENFRIAMIENTO DEL
AIRE A LA ENTRADA DE PLANTAS DE POTENCIA CON TURBINAS
A GAS Y CICLO STIG.*

ME. DEIBYS DAVID BARRETO PONTÓN

TRABAJO DE GRADO, PRESENTADA COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA

PHD, MSC, ME BIENVENIDO SARRIA LÓPEZ

PHD, MSC, ME JUAN FAJARDO CUADRO

DIRECTOR(ES)

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARTAGENA D.T.H. Y C.

2018

Cartagena de Indias D.T.H. y C. 2 de noviembre del 2018

Señores

COMITÉ CURRICULAR

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingenierías

Cartagena de Indias

Estimados Señores

Presentamos para su consideración el trabajo de grado **“INVESTIGACIÓN DEL RANGO ÓPTIMO DE ENFRIAMIENTO DEL AIRE A LA ENTRADA DE PLANTAS DE POTENCIA CON TURBINAS A GAS Y CICLO STIG”** como requisito para optar por el título de Maestría en Ingeniería.

Cordialmente,

Deibys David Barreto Pontón

C.C.1.065.645.864 de Valledupar

Cartagena de Indias D.T.H. y C. 02 de noviembre del 2018

Señores

COMITÉ CURRICULAR

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingenierías

Cartagena de Indias

Estimados Señores

Luego de revisar el trabajo de grado **“INVESTIGACIÓN DEL RANGO ÓPTIMO DE ENFRIAMIENTO DEL AIRE A LA ENTRADA DE PLANTAS DE POTENCIA CON TURBINAS A GAS Y CICLO STIG”** del estudiante Deibys David Barreto Pontón; considero que cumple con los objetivos propuestos, por lo que estoy de acuerdo en presentarlo formalmente para su calificación y así optar por el título Maestría en Ingeniería.

Cordialmente,

Ph.D Juan Gabriel Fajardo Cuadrado

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

JUAN FAJARDO CUADRO, por ser mi director, mi mentor y amigo, y todas las enseñanzas en estos últimos años.

BIENVENIDO SARRIA LOPEZ, por darme la oportunidad de iniciar como investigador.

ANA BUELVAS HERNANADEZ, por apoyarme y aguantar mi ausencia.

EI PERSONAL DE LA FACULTAD DE INGENIERIA, por su amistad.

PROELECTRICA, por facilitarnos las instalaciones y la información necesaria de la planta de potencia con turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire.

La UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR, por permitirme la oportunidad y el apoyo para la realización de esta maestría.

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres y a mis maestros

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. ESTADO DEL ARTE	21
1.1 Investigaciones realizadas en plantas de potencia con turbinas a gas nivel mundial	21
1.1.1. Tecnologías de aumento de potencia en plantas de generación eléctrica con turbina a gas mediante el enfriamiento del aire.....	22
1.1.2 Tecnologías de aumento de potencia en plantas de generación eléctrica con turbina a gas mediante el empleo de vapor cogenerado.	25
1.1.3 Tecnologías de aumento de potencia en plantas de generación eléctrica con turbina a gas con ciclo <i>Stig</i> y enfriamiento de aire (IAC).....	26
1.2 Análisis exergético convencional y termoeconómico a plantas de generación eléctrica con turbinas a gas.	27
1.3 Análisis Exergético Avanzado	29
2 METODOLOGÍA	32
2.1 Descripción de la planta	33
2.2 Metodología de investigación.....	34
2.2.1 Análisis energético y balance de masa.....	35
2.2.2 Indicadores basados en balance de masa y primera ley	42
2.2.3 Análisis exergético.....	44
2.2.4 Análisis de exergético avanzado	48
2.2.5 Análisis termoeconómico	49
2.2.1 Análisis económico	53
3 RESULTADOS.....	55
3.1 Validación del modelo termodinámico.....	55
3.2 Resultado análisis energético	56
3.3 Resultados análisis exergético.....	68
3.4 Resultados análisis exergético avanzado	77
3.5 Resultados análisis termoeconómico.....	82
3.6 Resultados análisis económico	90
3.7 Selección del rango óptimo de enfriamiento de aire a la entrada del compresor una planta de potencia eléctrica con turbina a gas y ciclo <i>Stig</i>	93
CONCLUSIONES.....	94

BIBLIOGRAFÍA	97
I. ANEXOS	104
Anexos I.....	104
Anexos II.....	117

LISTA DE TABLA

Tabla 2.1 Balances de energía y masa en el ciclo de turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire.....	40
Tabla 2.2. Exergía de fuel y producto de la planta de potencia con ciclo Stig y enfriamiento de aire.....	46
Tabla 2.3 Balance de costos y ecuaciones auxiliares para cada componente del sistema de potencia eléctrica Stig IAC.....	51
Tabla 3.1 Asunciones para modelo termodinámico de central termoeléctrica con turbina a gas, ciclo Stig e IAC.	55
Tabla 3.2 Resumen modelo termodinámico.....	56
Tabla 3.3 PGR, TEC y Relación de concentración de las configuraciones de mejora respecto del ciclo simple.	66
Tabla 3.4 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del TG Simple.	68
Tabla 3.5 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TG simple a 32°C y 80% HR.....	69
Tabla 3.6 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del TGIAC hasta 8.8°C.....	70
Tabla 3.7 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TGIAC a 8.8°C...	71
Tabla 3.8 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con SAR=14.29%.....	72
Tabla 3.9 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TGStig a SAR=14.29%.....	73
Tabla 3.10 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=8.88%, T=8.8°C).	74
Tabla 3.11 Propiedades termodinámicas de cada corriente para ciclo Stig con IAC con un SAR=10.26% y temperatura del aire a la entrada del compresor de 8.8°C.	75
Tabla 3.12 Asunciones utilizadas para el análisis exergético avanzado	77
Tabla 3.13 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas ciclo simple para condiciones del aire de 32°C y 80% HR.	78
Tabla 3.14 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas con enfriamiento de aire a la entrada del compresor a 8.8°C.....	79
Tabla 3.15 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas con inyección de vapor para un SAR=14.29%.	80

Tabla 3.16 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire (SAR=8.88% y T=8.8°C).	81
Tabla 3.17 Consideraciones requeridas para el análisis termoeconómico.....	83
Tabla 3.18 Costos asociados con los costos de inversión y capital, costos de operación y mantenimiento, costos de suministros y costo totales de componentes para la configuración con ciclo Stig IAC.	83
Tabla 3.19 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para TG simple en condiciones de aire de 32°C y 80% HR.	84
Tabla 3.20 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para TG simple a 32°C y 80% HR.	84
Tabla 3.21 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para TGIAC con la temperatura a la entrada del compresor 8.8°C.	85
Tabla 3.22 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para TGIAC a temperatura de enfriamiento de 8.8°C.....	85
Tabla 3.23 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para ciclo Stig en condiciones atmosféricas de 32°C y 80% HR, SAR=14.29%.	87
Tabla 3.24 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para TGIAC para un SAR=14.29%.....	87
Tabla 3.25 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para ciclo Stig e IAC con SAR=10.26% y 8.8°C de temperatura de aire a la entrada del compresor.	88
Tabla 3.26 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para ciclo Stig e IAC con SAR=8.88% y 8.8°C de temperatura de aire a la entrada del compresor.	89
<i>Tabla 3-27 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, ganancia final y periodo de recuperación para la TG a 32°C y 80% HR.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 3-28 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, rentabilidad y periodo de recuperación para el TGIAC.....</i>	<i>90</i>
Tabla 3-29 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, rentabilidad y periodo de recuperación para el ciclo Stig.	91
<i>Tabla 3-30 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, rentabilidad y periodo de recuperación para el ciclo Stig con IAC para SAR=8.8%.....</i>	<i>92</i>
Tabla 3-31 Indicadores del análisis energético, exergético, termoeconómico y económico la selección del rango óptimo de la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor.....	93

Tabla I.1 Características del turbo generador General Electric LM5000 con Brush BDAX 7-290ER	105
Tabla I.2 características Chiller CVHF 1280.....	106
Tabla I.3Características Bomba de agua filtrada para evaporadores.....	107
Tabla I.4Características Bomba de agua filtrada para evaporadores.....	108
Tabla I.5 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del TGIAC hasta 15°C.	117
Tabla I.6 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TGIAC a 15°C. .	117
Tabla I.7 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=10.26%, T=15°C).	118
Tabla I.8 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=14.29%, T=8.8°C).	119
Tabla I.9 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=14.29%, T=15°C).	119
Tabla I.10 Datos económicos del análisis termoeconómico	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1. Generación de energía eléctrica neta en U.S. según combustible. Fuente: [13].....	22
Figura 1-2 Histórico y proyección del precio de los combustibles. Fuente: [2]	23
Figura 2-1 Esquema metodología de investigación realizada en la planta de potencia con turbina a gas y ciclo Stig.....	32
Figura 2-2 Ilustración de turbina a gas GE LM5000. Fuente [53].....	33
Figura 2-3 Esquema de la planta de potencia con turbina a gas y ciclo Stig con enfriamiento de aire por sistema de refrigeración por compresión.....	35
Figura 3-1 Variación del flujo másico respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.	57
Figura 3-2 Variación del trabajo específico consumido por los compresores respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.....	57
Figura 3-3 Variación de la potencia eléctrica respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.	58
Figura 3-4 Variación de la eficiencia térmica respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.	58
Figura 3-5 Variación del heat rate respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.	59
Figura 3-6 Variación del SFC respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.	59
Figura 3-7 Variación de la potencia eléctrica y la eficiencia térmica respecto a la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	60
Figura 3-8 Variación del Heat Rate y SFC respecto a la temperatura del aire a la entrada del compresor.	61
Figura 3-9 Variación de la temperatura de la temperatura de los gases de combustión y concentración de NO respecto a la temperatura del aire a la entrada del compresor.....	61
Figura 3-10 Efecto de la inyección de vapor en la potencia eléctrica y la eficiencia térmica.	62
Figura 3-11 Efecto de la inyección de vapor en el Heat Rate y el consumo específico de combustible.	62
Figura 3-12 Efecto de la inyección de vapor en la temperatura de los gases de combustión y concentración de NO.....	63
Figura 3-13 Variación de la potencia eléctrica respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	64
Figura 3-14 Variación de la eficiencia térmica respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	64
Figura 3-15 Variación del heat rate respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	65
Figura 3-16 Variación del SFC respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.....	65

Figura 3-17 Variación de la concentración NO respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire.....	66
Figura 3-18 PGR, TEC y $[\text{NO}]_R$ para la turbina a gas con enfriamiento de aire a la entrada del compresor.	67
Figura 3-19 PGR, TEC y $[\text{NO}]_R$ para la turbina a gas con inyección de vapor para un SAR=14.29%.....	67
Figura 3-20 PGR, TEC y $[\text{NO}]_R$ para la turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor (SAR=14.29% y T=8.8°C).	68
Figura 3-21 Destrucción de exergía y eficiencia exergética respecto la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	71
Figura 3-22 Destrucción de exergía y eficiencia exergética respecto del SAR.	73
Figura 3-23 Variación de la destrucción de exergía respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	75
Figura 3-24 Variación de la eficiencia exergética respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	75
Figura 3-25 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas ciclo simple para condiciones del aire de 32°C y 80% HR.....	79
Figura 3-26 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas con IAC para temperatura del aire de 8.8°C.	80
Figura 3-27 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas con inyección de vapor de SAR=14.29%.....	81
Figura 3-28 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire (SAR=8.88% y T=8.8°C).	82
Figura 3-29 Costo de producir un kWh respecto a la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.	86
Figura 3-30 Costo de producir un kWh respecto a la relación de inyección de vapor-aire.	88
Figura 3-31 Costo de producción de energía eléctrica en kWh respecto al SAR y la temperatura del aire a la entrada del compresor.	90
Figura 3-32 Costo producto promedio por unidad de exergía vs temperatura del aire a la entrada del compresor.....	94
Figura I-1 Turbina a gas General Electric LM5000.....	104
Figura I-2 Generador eléctrico Brush BDAX 7-290ER	105
Figura I-3 Chiller CVHF 1280	106
Figura I-4 Bomba de agua filtrada para evaporadores	107
Figura I-5 Torres de enfriamiento Tower Tech TTM-RF-216-319.....	107
Figura I-6 Bomba de agua filtrada para condensadores	108
Figura I-7 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (1).....	109
Figura I-8 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (2).....	110
Figura I-9 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (3).....	111

Figura I-10 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (4).	112
Figura I-11 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (5).	113
Figura I-12 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (6).	114
Figura I-13 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (6).	115

NOMENCLATURA

\dot{C}	Costo total (USD/s)	<i>Superíndice</i>	
c	Costo específico por unidad de exergía (USD/KJ)	<i>AV</i>	Evitable
C_p	Calor específico (KJ/kg°C)	<i>EN</i>	Endógena
\dot{E}	Tasa de exergía (KJ/s)	<i>EX</i>	Exógena
e	Exergía específica (KJ/kg)	<i>UN</i>	Inevitable
h	Entalpía específica (KJ/kg)	<i>CH</i>	Química
\dot{m}	Flujo másico (kg/s)	<i>PH</i>	Física
P	Presión (Kpa)	<i>Abreviaciones</i>	
\dot{Q}	Transferencia de calor (kW)	AFR	Relación de aire combustible
R	Constante de los gases ideales (KJ/mol °K)	C	Compresor
		CC	Cámara de combustión
s	Entropía (KJ/kg°K)	CH	Máquina de refrigeración
RP	Razón de compresión	CT	Torre de
T	Temperatura (°C)	CT	Cooling Tower
\dot{W}	Trabajo (kW)	CCOIL	Chilling Coil
<i>Letras Griegas</i>		COND	Condensador
α	Relación estequiometría del aire	elect	Electricidad
λ	Relación exceso de aire	EVAP	Evaporador
ε	Eficiencia exergética	FDP	Bomba de agua de reposición
<i>Subíndice</i>		GT	Turbina a Gas
0	Condiciones del estado de referencia	HPC	Compresor de alta presión
D	Destrucción	HRSG	Caldera recuperadora de calor
f	Fuel	IAC	Enfriamiento de aire a la entrada del compresor
p	Producto	LPC	Compresor de baja presión
k	k -th componente	P	Bomba
		Pelect	Potencia eléctrica
		SAR	Relación de inyección de vapor- aire
		Stig	Turbina a gas con inyección de vapor
		TG	Sistema de potencia eléctrica con turbina a gas (ciclo simple).

RESUMEN

Las plantas de potencia con turbinas a gas se utilizan cada vez más en todo el mundo debido a su bajo costo y pequeños tiempos de sincronización, estabilidad y disponibilidad. Por ello las plantas con turbinas a gas han sido ampliamente estudiadas y como resultado se han conocido los efectos negativos en su potencia de salida y la eficiencia térmica al operarlas en condiciones atmosféricas del aire superiores a las condiciones ISO (15°C, 60% RH). Por esta razón se han desarrollado e implementado diferentes tecnologías que modifican el ciclo con turbina a gas en busca del aumento en potencia de salida y/o mejorar la eficiencia térmica.

En este trabajo se estudian el enfriamiento de aire a la entrada del compresor con máquina de refrigeración a compresión e inyección de vapor en una turbina a gas ubicada en Cartagena a través de análisis energéticos, exergéticos convencionales, exergéticos avanzados, termoeconómicos y económicos para identificar el rango óptimo de operación de dichas tecnologías que permita obtener los mejores valores de salida de potencia y eficiencia energética.

En la investigación se validan los modelos termodinámicos del sistema objeto de estudio con datos reales de operación en tres configuraciones de operación: Turbina a gas ciclo simple en condiciones ISO; Turbina a gas con inyección de vapor en condiciones ISO; Turbina a gas con inyección de vapor de Relación de inyección de vapor- aire de 8.88% y enfriamiento de aire hasta 8.8 °C. A partir de estas condiciones de operación se estudian los efectos de la temperatura del aire y la humedad relativa en el flujo másico de aire, el consumo específico de trabajo en los compresores, la potencia de salida, la eficiencia térmica, el *heat rate* y el consumo específico de combustible en la planta de potencia con turbina a gas simple.

Las configuraciones estudiadas fueron: Turbina a gas con enfriamiento de aire a la entrada del compresor; Turbina a gas con inyección de vapor; Turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire. Se modeló cada sistema de potencia y componentes para evaluar diferentes indicadores energéticos y económicos, a partir de las condiciones ambientales promedio de Cartagena (32°C y 80% de humedad relativa) y a niveles de operación de los sistemas de potencia (relación de inyección de vapor-aire y temperatura del aire a la entrada del compresor). Los indicadores tomados de la literatura fueron: Potencia de salida; Eficiencia térmica; *Heat rate*; Consumo específico de combustible; Concentración de NO; PGR (Relación de potencia ganada); TEC (factor de cambio de eficiencia térmica); Relación de concentración de NO; Ingresos netos; Rentabilidad y Periodo de recuperación.

Adicionalmente, se evaluaron las distintas configuraciones con indicadores basados en el concepto de exergía para conocer ampliamente el desempeño de los sistemas térmicos, dichos indicadores fueron: Exergía de fuel; Exergía de producto; Exergía destruida; Eficiencia exergética; Relaciones de destrucción de exergía; Costo

promedio de fuel por unidad de exergía; Costo promedio de producto por unidad de exergía; Costos no exergéticos; Costo de destrucción de exergía, Diferencia de costo relativa; Factor exergoeconómico; Destrucción de exergía evitable; Destrucción de exergía inevitable; Destrucción de exergía endógena; Destrucción de exergía exógena.

Los resultados de la evaluación realizadas mostraron que las configuraciones de mejora con inyección de vapor al sistema de potencia con turbina a gas tienen mejores desempeños en indicadores energéticos, exergéticos, termoeconómicos y económicos. Los análisis mostraron que implementar tecnologías de mejora de inyección de vapor y enfriamiento de aire al mismo tiempo es una alternativa viable técnica y económicamente, para aumentar la potencia de salida y la eficiencia térmica de plantas de potencia con turbinas a gas en condiciones atmosféricas del aire superiores a las condiciones ISO.

Finalmente, para el sistema de potencia con turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire a la entrada del compresor en las condiciones atmosféricas promedio de Cartagena (32°C y 80% de humedad relativa), a partir de los resultados comparativos de los análisis energéticos, exergéticos, termoeconómicos y económicos se deduce que para una relación de inyección de vapor-aire de 8.88% el rango óptimo de enfriamiento del aire es de 11°C a 8°C.

INTRODUCCIÓN

Debido a la producción de gas natural que se estima para los siguientes años gracias a los yacimientos encontrados recientemente por Ecopetrol, en el sur del Caribe Colombiano [1], las plantas de generación de potencia eléctrica con turbinas a gas natural se presentan como una alternativa muy atractiva en Colombia. [2]. Considerando de igual manera que el gas natural es un combustible limpio y económico en relación a los a otros combustibles fósiles.

El diseño de las turbinas de gas se fundamenta en los recomendaciones y parámetros dados por la *International Standards Organization -ISO-* la cual especifica como condiciones ambientales de diseño 15 °C y 60% de humedad relativa. Por lo tanto si las condiciones ambientales del lugar de instalación difieren de las *ISO*, la eficiencia y la potencia eléctrica de salida y el costo del kilowatt producido de las turbinas a gas, de se ven afectadas [3]. En las regiones con altas temperaturas ambientales, la potencia desarrollada por la turbina a gas puede verse reducida entre un 5 y 10% por cada 10 K de incremento de la temperatura ambiental, respecto a la potencia en condiciones *ISO* y el consumo de calor específico se incrementa entre 1,5 y 4% [4].

Para compensar la disminución en la generación de potencia eléctrica generada y de la eficiencia térmica en las plantas con turbina a gas que operan a condiciones superiores a la *ISO*, existen tecnologías como el enfriamiento evaporativo [5], la compresión húmeda [6], la inyección de vapor a la cámara de combustión [7], entre otras.

La influencia de los parámetros ambientales como la temperatura y la humedad relativa del aire [8], los daños ocasionados en las aspas por inadecuados filtrados del aire y lavado del compresor y los daños mecánicos [9] son aspectos técnicos que ejercen una marcada influencia sobre la magnitud de la potencia real generada y el costo del kilovatio producido [10].

A pesar del aumento en el uso de turbinas a gas para generación de energía eléctrica en todo mundo, la conocida perdida de potencia y de eficiencia de las turbinas a gas por el aumento de temperatura ambiente y humedad relativa del aire respecto a las condiciones de diseño. Además del amplio estudio de las tecnologías de aumento de potencia eléctrica y eficiencia térmica, es escasa la adopción de estas tecnologías en las plantas de generación de potencia eléctrica con turbinas a gas en climas tropicales, como los del caribe colombiano.

Existen metodologías que permitan tomar decisiones acerca de la adopción o no de tecnologías de aumento de potencia en turbinas como los análisis exergéticos convencionales, los análisis exergéticos avanzados y los análisis termoeconómicos.

Sin embargo, los mismos no han sido utilizados para determinar el rango óptimo de temperatura del enfriamiento de aire a la entrada de las plantas de potencia con turbina a gas, en las condiciones atmosféricas promedio de la Cartagena.

A partir de esta situación, el **problema científico** que se plantea es:

¿Cuál es el rango óptimo de enfriamiento del aire de las plantas de potencia con turbina a gas y ciclo *Stig* que operan a condiciones atmosféricas promedio de Cartagena?

El objeto de estudio planteado, en correspondencia con el problema científico es:

Las plantas de potencia con turbinas a gas y ciclo *Stig* con enfriamiento de aire a la entrada del compresor con máquinas de refrigeración por compresión.

De allí que, se plantea como **hipótesis** de trabajo, lo siguiente:

El conocimiento del rango de la temperatura del aire a la entrada al compresor, los indicadores exergéticos, termoeconómicos y económicos relacionados con las plantas de potencia con turbina a gas con ciclo *Stig* que operan en condiciones atmosféricas promedio de Cartagena, debe propiciar un mejor uso de la energía en las mismas.

Para validar la hipótesis y resolver el problema científico planteado, se plantea como

objetivo general:

Definir el rango de la temperatura de aire en la entrada del compresor de una planta de potencia eléctrica con turbina a gas y ciclo *Stig*, mediante indicadores energéticos, exergéticos y termoeconómicos, para obtener el mejor desempeño a partir de las tecnologías de enfriamiento de aire por sistema de refrigeración por compresión.

Los objetivos específicos se resumen en:

1. Caracterizar técnica y financieramente a través de indicadores energéticos, exergéticos y económicos las diferentes configuraciones que podrían ser implementadas en una planta de potencia con turbina a gas, ciclo *Stig* y enfriamiento de aire por sistema de enfriamiento por compresión a las condiciones atmosféricas promedio de Cartagena.
2. Determinar los indicadores energéticos, exergéticos y termoeconómicos de una planta de potencia eléctrica con turbina a gas y ciclo *Stig* con sistema de enfriamiento de aire por compresión, para determinar el rango óptimo de temperatura del aire a la entrada del compresor a las condiciones atmosféricas promedio de Cartagena.

3. Desarrollar un código computacional en EES para evaluar los indicadores energéticos, exergéticos y termoeconómicos para determinar el rango óptimo de temperatura del aire a la entrada del compresor con sistema de refrigeración por compresión.
4. Validar el código computacional para las plantas de potencia con turbinas a gas y ciclo *Stig* con enfriamiento de aire a la entrada del compresor con sistema de refrigeración por compresión.

Para dar cumplimiento a los objetivos se hace necesario desarrollar como principales tareas de investigación:

1. Revisión bibliográfica sobre procedimiento de evaluación energética, exergética convencional, exergética avanzada y termoeconómica, de las diferentes tecnologías para incrementar la potencia neta, entregada por las plantas de potencia con turbinas de gas.
2. Elaborar y/o complementar las metodologías para realizar los cálculos termodinámicos del sistema de enfriamiento de aire con sistema de refrigeración por compresión, así como para ejecutar el análisis económico.
3. Desarrollar los cálculos energéticos, exergéticos convencional, exergéticos avanzados y termoeconómicos de los sistemas de enfriamiento de aire con sistema de refrigeración por compresión para turbinas a gas con ciclo *Stig*.
4. Definir el rango de mejor desempeño de la temperatura de enfriamiento de aire para turbinas a gas con ciclo *Stig* para la empresa industrial (caso de estudio), teniendo en cuenta la influencia de las condiciones atmosférica del Caribe Colombiano.

1. ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se exponen las Investigaciones sobre los sistemas de generación de potencia con turbinas a gas y se enumeran los efectos de las condiciones ambientales en el desempeño de las turbinas a gas, los avances en tecnologías de aumento de potencia y eficiencia térmica en turbinas a gas, los análisis basados en primera y segunda ley de la termodinámica, así como el uso de los exergético avanzado y termoeconómicos para optimizar sistemas térmicos y en especial en sistemas de potencia.

1.1 Investigaciones realizadas en plantas de potencia con turbinas a gas nivel mundial

Las plantas de potencia con turbinas a gas se utilizan cada vez más en todo el mundo debido a su bajo costo, pequeños tiempos de sincronización, estabilidad y disponibilidad [11]. Estas plantas se utilizan para suplir cargas bases en procesos industriales, en plantas de potencia y movimiento mecánico [12, 3]. Según la *Internacional Energy Agency -IEA-*, en 2016 la producción de energía eléctrica usando como fuente primaria el gas natural alcanzo el 21.6%, superando la generación de energía eléctrica con carbón. Se espera que en los próximos años el gas natural siga aumentando su cuota de generación de potencia eléctrica como fuente primaria de energía en plantas térmicas (Figura 1-1) [13]. Las centrales térmicas gas y a carbón ocupan el segundo y tercer lugar respectivamente en la canasta energética, alcanzando aportar alrededor de hasta el 50% de la demanda total durante los eventos del fenómeno del niño en los últimos años, siendo las centrales térmicas la confiabilidad del suministro de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional –SIN- (Figura 1-2). *Las plantas de potencia con turbinas de gas se presentan muy atractivas en Colombia* debido al alto potencial de este recurso como fuente de energía primaria debido a la producción que se estima para los siguientes años con los nuevos yacimientos encontrados por Ecopetrol en el sur del caribe colombiano . Adicionalmente de ser un combustible limpio y económico respecto a los a otros combustibles fósiles .

El diseño de las turbinas a gas se fundamenta en la *International Standards Organization -ISO-* la cual especifica las siguientes condiciones del aire a la entrada: temperatura del aire 15°C, humedad relativa 60% y presión absoluta a nivel del mar 101. 325 kPa. Algunos lugares donde son instaladas las unidades de potencia con

turbina a gas superan estas condiciones causando una disminución en la potencia y de la eficiencia de salida de la turbina a gas, las cuales se debe a la disminución de la masa de flujo de aire debido a la reducción de la densidad cuando la temperatura aumenta, así mismo el compresor requiere más potencia para comprimir el aire a alta temperatura.

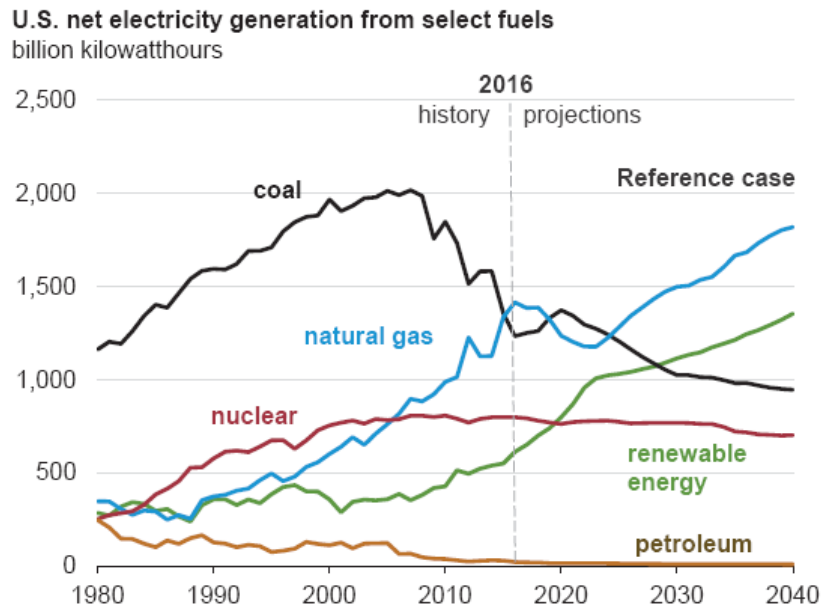


Figura 1-1. Generación de energía eléctrica neta en U.S. según combustible. Fuente: [13]

En la investigación realizada por Farouk, Sheng & Hayat se reportó que existe una variación en la potencia y la eficiencia en una turbina a gas en función de la temperatura ambiente del aire que ingresa al compresor [3]. Para Gonzales & otros, una variación en la temperatura ambiente de 15 a 45°C, reduce la potencia generada de 676.3 MW a 530 MW y la eficiencia pasa de 50.95% a 15°C y 48.01% a 45°C [14], adicionalmente cuando la temperatura alcanza los 10°C . De Sa y Al Zubaidy reportan que para cada grado kelvin sobre la temperatura ambiente sobre las condiciones ISO la turbina a gas pierde 0.1% en la eficiencia térmica y 1,47 MW en la potencia de salida neta [15].

1.1.1. Tecnologías de aumento de potencia en plantas de generación eléctrica con turbina a gas mediante el enfriamiento del aire.

Algunos métodos para el enfriamiento del aire a la entrada del compresor –IAC por sus siglas en inglés “inlet air cooling”- son: Enfriamiento evaporativo, Niebla de alta presión -*Fogging* -, Compresión humedad - *wet compression* -, Enfriamiento con *chiller* por compresión o absorción.

Chaker & Meher-Homji realizaron un detallado compendio de aspectos importantes para los usuarios de turbinas a gas con enfriamiento evaporativo, incluyendo la selección de los puntos de diseño climáticos, características de las construcciones

de enfriamiento evaporativo, efecto en el desempeño termodinámico de la turbina a gas y sugerencia para mejorar la fiabilidad. Siendo el enfriamiento evaporativo una técnica de aumento de potencia eficiente y de bajo costo; el impacto reportado a una turbina a gas LM2500 simulada en el software computacional Thermoflow con condiciones ambientales de 40°C y 40% humedad relativa la cual produce 25 kW sin enfriamiento evaporativo y 28 kW con enfriamiento evaporativo [5].

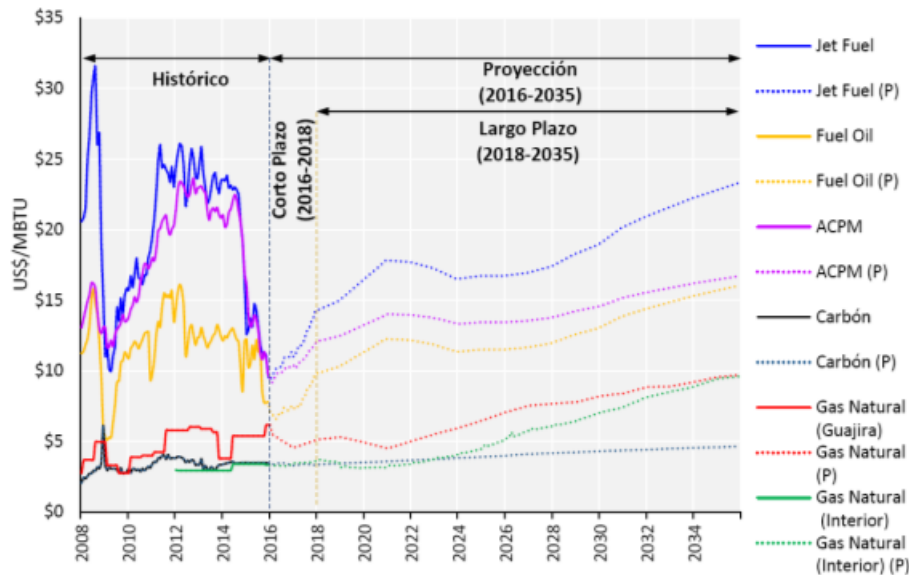


Figura 1-2 Histórico y proyección del precio de los combustibles. Fuente: [2]

Mohapatra & otros, investigaron los efectos de la relación de compresión, la temperatura a la entrada de la turbina y la temperatura ambiental en los parámetros de rendimiento de un sistema de generación de potencia con turbina a gas con enfriamiento evaporativo del aire a la entrada del compresor. Se encontró que para una temperatura ambiente de 45°C, se logra la reducción de la temperatura del aire en 20°C con el sistema de enfriamiento evaporativo y se logran aumentos en la eficiencia energética y salida de potencia del 4.1% y un 9.44% respectivamente [16].

Mediante simulaciones con la ayuda de un software especializado denominado GT PRO, Basha & otros evaluaron el rendimiento de una turbina a gas GE-6561B de 40 MW con unidades de *fogging*, localizada en Arabia Saudita con condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa de entre 26.67°C a 35.78°C y 30 a 45%, respectivamente y operando con gas natural, diésel y fuel oil N°6. A partir de los resultados concluyeron que para una disminución de 3.5°C de la temperatura de entrada al compresor, la potencia de salida y la eficiencia se incrementa 4% y 1% respectivamente para todos los combustibles. Y con *fogging* alcanza un incremento adicional en la potencia de salida y la eficiencia energética del 3 % y 1% respectivamente [17].

Sanaye & Tahani analizaron el efecto de enfriamiento por saturación de *fogging* y de compresión húmeda para valores de inyección de agua -overspray- de entre 1% y 2%. Para condiciones de temperatura ambiental de 43°C, utilizaron un modelo

térmico con una diferencia de 2% en los parámetros comparados con la literatura, como resultado se obtuvo que la máxima potencia consumida por el compresor se obtiene en el punto de saturación por *fogging* y este decrece durante el *overspray* en el compresor; el efecto de enfriamiento en la potencia de salida neta se observó un incremento a medida que aumenta la cantidad de agua inyectada, para condiciones *ISO* [6].

Comodi & otros evaluaron los efectos de enfriamiento de aire a la entrada en un banco de pruebas de una microturbina a gas de 100 kW. Las condiciones de entrada que variaron en temperatura de 23 a 34 °C y en humedad relativa de 40 a 70% RH. Las tecnologías de enfriamiento evaluadas fueron el *fogging* y el *chiller* eléctrico. Los resultados obtenidos en el análisis para la tecnología de *fogging* muestran un aumento en la potencia de salida de entre el 4 a 11% referente a las condiciones *ISO*. Y los efectos de aumento de potencia de salida y de eficiencia eléctrica para el *chiller* eléctrico son de 8% y 1.5% respectivamente [18]. Adicionalmente el autor sugiere, que las técnicas de mejora como el *fogging* son adecuadas para mejorar la potencia de salida y la eficiencia eléctrica en lugares donde la humedad relativa ambiental sea baja del 60%, mientras en otros lugares los *chiller* eléctricos pueden ser más efectivos para el aumento de potencia, aunque con menor ganancia de eficiencia.

Marzouk & Hanafi mediante un análisis energético y económico estudiaron los efectos del enfriamiento del aire a la entrada de una turbina a gas de 264 MW localizada en Korymat, Sur de Egipto. Los métodos de enfriamiento utilizados fueron *chiller* por compresión y enfriamiento evaporativo, para condiciones ambientales de 40 °C y 35% RH. Los resultados mostraron una potencia de salida anual obtenida de 117027 MWh para el *chiller* por compresión y un flujo neto de \$3787537 y para el enfriamiento evaporativo 86118 MW de potencia de salida anual obtenida y \$4503548 de ingresos neto [11].

Mohapatra & Sanjay evaluaron con primera ley de la termodinámica dos alternativas de enfriamiento de aire a la entrada del compresor (Enfriamiento evaporativo y *chiller* por compresión) para condiciones ambientales de 40°C y 20% RH. Con el *chiller* por compresión se observó una mejora en el trabajo específico de la planta de 18.4% y eficiencia de 4.18% comparado con el enfriamiento evaporativo de 10.48% y 4.6% respectivamente [19].

Santos & Andrade estudiaron un ciclo de turbina a gas de simple eje, empleando un modelo computacional de primera ley de la termodinámica. Se evaluaron tres diferentes métodos de enfriamiento: *chiller* por compresión, *chiller* por absorción y enfriamiento evaporativo en dos ubicaciones de Brasil con condiciones promedios máximas de 33°C y 80%RH. Los resultados mostraron que para condiciones de entrada de 36°C y 18% humedad relativa se obtienen aumentos de potencia de 3.2 MW, 4.5 MW y 5.3 MW para el enfriamiento evaporativo, *chiller* por compresión y *chiller* por absorción respectivamente. Adicionalmente se observa que el

enfriamiento con el *chiller* por absorción proporciona un mayor incremento en generación de energía con un bajo costo por unidad de energía respecto al *chiller* por compresión. Por otro lado, el enfriamiento evaporativo ofrece un menor costo por unidad de energía eléctrica respecto a las otras alternativas de enfriamiento [20].

Espanani & otros con la ayuda del software Thermo Flow realizaron una comparación de los métodos de mejora por IAC en los parámetros de potencia de salida de una central termoeléctrica con turbina a gas (V94.2) en dos localizaciones Sanandj (15°C y 46% RH) y Khoramshahr (26°C y 50% RH). Las tecnologías de enfriamiento evaluadas fueron enfriamiento evaporativo, *fogging*, refrigeración por *chiller* mecánico y *chiller* por absorción; dando como resultado que los métodos más efectivos son el *fogging* y el enfriamiento evaporativo con un incremento de 5 MW de potencia, y un incremento alrededor de 4 MW para los *chiller* por compresión y absorción para la planta de potencia de Sanandj y en la planta de Khoramshahr los aumentos de 6 MW y 4 MW se presentan para las mismas tecnologías [21].

1.1.2 Tecnologías de aumento de potencia en plantas de generación eléctrica con turbina a gas mediante el empleo de vapor cogenerado.

Otras de las tecnologías que pueden ser aplicadas en las plantas de potencia con turbinas a gas se obtiene al utilizar la alta temperatura de los gases de escape como fuente de energía, esta energía remanente puede ser aplicada en la producción de vapor en una caldera recuperadora de calor -*HRSG* por sus siglas en inglés "*heat recovery steam generator*"- y modificando el ciclo básico Brayton con la inyección de vapor -ciclo *Stig* por sus siglas en inglés "*Steam injected gas turbine system*"- o adicionando una turbina a vapor al ciclo base formando un ciclo combinado -*CCGT* por sus siglas en inglés "*combined cycle gas turbine*"-, o un ciclo orgánico rankine -*ORC* por sus siglas en inglés "*organic cycle*"-. Estas tecnologías de tipo cogenerativo sirven como alternativa el aumento de la potencia salida y la eficiencia térmica de las centrales termoeléctrica.

Aminov & otros, evaluaron la eficiencia del ciclo combinado en una planta de producción de potencia de turbina a gas convencional en Tashkent, el ciclo combinado propuesto incluye una turbina a vapor con 160 MW de capacidad, una *HRSG* y una turbina a gas de 300 MW de capacidad. Como resultado la eficiencia del ciclo combinado evaluado fue de 58.28%, mientras que con el ciclo simple convencional de turbina a gas resulto con una eficiencia de 34.5% y se alcanzó una reducción anual en la emisión de 1760.18 $tNO_x/año$ y 981 $ktNO_x/año$ [22].

Xue y otros, estudiaron la influencia de la inyección de vapor en el proceso de combustión de una central eléctrica con turbina a gas, desarrollando un código computacional que provee la geometría del combustor y el desempeño del combustor a partir de los parámetros de entrada al combustor, que fueron obtenidos y validados a través del rendimiento de la planta de generación eléctrica con turbina a gas calculado por el mismo código. El modelo de predicción fue comparado con los datos de configuración y operación sistemas de potencia con turbinas a gas

reales. Se observa que la inyección de vapor en el combustor es efectiva para reducir la temperatura de la llama mientras otros parámetros de rendimiento como la pérdida de presión fueron ligeramente detectados [23].

Wadhah investigó el efecto de la inyección de vapor en la cámara de combustión, la relación de presión y la temperatura a la entrada de la turbina en el rendimiento del ciclo y el consumo de combustible de un sistema con ciclo combinado. Los resultados mostraron que la potencia de salida se incrementa un 21% al incrementar la relación de presión de 5 a 35 e incrementar el porcentaje de inyección de vapor de 0 a 10% [24].

El integrar un ciclo combinado o un ciclo orgánico rankine a una central eléctrica con turbina a gas requiere la adquisición de equipos y disponibilidad de espacio para su instalación mientras el ciclo *Stig* requiere una menor inversión y modificación para ser implementado.

1.1.3 Tecnologías de aumento de potencia en plantas de generación eléctrica con turbina a gas con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire (IAC)

En los últimos tiempos, integrar enfriamiento de aire a la entrada del compresor (IAC) e inyección de vapor al sistema de generación de potencia con turbina a gas (ciclo *Stig*) es una de las estrategias más utilizadas para mejorar el rendimiento de generación de energía eléctrica, ambas alternativas pueden ser implementadas sin una modificación importante de la integridad del ciclo básico existente.

Wang & Chio desarrollaron un código de computación para evaluación del desempeño de planta de potencia Taipower's Frame 7B de ciclo simple y potencia nominal de 60.3 MW al operar con ciclo *Stig* y IAC mediante un chiller por absorción. Los resultados mostraron que para las condiciones climáticas locales de verano de 32°C, los beneficios obtenidos de la implementación del ciclo *Stig* y IAC en la turbina a gas se reflejan aumento hasta el 70% en la potencia de salida y una mejora del 20.4% del *heat rate* [25].

Shukla y Singh compararon los parámetros de rendimiento para diferentes combinaciones de tecnología de aumento de potencia para turbina a gas: Ciclo simple de turbina a gas -*GT*-, ciclo de turbina a gas con enfriamiento evaporativo -*IEC*-, ciclo de turbina a gas con inyección de vapor -*SI*-, ciclo de turbina a gas con *IEC* y *SI*, y ciclo de turbina a gas con *IEC*, *SI* y *film cooling* -*FC*-. Para diferentes relaciones de presión en el compresor. La evaluación de los parámetros se realizó bajo un modelo termodinámico basado en la primera ley, y se obtuvo un incremento del 3.2% en la eficiencia térmica del ciclo para una reducción de la temperatura de entrada del compresor de 45°C a 9°C y 5% de la relación de inyección de vapor/aire. También se presentó la relación de incremento de trabajo específico en la turbina de 2.95% por cada incremento de 2% relación de inyección vapor/aire en la cámara de combustión [26].

Si bien las tecnologías de enfriamiento de aire a la entrada del compresor e inyección de vapor han demostrado ser óptimas para mejorar el desempeño de sistemas de potencia con turbinas a gas, no han sido estudiadas en las condiciones ambientales de Cartagena.

1.2 Análisis exergético convencional y termoeconómico a plantas de generación eléctrica con turbinas a gas.

Los análisis energéticos tradicionales implican la realización de balances basados en la primera ley de la termodinámica, así como en la evaluación de eficiencias energéticas. El concepto de exergía es basado tanto en la primera ley como en la segunda ley. El análisis exergético orienta la localización de la degradación de la energía en un proceso y puede guiar la introducción de mejoras en la operación o en las tecnologías de fabricación [27].

La termoeconomía Tsatsaronis [28] la define como una rama de la ingeniería que combina el análisis energéticos y exergéticos con consideraciones económicas para proveer a los diseñadores de información del diseño y operación de los costos de la planta. Además estableció que un completo análisis termoeconómico compuesto por un detallado análisis exergético, económico, de costos de exergía para cada componente de un sistema, cuyos objetivos serían identificar la ubicación, magnitud y fuente de las pérdidas termodinámicas reales, calcular los costos asociados con las pérdidas y la destrucción de exergía, evaluar los costos de producción de cada producto, facilitar la optimización en la fase diseño de sistemas de conversión de energía, ayudar en la toma de decisiones y comparar diferentes alternativas técnicas [29] [30].

La eficiencia exergética ha sido utilizada como indicador en el análisis de centrales térmicas por Kaushik y otros para estudiar el desempeño de plantas de potencia de ciclo combinado a carbón o gas e identificar posibles diseños que mejoren su eficiencia [31]. Wang J y otros utilizaron la eficiencia exergética como indicador para el análisis de desempeño de diferentes plantas de cogeneración usando ciclos de vapor simple, ciclos de presión dual de vapor, ciclo Rankine orgánico y ciclo Kalina [32]. Sakulpipatsin y otros emplearon dicho indicador para verificar el desempeño de un sistema de acondicionamiento aire en función de la variación anual de las condiciones ambientales [33].

En plantas de potencia turbinas a gas con tecnología de aumento de la potencia de salida por medio ciclo *Stig* e *IAC*, también se han aplicado análisis exergéticos y termoeconómicos. Además de evaluar y simular el rendimiento de la potencia de salida del sistema de generación de energía eléctrica, con la ayuda de software especializados se han determinado los efectos de la aplicación de las tecnologías de mejoras en la destrucción de exergía en varios componentes del sistema.

Agarwal & otros compararon tres combinaciones del sistema generación eléctrica con turbina a gas con regeneración e *IAC*, turbina a gas con regeneración y ciclo *Stig* y turbina a gas con ciclo *Stig* e *IAC*. Esta última causando un aumento en la potencia de salida de 30 a 49.05 MW y aumentando la eficiencia del sistema de 36.9 a 45.21% y su efecto en la destrucción de exergía por unidad de energía para la cámara de combustión y el compresor se ven reducidos mientras que en la turbina se incrementan respecto al ciclo de turbina a gas regenerativo [34].

Athari & otros mediante un análisis termoeconómico evaluaron el efecto de las combinaciones de las tecnologías de aumento de potencia sobre el costo total por unidad de exergía producida. Las combinaciones estudiadas fueron: El ciclo simple de turbina a gas, el ciclo de turbina a gas con inyección de vapor ciclo *Stig* y el ciclo de turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire por *fogging -FStig*. Resultando el ciclo *FStig* con la potencia más alta de salida, los componentes con mejor y peor eficiencia exergética respectivamente fueron la turbina a gas y el refrigerador de aire por *fogging*, donde la mezcla de agua aire a grandes diferencias de temperatura causa una alta destrucción de exergía, y la utilización de enfriamiento por *fogging* e inyección de vapor incrementa la destrucción de exergía en la cámara de combustión. También se observó que el ciclo simple de turbina a gas presento indicadores termoeconómicos más bajos (diferencia relativa de costo, costo total de producto, y factor exergoeconómico), en comparación con las otras alternativas y el costo total de producto es alto para la turbina a gas con inyección de vapor [35]. Los autores evaluaron energética y exergéticamente el ciclo de turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire por *fogging* y un ciclo combinado con enfriamiento de aire por *fogging* utilizando como combustible biogás para las mismas condiciones. Obteniendo como resultado resultados el ciclo combinado tiene una alta eficiencia a bajos valores de relación de presión. El ciclo con turbina a gas y e inyección de vapor con *fogging* presenta la más alta potencia neta de salida, mientras la exergía perdida es alta para el ciclo combinado [36]. Continuando la investigación los mismos autores realizaron un estudio termoeconómico a las dos plantas comparadas anteriormente y su rendimiento fue evaluado a condiciones similares con biomasa proveniente de madera. Los resultados demostraron que la electricidad y los costos de los componentes para el ciclo combinado son más altos que para la planta con ciclo *Stig*, y que enfriamiento por *fogging* tiene mayor influencia en el rendimiento termodinámico para la planta con ciclo combinado que en la planta con inyección de vapor [37].

Los análisis termoeconómicos también se han utilizado con funciones de optimización. Karaali & Ozturk aplicaron varios métodos de optimización termoeconómica a cuatro plantas de turbina a gas con cogeneración de 30 MW y 14kg/s de vapor saturado a 2000 KPa. Utilizando el método de optimización global se determinó que el costo por unidad de energía para al ciclo simple fue de 0.0432 \$/kWh, para ciclo con enfriamiento de aire 0.0514 \$/kWh, para el ciclo con precalentamiento de aire 0,0577 \$/kWh y para precalentamiento de aire y

combustible 0,058 \$/kWh [38]. Xiong & otros optimizaron la operación de una planta de potencia de 300 MW a carbón a través de un análisis termoeconómico de, aplicaron dos estrategias de optimización – optimización global y optimización local. Los resultados mostraron que son posibles reducciones en el costo total de la planta y en el costo total de inversión del 2.5% y de 3.5% respectivamente [39].

Los análisis exergéticos convencional y termoeconómicos han sido ampliamente aplicados a diferentes sistemas de generación eléctrica, pero no se tiene conocimiento de cómo se ven afectados los indicadores exergéticos y termoeconómicos en plantas de generación eléctrica con turbina a gas y ciclo Stig con enfriamiento de aire por *chiller* a compresión en las condiciones ambientales de Cartagena.

1.3 Análisis Exergético Avanzado

Se ha demostrado la utilidad del análisis de exergético avanzado empleado por Tsatsaronis, Morosuk y Kelly [40], [41] para obtener resultados más fiables y detallados que conducen hacia una mejor comprensión con respecto a un único componente, y en la interacción entre este y otros componentes para identificación de posibilidades de mejora. Se aplica el *análisis de exergía avanzada* para dividir la destrucción total de exergía en partes endógena y exógena, y evitable e inevitable, la destrucción de exergía en exergía destruida endógena (E^{EN}), Irreversibilidades internas- y exergía destruida exógena (E^{EX}), Irreversibilidades remanentes del sistema-, y exergía destruida evitable (E^{AV}) y exergía destruida inevitable (E^{UN}).

Tsatsaronis [42] presenta un concepto general de destrucción de exergía endógena y exógena usado una aproximación gráfica aplicada a un ciclo simple con turbina a gas. Así mismo lo hace Kelly en [41], donde propone un método gráfico para determinar la destrucción de exergía endógena de cada componente de un ciclo simple con turbinas de gas y un ciclo de cogeneración. Tsatsaronis y Park [43] proponen una metodología para estimar la destrucción evitable y no evitable, así como los costos asociados a cada uno de los componentes de un ciclo combinado, basado en suposiciones que le permiten concluir ue el porcentaje que podría ser teóricamente evitable oscilaba entre el 45 y 79%, mostrando así la necesidad de mejorar los costos efectivos de los componentes.

Kelly y otros [41], indican que encontrar la parte de destrucción de exergía endógena y exógena mejora el entendimiento sobre las interacciones entre los componentes, y provee información útil para mejorar los sistemas de conversión de energía, además, agregan que se puede obtener más información útil al combinar los conceptos de destrucción de exergía endógena, exógena, evitable e inevitable.

Morosuk y Tsatsaronis [44] reportan un análisis exergético avanzado aplicado a sistemas químicamente reactivos en un ciclo con turbina a gas, donde concluyen que el 70% de la destrucción de exergía es inevitable, por tanto, la eficiencia térmica del ciclo solo puede ser mejorada en 5 puntos si se logra disminuir a cero toda la

exergía evitable. adicionalmente, se obtuvo que solo un cuarto de la destrucción de exergía es evitable en la cámara de combustión. Los mismos autores implementan el análisis exergético avanzado a un sistema novedoso para generar electricidad y vaporizar gas natural licuado. Gracias a esto sugieren que la prioridad a la hora de buscar una mejora al sistema debe centrarse en el expander 2 del sistema, seguido de las bombas y los intercambiadores de calor [45].

L. Wang y otros, mediante un análisis exergético avanzado, investigaron el comportamiento de una planta de potencia con ciclo de vapor de 671 MW a carbón. Los resultados mostraron que las irreversibilidades en las turbinas -Exergía destruida endógena- contribuyen en un 90% de la exergía destruida total en la planta, mientras que la caldera posee la mayor cantidad de exergía destruida total, debido a la exergía destruida exógena [46].

Soltani & otros, aplicaron un análisis exergético avanzado a un ciclo combinado, integrada a una unidad de gasificación de biomasa, se reportó que las interacciones entre los componentes no son muy fuertes, por lo que la destrucción de exergía destruida exógena es bastante baja con respecto a la endógena, además de demostrar las ventajas del análisis exergético avanzado concluyen las acciones de mejora deben centrarse en el intercambiador de calor y no en la cámara de combustión o el gasificador. Finalmente agregan que la parte inevitable de la destrucción de exergía en la mayoría de los componentes es mayor que la parte evitable [47].

Kecebas y Gökgedik mediante análisis exergético avanzado analizaron una planta geotérmica, sus resultados indican que la mayoría de la destrucción de exergía es endógena evitable. Los componentes con mayor destrucción de exergía endógena son las turbinas de vapor, el condensador y el vaporizador, y por otra parte los mayores destructores de exergía evitable son la turbina, los condensadores, el vaporizador y los precalentadores. Se demostró que al aplicar las mejoras al sistema se incrementa la eficiencia en un 18.26%, mientras que la eficiencia en condiciones reales era de 9,60% [48].

Vuckovick y otros, investigaron el desempeño una caldera generadora de vapor compuesta por 33 componentes y 70 corrientes, de lo que se concluyó a partir del análisis exergético avanzado que el 97,28% de la destrucción de exergía proviene de las irreversibilidades internas, y el 2,72% de las irreversibilidades de otros componentes, mientras que el 95,26% de la destrucción de exergía inevitable proviene de las irreversibilidades internas y el 4,74% de las externas [49].

Boyaghchi y Molaie, consideraron de manera similar usar el análisis de exergía avanzada junto con un análisis ambiental para la optimización de una planta de generación de energía de ciclo combinado. Luego de identificar la destrucción de exergía endógena/exógena y determinar las partes evitables /inevitables de cada componente, realizaron un estudio paramétrico para evaluar la sensibilidad de la destrucción de exergía evitable total, las emisiones de CO₂, la relación de presión

en el compresor y la tasa de flujo másico de combustible. Los resultados revelaron que los aumentos en la relación de presión en el compresor aumentan las emisiones de CO₂ en alrededor del 6,8% y 17%, y que la tasa de destrucción de exergía evitable se incrementa en un 19% cuando la relación de presión del compresor se encuentra en un intervalo de 9 -14. El estudio aplicó como herramienta de optimización Algoritmo Evolutivo, y encontró como valores óptimo para la tasa de destrucción de exergía evitable y emisiones de CO₂ de 10,6% y 8,3%, respectivamente [50].

Anvari [51] consideraron el análisis exergético avanzado en una planta de trigeneración para la producción de calor, frío y potencia eléctrica. Concluye que un 29% del total del total de la exergía destruida y sus costos asociados son endógenos evitables, que la mayor parte de los costos de inversión (58%) es evitable. Más detalladamente, el autor reporta que mientras el coto más alto de los costos de destrucción de exergía están relacionados con la cámara de combustión, la *HRSG*, la turbina de gas y el precalentador de aire, el costo más alto de destrucción de exergía endógena evitable se presenta en la cámara de combustión, seguido del calentador de aire, *HRSG* y turbina de gas respectivamente.

Han sido diversas las Investigaciones de análisis exergético convencional, exergético avanzado, termoeconómico en sistemas de generación de potencia, los resultados de estos análisis sirven para localizar ineficiencia, realizar mejoras a los equipos de menor desempeño, contabilizar las líneas de costos del sistema y prever el costo por unidad de producción, lo que permite la comparación entre distintos sistemas o modificaciones en un sistema, buscando la optimización de éste.

Existen indicadores en el análisis exergético convencional, exergético avanzado, y termoeconómicos que pueden adaptarse a la evaluación de planta de potencia con turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor. Estos indicadores son: La eficiencia exergética, las razones de destrucción de exergía, el índice de destrucción de exergía, destrucción de exergía endógena y exógena, destrucción de exergía evitable e inevitable, pérdidas de exergía, los costos asociados con el capital de inversión, operación y mantenimiento y su suma, costos de destrucción de exergía, la diferencia relativa de costo y el factor exergoeconómico.

2 METODOLOGÍA

La investigación se desarrolla en una central termoeléctrica con turbinas a gas, en la Figura 2-1, se muestra de manera esquemática las variables de entrada, los estudios y las salidas planificadas respectivamente en la metodología desarrollada para el sistema de generación de potencia eléctrica de estudio.

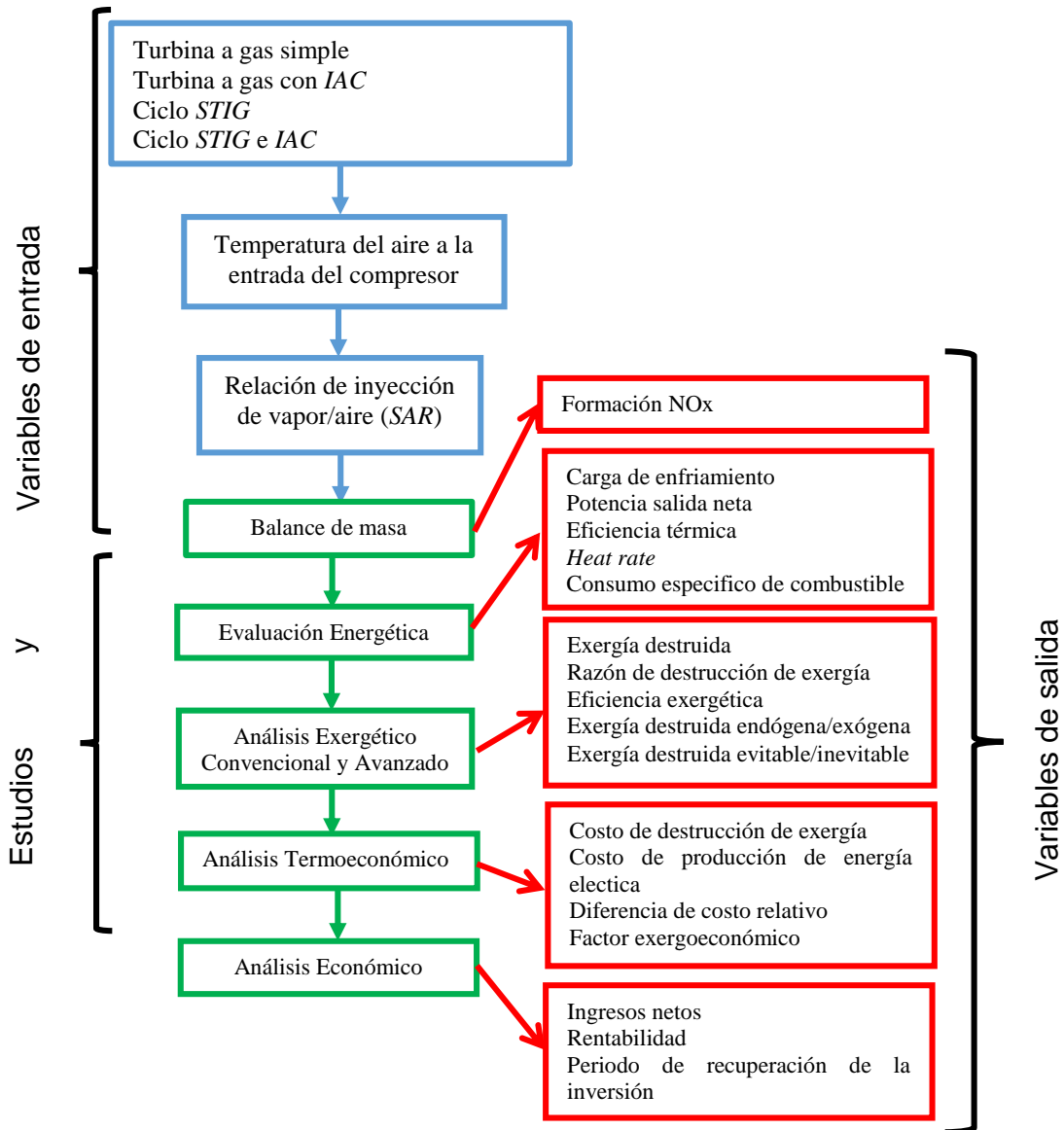


Figura 2-1 Esquema metodología de investigación realizada en la planta de potencia con turbina a gas y ciclo Stig

2.1 Descripción de la planta

En esta sección se describen el sistema de generación de energía eléctrica con turbina a gas y ciclo *Stig* con *IAC* en estudio ubicada en la ciudad de Cartagena, la cual cuenta con condiciones ambientales promedio de 32°C de temperatura y humedad relativa del 80% [52].

El turbo generador consta de una turbina a gas General Electric LM5000 de dos ejes, una turbina de potencia acoplada aerodinámicamente y un generador eléctrico sincrónico marca Brush modelo BDAX 7-290ER acoplado y conducido por la turbina de potencia (Figura 2-2).

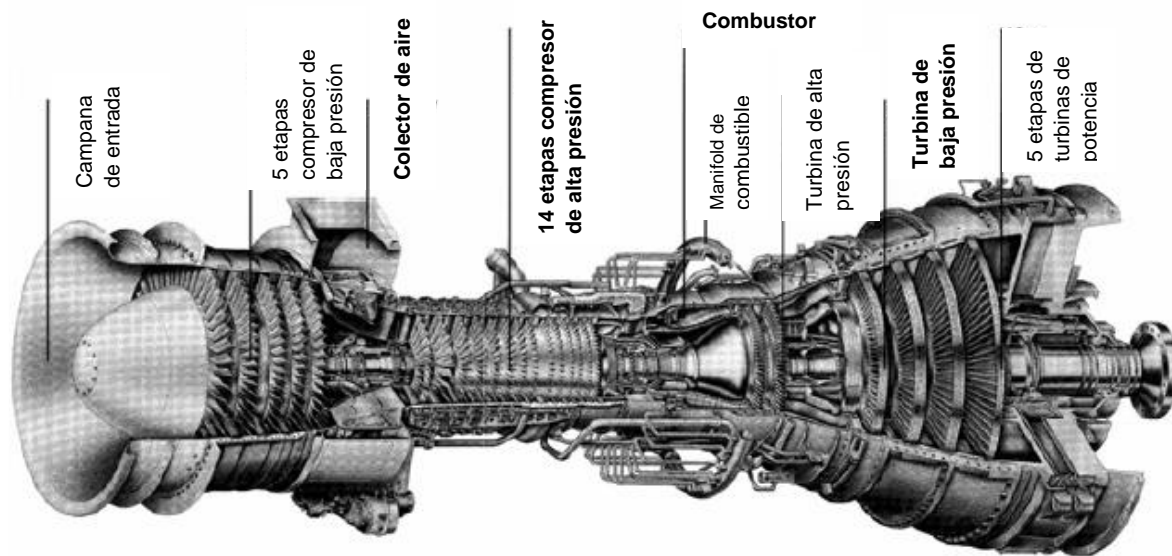


Figura 2-2 Ilustración de turbina a gas GE LM5000. Fuente [53]

El aire filtrado entra al turbo generador a través de una boca de campana y es dirigido al compresor de aire de baja presión -LPC- de 5 etapas con una relación de compresión de 2.5, como se aprecia en la Figura 2-2. El aire que sale un poco comprimido del LPC entra al compresor de aire de alta presión -HPC- de geometría variable de 14 etapas con una relación de compresión de 12.

El aire comprimido sale del HPC y entra en la cámara de combustión -CC- donde se mezcla con el gas natural inyectado en el *manifold* de gas a través de 30 toberas de doble propósito (con una entrada de gas natural y vapor) para producir la llama y generar gases de combustión, los cuales pasan a través de las turbinas de alta y baja presión donde se expanden. La energía restante de los gases calientes se descarga en la turbina de potencia -GT- conectada al generador eléctrico -Gen-, donde el trabajo de eje de la GT se convierte en energía eléctrica.

Las tecnologías de mejoras implementadas (ciclo *Stig* y enfriamiento de aire) modifican el turbo generador, integrando dos sistemas uno para la generación e

inyección de vapor y otro para el enfriamiento del aire a la entrada del compresor como se aprecia en la Figura 2-3.

El sistema de generación e inyección de vapor se integra a la salida de los gases de escape de la GT, los cuales aún poseen energía que es recuperada a través de una caldera recuperadora de calor -HRSG- produciendo vapor sobrecalentado de muy buena calidad (en dos tambores: uno de alta y otro de baja presión) para posteriormente ser inyectado en tres puntos diferentes en el tubo generador, constituyendo así el ciclo *Stig*. La HRSG cuenta con dos bombas una de baja presión -FDP- para la reposición, que introduce agua desmineralizada proveniente del tanque de almacenamiento al desaireador y otra de alta presión -MUP- que toma agua del desaireador y la inyecta en el economizador donde se precalienta el agua antes de llegar a los tambores de alta y baja presión. En la Figura 2-3 se muestra el esquema de la planta de potencia con turbina a gas y ciclo *Stig* con enfriamiento de aire por compresión.

El sistema de enfriamiento de aire como se aprecia en la Figura 2-3 consta de un paquete de torres de enfriamiento con 16 ventiladores -CT-, 2 sistemas de bombas (Pcond y Pevap), 2 unidades de refrigeración por compresión (CH1 y CH2) y una bobina de enfriamiento de aire -CCoil por sus siglas en inglés "Chilling coil"- . Las unidades de refrigeración por compresión son de 1160 y 1340 TR con refrigerante R-123, cuentan con una disposición tal que los condensadores se disponen en paralelo mientras que los evaporadores se encuentran en serie para alcanzar la temperatura máxima del sistema de enfriamiento del aire de 8.8°C.

La central termoeléctrica turbina a gas operando en ciclo simple tiene una capacidad nominal en condiciones *ISO*, de 32 MW y cuando opera en ciclo *Stig* de 52 MW. Los generadores de gas tienen una eficiencia térmica de 36% en ciclo simple y 43% en ciclo *Stig*. El sistema de generación de potencia eléctrica con turbina a gas y ciclo *Stig* (SAR=8.8%) con enfriamiento de aire a 8.8°C produce 45 MW de potencia eléctrica a una eficiencia de 43%.

2.2 Metodología de investigación

Las ecuaciones de gobierno de los balances de masa (Ecuación 2-1), energía (Ecuación 2-2) y exergía (Ecuación 2-3) que se muestran a continuación, son aplicados suponiendo que los componentes del sistema analizado se encuentran en estado estable. Las propiedades termodinámicas de las diferentes corrientes a evaluar son calculadas utilizando el software computacional *EES –Engineering Equation Solver-*; en el Anexos II se introduce y esquematiza el diagrama de flujo de EES [54].

Balance de masa

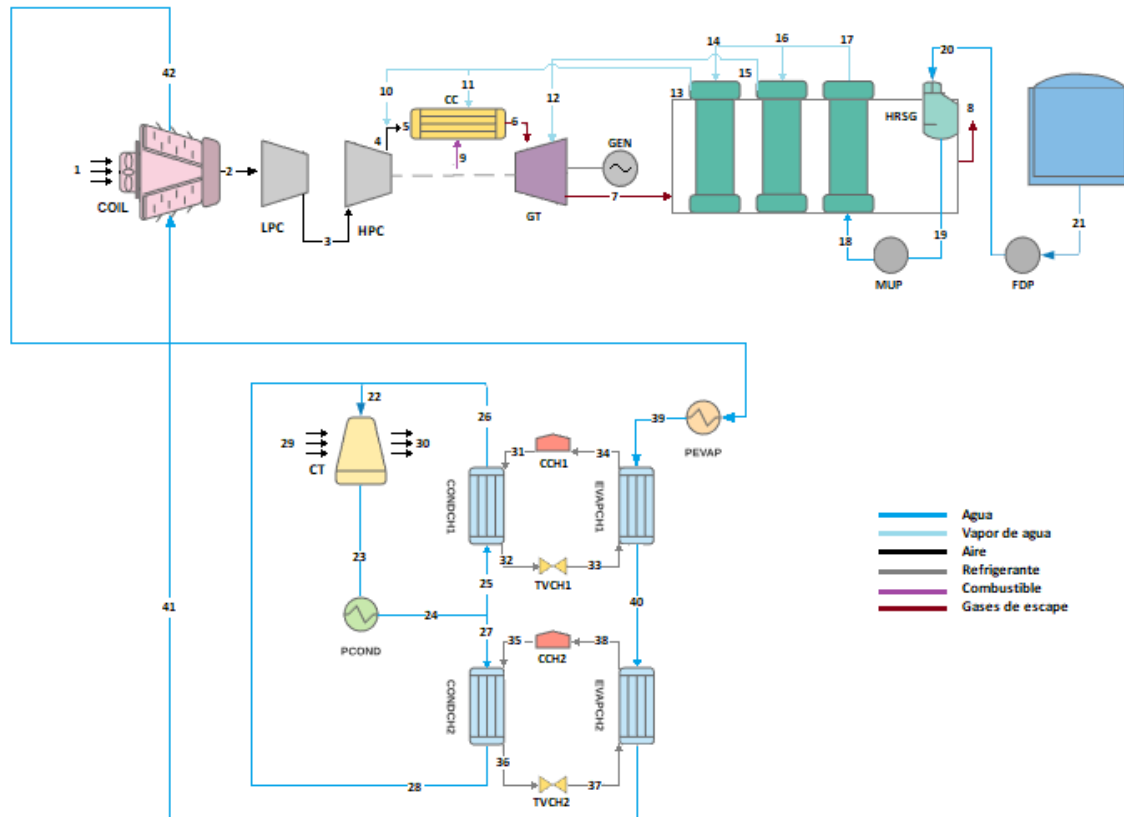
$$\sum \dot{m}_{i,k} = \sum \dot{m}_{e,k} \quad (Kg/s) \quad 2-1$$

Balance de energía

$$\dot{Q}_k - \dot{W}_k + \sum \dot{m}_{i,k} h_{i,k} - \sum \dot{m}_{e,k} h_{e,k} = 0 \text{ (KW)} \quad 2-2$$

Balance de exergía

$$\dot{E}_{Q,k} - \dot{E}_{W,k} + \sum \dot{E}_{i,k} - \sum \dot{E}_{e,k} - \dot{E}_{D,k} = 0 \text{ (KW)} \quad 2-3$$



CCoil: Bobina de enfriador de aire; **LPC:** Compresor de aire de baja presión; **HPC:** Compresor de alta presión; **CC:** cámara de combustión; **GT:** Turbina a gas; **GEN:** Generador eléctrico; **HRSG:** Caldera recuperadora; **MUP:** Bomba de alta presión; **FDP:** Bomba de baja presión; **CT:** Torre de enfriamiento; **Pcond:** Bomba de agua en los condensadores; **CCH1:** Compresor de máquina de refrigeración 1; **CCH2:** Compresor de máquina de refrigeración 2; **CondCH1:** Condensador de máquina de refrigeración 1; **CondCH2:** Condensador de máquina de refrigeración 2; **TVCH1:** Válvula de expansión máquina de refrigeración 1; **TVCH2:** Válvula de expansión máquina de refrigeración 2; **EvapCH1:** Evaporador máquina de refrigeración 1; **EvapCH2:** Evaporador máquina de refrigeración 2; **Pevap:** Bomba de agua en los evaporadores.

Figura 2-3 Esquema de la planta de potencia con turbina a gas y ciclo Stig con enfriamiento de aire por sistema de refrigeración por compresión

2.2.1 Análisis energético y balance de masa

A continuación, se presenta el modelo termodinámico que permite la evaluación de cada uno de los equipos que conforman la central termoeléctrica con ciclo Stig y enfriamiento de aire en estudio como se muestra en Figura 2-3.

La temperatura de salida del aire de cada compresor puede evaluarse como [20]:

$$T_e = \frac{T_i}{n_c} \left[RP_C^{\frac{k_c-1}{k_c}} - 1 \right] + T_i \text{ (}^\circ\text{C)} \quad 2-4$$

Donde n_c , RP_C y k_c son la eficiencia Isentrópica, la relación de presión y la relación de calores específicos para el compresor. Las eficiencias isentrópica de los compresores de baja y alta presión son calculadas a partir de los datos de entrada y salida de funcionamiento de estos como se muestran en el Anexos I. Las relaciones de presiones son 2.5 y 12.5 para los compresores de baja y alta presión respectivamente (Anexos I) y la relación de calores específicos se evalúa como la ecuación 2-5.

$$k_c = \frac{\frac{C_{p,i} + C_{p,e}}{2}}{\frac{C_{v,i} + C_{v,e}}{2}} \quad 2-5$$

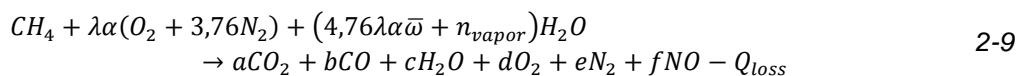
El aire que sale del HPC se mezcla con una fracción de vapor de alta presión conocido como CDP, causando el aumento del contenido de humedad en el aire y dando como resultado el incremento del C_p del aire antes de entrar a la CC. Para obtener las propiedades del aire a la entrada de la CC se realizan balances de masa al aire seco y al vapor de agua, y el balance de energía al proceso de humidificación en las ecuaciones 2-6, 2-7 y 2-8 respectivamente, suponiendo que no se presenta cambio de temperatura y presión en la corriente de aire.

$$\dot{m}_{e,Aire} = \dot{m}_{i,Aire} \quad 2-6$$

$$\dot{m}_{e,Aire} \omega_e = \dot{m}_{i,Aire} \omega_i + \dot{m}_{vapor} \quad 2-7$$

$$\dot{m}_{e,Aire} h_{e,Aire} = \dot{m}_{i,Aire} h_{i,Aire} + \dot{m}_{vapor} h_{vapor} \quad 2-8$$

El proceso de combustión presente en la cámara de combustión sigue el análisis de sistemas reactivos con base en primera ley para flujos estacionarios, aplicando la Ecuación 2-2 en base molar para obtener la temperatura de salida de los gases producto de la combustión (Ecuación 2-9). Dicho modelo prevé una pérdida de energía en la combustión del 2% de la energía suministrada por los reactivos ($Q_{loss} = 2\%HR$) como sugiere Tsatsaronis en [55]. Para obtener la composición de los gases de escape se utiliza balance de moles de los elementos presentes en la combustión C, H, O, N , (Ecuaciones 2-12 a 2-15) y dos ecuaciones complementarias de reacción simultanea de equilibrio químico para la formación de CO y NO (Ecuaciones 2-16 y 2-17) [56].



Donde se CH_4 , α , λ , $\bar{\omega}$, y n_{vapor} representa las moles de gas natural, las moles de aire teórico, las moles del exceso de aire, las moles de humedad en el aire y las moles

de vapor inyectado en la cámara de combustión, respectivamente. $\bar{\omega}$ y n_{vapor} se calcula en las ecuaciones 2-10 y 2-11. Y a, b, c, d, e, f representan las moles de cada una de las especies presentes en los gases de escape.

$$\bar{\omega} = 1.608\omega \quad 2-10$$

$$n_{vapor} = \frac{\dot{m}_{vapor} MW_{CH_4}}{\dot{m}_{CH_4} MW_{H_2O}} \quad 2-11$$

Balance de C

$$1 \rightarrow a + b \quad 2-12$$

Balance de H

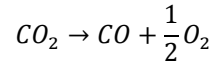
$$4 + 2(4,76\lambda\bar{\omega} + n_{vapor}) \rightarrow 2C \quad 2-13$$

Balance de O

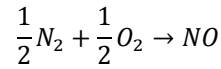
$$2\lambda\alpha + (4,76\lambda\bar{\omega} + n_{vapor}) \rightarrow 2a + b + c + 2d + f \quad 2-14$$

Balance de N

$$2\lambda\alpha(3,76) \rightarrow 2e + f \quad 2-15$$



$$K_{PCO_2} = \frac{b^{V_{CO}} d^{O_2}}{a^{CO_2}} \left(\frac{P}{N_{Totales}} \right)^{V_{CO} + V_{O_2} - V_{CO_2}} \quad 2-16$$



$$K_{PNO} = \frac{f^{V_{NO}}}{e^{V_{N_2}} d^{V_{O_2}}} \left(\frac{P}{N_{Totales}} \right)^{V_{NO} - V_{O_2} - V_{N_2}} \quad 2-17$$

Donde $V_{CO_2} = 1$, $V_{CO} = 1$, $V_{O_2} = 1/2$, $V_{O_2} = 1/2$, $V_{N_2} = 1/2$, $V_{NO} = 1$ y las constantes de equilibrio para cada una de las ecuaciones de formación simultanea se calcula como:

$$\ln(K_{PCO}) = \frac{-\Delta G_{issCO}^*(T_{Prod})}{R_u T_{Prod}} \quad 2-18$$

$$\ln(K_{PNO}) = \frac{-\Delta G_{issNO}^*(T_{Prod})}{R_u T_{Prod}} \quad 2-19$$

Siendo T_{Prod} la temperatura de los gases de combustión y ΔG_{issCO}^* el delta de Giss de formación.

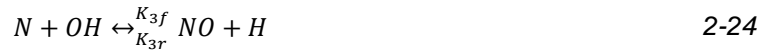
El balance de masa en la CC se presenta a continuación partiendo de un flujo másico de combustible y la relación aire-combustible -AFR por sus siglas en ingles "Air fuel ratio"-.

$$AFR = \frac{\dot{m}_{AireSeco}}{\dot{m}_{fuel}} \quad 2-20$$

$$\dot{m}_{gases} = \dot{m}_{AireSeco} \left(1 + \omega + \frac{1}{AFR} + SAR(NO_x + LP) \right) \quad 2-21$$

Donde ω , AFR , SAR , NO_x , y LP son la humedad presente en el aire a la entrada de la cámara de combustión, la relación de aire-combustible, la relación de inyección de vapor-aire, la fracción de la inyección de vapor en la cámara de combustión y la fracción de la inyección de vapor en la turbina de baja presión.

Para conocer la concentración de los NO presente en los gases de combustión conocido utilizamos el mecanismo extendido de Zeldovich. Para las tres reacciones de formación de NO consideradas se emplean las constantes de equilibrio que caracterizan la velocidad de reacción [57].



Donde K_{fi} y K_{ri} corresponde a las constantes de equilibrio para cada reacción en las dos posibles direcciones, según Turns las constantes de equilibrio de las reacciones de oxidación del nitrógeno para cualquier temperatura [57], son:

$$K_{f1} = 1.8 \times 10^{11} e^{\left(\frac{-38.370}{T(k)}\right)} (m^3/Kmol - s) \quad K_{r1} = 3.8 \times 10^{10} e^{\left(\frac{-425}{T(k)}\right)} (m^3/Kmol - s)$$

$$K_{f2} = 1.8 \times 10^7 T e^{\left(\frac{-4680}{T(k)}\right)} (m^3/Kmol - s) \quad K_{r2} = 3.8 \times 10^6 T e^{\left(\frac{-20.820}{T(k)}\right)} (m^3/Kmol - s)$$

$$K_{f3} = 7.1 \times 10^{10} e^{\left(\frac{-450}{T(k)}\right)} (m^3/Kmol - s) \quad K_{r3} = 1.7 \times 10^{11} e^{\left(\frac{-24.560}{T(k)}\right)} (m^3/Kmol - s)$$

Por tanto, obtenemos las velocidades de reacción para cada una de las especies como:

$$\frac{d[NO]}{dt} = k_{1f}[N_2][O] + k_{2f}[N][O_2] + k_{3f}[N][OH] \quad 2-25$$

$$\frac{d[N]}{dt} = k_{1f}[N_2][O] - k_{2r}[N][O_2] - k_{3r}[N][OH] \quad 2-26$$

$$\frac{d[O]}{dt} = -k_{1r}[N_2][O] + k_{2f}[N][O_2] \quad 2-27$$

$$\frac{d[O_2]}{dt} = -k_{2r}[N][O_2] \quad 2-28$$

$$\frac{d[N_2]}{dt} = -k_{1r}[N_2][O] \quad 2-29$$

Asumiendo las relaciones de reacción en reversas despreciables y la aproximación del estado intermedio estable.

$$[N] = \frac{k_{1f}[N_2][O]}{k_{2r}[O_2] + k_{3r}[OH]} \quad 2-30$$

$$[O] = \frac{k_{2f}[N][O_2]}{k_{1r}[N_2]} \quad 2-31$$

Aplicando la condición de equilibrio parcial, podemos obtener la concentración de O en función de O_2 , Obtenemos.



$$[O] = \sqrt{\frac{k_{4f}}{k_{4r}}} [O_2]^{1/2} \quad 2-33$$

De donde, $\frac{k_{4f}}{k_{4r}} = K_{4P}$, Remplazando las ecuaciones 2-33, 2-31 y 2-30 en la Ecuación 2-25 podemos obtener la velocidad de reacción de NO para un 1 segundo, como:

$$[NO] = k_{1f}[N_2]\sqrt{K_{4P}}[O_2]^{1/2} + k_{2f} \frac{k_{1f}[N_2]\sqrt{K_{4P}}[O_2]^{1/2}}{k_{2r}[O_2] + k_{3r}[OH]} [O_2] + k_{3f} \frac{k_{1f}[N_2]\sqrt{K_{4P}}[O_2]^{1/2}}{k_{2r}[O_2] + k_{3r}[OH]} [OH] \quad (Kmol/m^3) \quad 2-34$$

Para conocer la temperatura de salida de los gases de escapes de la TG se evalúa como [20]:

$$T_e = T_i - n_{GT} T_i \left[1 - \left(1 - \left(\frac{1}{RP_{GT}} \right)^{\frac{k_{GT}-1}{k_{GT}}} \right) \right] \quad (^\circ C) \quad 2-35$$

Donde n_{GT} , RP_{GT} y k_{GT} son la eficiencia isentrópica, la relación de presión y la relación de calores específicos para la turbina. Las eficiencias isentrópica de la turbina a gas presión es calculadas a partir de la información suministrada en el Anexos I. La relación de presión de la turbina a gas es de 29 a partir de los datos de funcionamiento de la panta (Anexos I) y la relación de calores específicos se evalúa a partir de la Ecuación 2-5.

En la HRSG se produce el vapor de alta calidad a las condiciones necesarias de salida para los flujos de alta presión y baja presión. Para lo cual se evaluó la eficiencia de HRSG en condiciones de funcionamiento como se muestra en el Anexos I. Y a partir de dicha eficiencia se obtiene la temperatura de salida de los gases de escape para las mismas condiciones de generación de vapor. En las bombas de FDP y MUP en la HRSG, y Pevap, Pcond y CCH para el sistema de enfriamiento de aire, se modelan a partir de la relación de presión y la eficiencia isentrópica, se obtienen las condiciones de salida del agua para los componentes mencionados, como se muestra en la ecuación 2-37.

$$\eta_{HRSG} = \frac{\dot{m}_{19}h_{19} - \dot{m}_{20}h_{20} + \dot{m}_{17}h_{17} - \dot{m}_{18}h_{18} + \dot{m}_{15}h_{15} - \dot{m}_{16}h_{16} + \dot{m}_{13}h_{13} - \dot{m}_{14}h_{14}}{\dot{m}_{gases}C_p(T_i - T_e)} \quad 2-36$$

$$\eta = \frac{h_{e,s} - h_i}{h_e - h_i} \quad 2-37$$

A partir del modelo termodinámico del sistema de enfriamiento de aire se obtiene la carga de enfriamiento y las condiciones necesaria de los equipos del sistema para alcanzar la temperatura del aire desea a la salida del CCoil.

El CCoil se modelo utilizando la eficiencia de transferencia de calor entre aire y agua como para las condiciones de funcionamiento real que se calcula en los Anexos I a partir de la ecuación 2-38. Para las condiciones de entrada y salida del aire y agua constantes en el modelo.

$$\eta_{CCoil} = \frac{\dot{m}_{i,Aire} h_{i,Aire} - \dot{m}_{e,Aire} h_{e,Aire}}{\dot{m}_{e,Agua} h_{e,Agua} - \dot{m}_{i,Agua} h_{i,Agua}} \quad 2-38$$

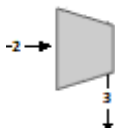

En las máquinas de refrigeración por compresión en un ciclo de refrigeración simple, que trabaja entre los límite de presiones de funcionamiento del condensador y evaporador con caídas de presión asumidas, partiendo de eficiencia isentrópica del compresor como 2-37, salida del refrigerante del condensador como liquido saturado, un proceso isoentálpico en la válvula de estrangulación, la salida del refrigerante del evaporador como vapor saturado, y eficiencia del 100% en la transferencia de calor entre el agua y el refrigerante en el condensador y evaporador (Ecuaciones 2-39 y 2-40).

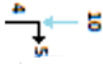
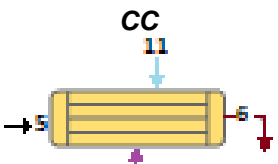
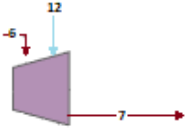
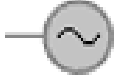
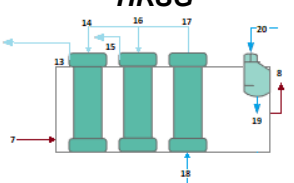


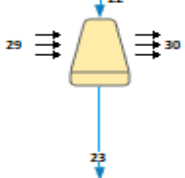
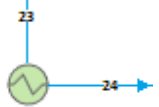
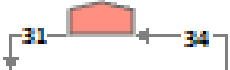
$$\eta_{Cond} = \frac{\dot{m}_{i,Agua} h_{i,Agua} - \dot{m}_{e,Agua} h_{e,Agua}}{\dot{m}_{e,Ref} h_{e,Ref} - \dot{m}_{i,Ref} h_{i,Ref}} \quad 2-39$$

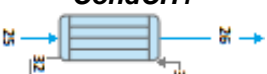

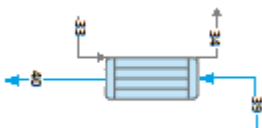
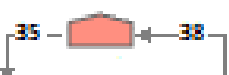
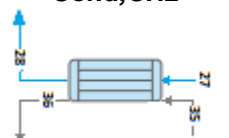

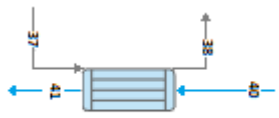
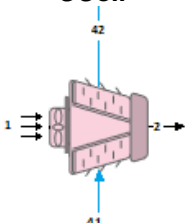
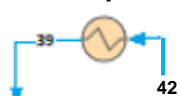
$$\eta_{Evap} = \frac{\dot{m}_{i,Agua} h_{i,Agua} - \dot{m}_{e,Agua} h_{e,Agua}}{\dot{m}_{e,Ref} h_{e,Ref} - \dot{m}_{i,Ref} h_{i,Ref}} \quad 2-40$$

En la Tabla 2.1 se muestran los balances energía para cada uno de los componentes del ciclo de turbina a gas con ciclo Stig y enfriamiento de aire a la entrada del compresor con sistema de refrigeración por compresión.

Tabla 2.1 Balances de energía y masa en el ciclo de turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire.

Componente	Balances de masa y energía
<p>LPC</p> 	$\dot{W}_{LPC} = (\dot{m}_3 h_3 - \dot{m}_2 h_2) / \eta_{mec}$ $\dot{m}_3 = \dot{m}_2$
<p>HPC</p> 	$\dot{W}_{HPC} = (\dot{m}_4 h_4 - \dot{m}_3 h_3) / \eta_{mec}$ $\dot{m}_4 = \dot{m}_3$

<p>Humidificador de Aire</p> 	$\dot{m}_5 h_5 = \dot{m}_4 h_4 + \dot{m}_{10} h_{10}$ $\dot{m}_5 \omega_5 = \dot{m}_4 \omega_4 + \dot{m}_{10} \quad \text{Balance de masa de agua}$ $\dot{m}_5 = \dot{m}_4 \quad \text{Balance de masa de Aire}$
<p>CC</p> 	$CH_4 + \lambda \alpha (O_2 + 3,76 N_2) + (4,76 \lambda \alpha \bar{\omega} + n_{11}) H_2 O$ $\rightarrow a CO_2 + b CO + c H_2 O + d O_2 + e N_2 + f NO$ $\dot{m}_6 = \dot{m}_5 \left(1 + \omega_5 + \frac{1}{AFR} + SAR(NO_X) \right)$ $\dot{m}_{11} = \dot{m}_5 SAR(NO_X)$ $\dot{m}_9 = \dot{m}_5 \frac{1}{AFR}$ $n_{11} = \frac{\dot{m}_{11} MW_{CH_4}}{\dot{m}_9 MW_{H_2 O}}$
<p>GT</p> 	$\dot{W}_{GT} = (\dot{m}_6 C_{p,7} (T_6 - T_7) + \dot{m}_{12} (h_{12} - h_7))$ $\dot{m}_7 = \dot{m}_6 + \dot{m}_{12}$ $\dot{m}_7 = \dot{m}_5 \left(1 + \omega_5 + \frac{1}{AFR} + SAR(NO_X + LP) \right)$
<p>Gen</p> 	$\dot{P}_{Elect} = \eta_{Gen} \dot{W}_{net}$
<p>HRSG</p> 	$-\dot{Q}_{HRSG,out} + \dot{m}_7 C_{p,7} (T_7 - T_8) + \dot{m}_{20} h_{20} - \dot{m}_{19} h_{19} + \dot{m}_{18} h_{18} - \dot{m}_{17} h_{17}$ $+ \dot{m}_{16} h_{16} - \dot{m}_{15} h_{15} + \dot{m}_{14} h_{14} - \dot{m}_{13} h_{13} = 0$ $\dot{m}_8 = \dot{m}_7$ $\dot{m}_{20} = \dot{m}_{19} = \dot{m}_{18} = \dot{m}_{17} = \dot{m}_5 SAR$ $\dot{m}_{12} = \dot{m}_{15} = \dot{m}_{16} = \dot{m}_5 SAR(LP)$ $\dot{m}_{13} = \dot{m}_{14} = \dot{m}_{10} + \dot{m}_{11} = \dot{m}_5 SAR(CDP + NO_X)$
<p>MUP</p> 	$\dot{W}_{MUP} = (\dot{m}_{18} h_{18} - \dot{m}_{19} h_{19}) / \eta_{mec}$ $\dot{m}_{18} = \dot{m}_{19}$
<p>FDP</p> 	$\dot{W}_{FDP} = (\dot{m}_{20} h_{20} - \dot{m}_{21} h_{21}) / \eta_{mec}$ $\dot{m}_{21} = \dot{m}_{20}$
<p>CT</p> 	$\dot{m}_{29} h_{29} - \dot{m}_{30} h_{30} + \dot{m}_{22} h_{22} - \dot{m}_{23} h_{23} = 0$ $\dot{m}_{30} = \dot{m}_{29} \quad \text{Balance de aire}$ $\dot{m}_{29} (\omega_{30} - \omega_{29}) = \dot{m}_{Makeup} \quad \text{Balance de humedad en el aire}$ $\dot{m}_{22} = \dot{m}_{23} + \dot{m}_{Makeup} \quad \text{Balance de agua}$
<p>Pcond</p> 	$\dot{W}_{Pcond} = (\dot{m}_{24} h_{24} - \dot{m}_{23} h_{23}) / \eta_{mec}$ $\dot{m}_{24} = \dot{m}_{23}$
<p>CCh1</p> 	$\dot{W}_{C,Ch1} = (\dot{m}_{31} h_{31} - \dot{m}_{34} h_{34}) / \eta_{mec}$ $\dot{m}_{31} = \dot{m}_{34}$

 <p>CondCH1</p>	$-\dot{Q}_{cond,Ch1} + \dot{m}_{31}h_{31} - \dot{m}_{32}h_{32} + \dot{m}_{25}h_{25} - \dot{m}_{26}h_{26} = 0$ $\dot{m}_{32} = \dot{m}_{31}$ $\dot{m}_{26} = \dot{m}_{25}$
 <p>TVCH1</p>	$h_{33} = h_{32}$ $\dot{m}_{33} = \dot{m}_{32}$
 <p>EvapCH1</p>	$\dot{Q}_{evap,Ch1} + \dot{m}_{33}h_{33} - \dot{m}_{34}h_{34} + \dot{m}_{39}h_{39} - \dot{m}_{40}h_{40} = 0$ $\dot{m}_{40} = \dot{m}_{29}$ $\dot{m}_{34} = \dot{m}_{33}$
 <p>CCH2</p>	$\dot{W}_{C,Ch2} = (\dot{m}_{35}h_{35} - \dot{m}_{38}h_{38})/\eta_{mec}$ $\dot{m}_{35} = \dot{m}_{38}$
 <p>Cond,CH2</p>	$-\dot{Q}_{cond,Ch2} + \dot{m}_{35}h_{35} - \dot{m}_{36}h_{36} + \dot{m}_{27}h_{27} - \dot{m}_{28}h_{28} = 0$ $\dot{m}_{28} = \dot{m}_{27}$ $\dot{m}_{36} = \dot{m}_{35}$
 <p>TVCH2</p>	$h_{37} = h_{36}$ $\dot{m}_{37} = \dot{m}_{36}$
 <p>EvapCH2</p>	$\dot{Q}_{evap,Ch2} + \dot{m}_{37}e_{37} - \dot{m}_{38}e_{38} + \dot{m}_{40}h_{40} - \dot{m}_{41}h_{41} = 0$ $\dot{m}_{38} = \dot{m}_{37}$ $\dot{m}_{41} = \dot{m}_{40}$
 <p>CCoil</p>	$\dot{Q}_{coil} + \dot{m}_1h_1 - \dot{m}_2h_2 + \dot{m}_{41}h_{41} - \dot{m}_{42}h_{42} = 0$ $\dot{m}_{42} = \dot{m}_{41}$ $\dot{m}_2 = \dot{m}_1$
 <p>Pevap</p>	$\dot{W}_{Pevap} = (\dot{m}_{39}h_{39} - \dot{m}_{42}h_{42})/\eta_{mec}$ $\dot{m}_{39} = \dot{m}_{42}$

2.2.2 Indicadores basados en balance de masa y primera ley

Algunos indicadores basados en los balances de masa y la primera ley de la termodinámica que nos permiten conocer y evaluar el comportamiento de la planta de potencia con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire.

- *Flujo másico de aire*

El flujo másico de aire en el compresor depende de la temperatura debido a que la densidad del aire presenta una relación inversa respecto a la temperatura, siendo el compresor una maquina volumétrica. La masa que entra al compresor se calcula en la Ecuación 2-41.

$$\dot{m}_{Air e} = \frac{V_{Air e}}{v} \text{ (Kg/s)} \quad 2-41$$

- *Trabajo específico del compresor*

El trabajo específico del compresor comprende la energía necesaria consumida por el compresor por unidad de masa de aire. El trabajo específico se calcula para los compresores de baja y alta como se muestra en la Ecuación 2-42.

$$w_{Comp} = (h_e - h_i) \text{ (KJ/Kg)} \quad 2-42$$

- *Emisión de NO*

Los NO son uno de los más contaminantes que conforman lo gases de escape que son rechazados al ambiente a altas temperaturas. La concentración de NO se calcula como se muestra en la ecuación 2-43. El flujo de NO por kWh de potencia eléctrica es un indicador de contaminación para medir el rendimiento de la planta de potencia eléctrica con turbina a gas (Ecuación 2-44).

$$[NO] = \frac{[NO]}{Mw_{gases}} \times 10^6 \text{ (mg/m}^3\text{)} \quad 2-43$$

$$\dot{m}_{NO-KWh} = \frac{3600 \dot{V}_{Gases} [NO]}{P_{elect}} \text{ (mg/KWh)} \quad 2-44$$

- *Trabajo neto, Potencia eléctrica y eficiencia térmica*

El trabajo neto obtenido de la planta de generación eléctrica con turbina a gas y ciclo Stig con enfriamiento de aire por máquina de refrigeración a compresión se calcula restando al trabajo de salida de la turbina los trabajos consumidos por los compresores, bombas y máquinas de refrigeración utilizadas en la planta (Ecuación 2-45). La potencia eléctrica producida por la planta se obtiene como se muestra en la Ecuación 2-46. La eficiencia térmica es un indicador de cuan bien es transformada la energía primaria (gas natural) en potencia eléctrica, se calcula a partir de la Ecuación 2-47.

$$\dot{W}_{Net} = \dot{W}_{GT} - \dot{W}_{LPC} - \dot{W}_{HPC} - \dot{W}_{CCH1} - \dot{W}_{CCH2} - \dot{W}_{MUP} - \dot{W}_{FDP} \text{ (MW)} \quad 2-45$$

$$\dot{P}_{elec} = \eta_{gen} \dot{W}_{Net} \text{ (MW)} \quad 2-46$$

$$\eta_{TH} = \frac{\dot{P}_{elec}}{\dot{m}_f \times LHV} \quad 2-47$$

- *Heat rate y Consumo específico de combustible*

El *heat rate* es una medida de rendimiento de una central termoeléctrica, y expresa la energía de térmica suministrada por el combustible necesaria para producir un kWh de energía eléctrica (Ecuación 2-48). El consumo específico de combustible – *SFC* por sus siglas en inglés “*Specific fuel consumption*”- es un indicador que mide la cantidad de combustible necesario para producir un kWh de energía eléctrica [58] (Ecuación 2-49).

$$HR = \frac{3600 \times \dot{m}_f \times LHV}{\dot{P}_{elect}} \text{ (KJ/KWh)} \quad 2-48$$

$$SFC = \frac{3600 \times \dot{m}_f}{\dot{P}_{Elect}} \text{ (Kg/KWh)} \quad 2-49$$

- *PGR y TEC*

El PGR (Relación de potencia ganada) y el TEC (factor de cambio de eficiencia térmica) utilizado por Jassim [59], que tiene en cuenta los parámetros de operación de la turbina a gas (*GT*), turbina a gas (*GTIAC*), ciclo *Stig* (*Stig*) y ciclo *Stig* con enfriamiento de aire (*Stig IAC*). El PGR (2-50) y el TEC (2-51) se calculan respectivamente como.

$$PGR = \frac{\dot{P}_{elect,GT+IAC-STIG-STIG+IAC} - \dot{P}_{elec,GT}}{\dot{P}_{elec,GT}} \times 100 \text{ (\%)} \quad 2-50$$

$$TEC = \frac{\eta_{elect,GT+IAC-STIG-STIG+IAC} - \eta_{GT}}{\eta_{net,GT}} \times 100 \text{ (\%)} \quad 2-51$$

Donde $\dot{P}_{elect,GT+IAC-STIG-STIG+IAC}$ y $\eta_{elect,GT+IAC-STIG-STIG+IAC}$ son respectivamente la potencia eléctrica generada y la eficiencia térmica para las tecnologías de mejora aplicadas al sistema de generación de potencia eléctrica con turbina a gas. $\dot{P}_{elec,GT}$ y η_{GT} representan la potencia eléctrica generada y la eficiencia térmica para turbinas a gas en ciclo simple.

- *Relación de concentración de NO*

De manera similar al PGR o TEC, se mide el cambio de concentración de NO debido a la implementación de tecnologías de mejora en la turbina a gas, como se aprecia en la ecuación 2-52.

$$[NO]R = \frac{[NO]_{elect,GT+IAC-STIG-STIG+IAC} - [NO]_{GT}}{[NO]_{GT}} \times 100 \text{ (\%)} \quad 2-52$$

Donde $[NO]_{elect,GT+IAC-STIG-STIG+IAC}$ es la concentración de NO para las tecnologías de mejora aplicadas al sistema de generación de potencia eléctrica con turbina a gas. $[NO]_{GT}$ representan la concentración de NO para turbinas a gas en ciclo simple.

2.2.3 Análisis exergético

El balance de exergía se obtiene a partir de la expresión que se muestra en la ecuación 2-53, aplicando está a cada uno de los componentes del sistema de

estudio y definiendo las salidas deseadas (Producto) y entradas requeridas (fuel) en cada uno de ellos, la ecuación se puede expresar como:

$$\dot{E}_{D,k} = \dot{E}_{F,k} - \dot{E}_{P,k} \quad (KW) \quad 2-53$$

Donde $\dot{E}_{F,k}$, $\dot{E}_{P,k}$ y $\dot{E}_{D,k}$ son la exergía del fuel, producto y destruida respectivamente. En la Tabla 2.2 se muestra la definición de fuel y producto para cada componente de la planta de estudio.

Los efectos de la energía cinética y potencial son ignorados, por tanto la razón de exergía total \dot{E}_k se consideran solo el potencial físico y químico, los cuales pueden ser expresado como:

$$\dot{E}_k = \dot{E}_k^{PH} + \dot{E}_k^{CH} \quad (KW) \quad 2-54$$

La exergía específica de tipo físico, para sustancias puras se obtiene a partir de la Ecuación 2-55, para mezcla de gases (Gases de escape y aire) se utilizó la Ecuación 2-56.

$$e_k^{PH} = h_i - h_0 - T_0(s_i - s_0) \quad (KJ/Kg) \quad 2-55$$

$$\bar{e}_k^{PH} = \bar{C}_{P,j}(T - T_0) - T_0[\bar{C}_{P,j} \ln(T/T_0) - R \ln(P/P_0)] \quad (KJ/Kmol) \quad 2-56$$

Donde los estados sub-cero, son aquellos debido al estado muerto, definido para este estudio como la corriente de menor estado térmico como lo aplica Fajardo en sistemas de refrigeración [60], R es la constante universal de los gases ideales en $KJ/Kmol^\circ K$.

La exergía química de tipo específico se obtiene por la ecuación 2-57, las exergías químicas \bar{e}^{CH} molares son obtenidas de [61].

$$\bar{e}^{CH} = \bar{x}_i \bar{e}_k^{CH} + RT_0 \sum \bar{x}_i \ln(\bar{x}_i) \quad 2-57$$

Donde \bar{x} es la fracción molar del compuesto en la mezcla.

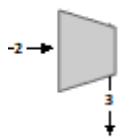
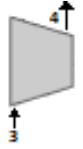
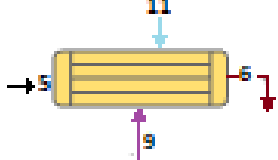
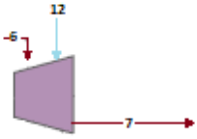
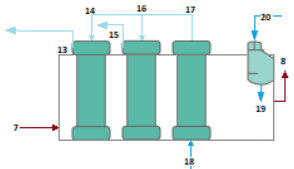

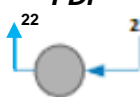
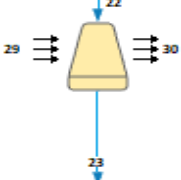
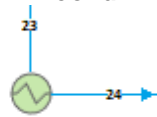
Los indicadores exergéticos utilizados en el análisis de cada uno de los componentes de estudio son eficiencia exergética (Ecuación 2-58) y las relaciones de destrucción de exergía (Ecuaciones 2-59 y 2-60) las cuales se muestran a continuación:

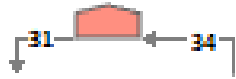
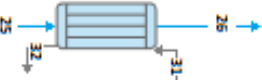

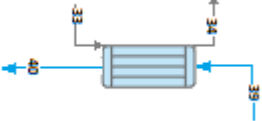

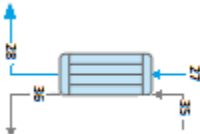

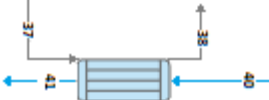
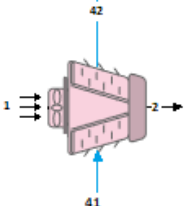

$$\varepsilon_k = \frac{\dot{E}_{P,k}}{\dot{E}_{F,k}} \quad (\%) \quad 2-58$$

$$y_{D,k} = \frac{\dot{E}_{D,k}}{\dot{E}_{F,k}} \quad (\%) \quad 2-59$$

$$y_D^* = \frac{\dot{E}_{D,k}}{\dot{E}_{D,Total}} \quad (\%) \quad 2-60$$

Tabla 2.2. Exergía de fuel y producto de la planta de potencia con ciclo Stig y enfriamiento de aire.

Equipo	\dot{E}_F	\dot{E}_P
<p>LPC</p> 	\dot{W}_{LPC}	$\dot{m}_3 e_3 - \dot{m}_2 e_2$
<p>HPC</p> 	\dot{W}_{HPC}	$\dot{m}_4 e_4 - \dot{m}_3 e_3$
<p>CC</p> 	$\dot{m}_5 e_5$	$\dot{m}_6 e_6 - \dot{m}_9 e_9 - \dot{m}_{11} e_{11}$
<p>GT</p> 	$\dot{m}_6 e_6 + \dot{m}_{12} e_{12} - \dot{m}_7 e_7$	\dot{W}_{GT}
<p>HRSG</p> 	$\dot{m}_7 e_7 - \dot{m}_8 e_8$	$\dot{m}_{13} e_{13} - \dot{m}_{14} e_{14} + \dot{m}_{15} e_{15} - \dot{m}_{16} e_{16}$ $+ \dot{m}_{17} e_{17} - \dot{m}_{18} e_{18}$ $+ \dot{m}_{19} e_{19} - \dot{m}_{20} e_{20}$
<p>MUP</p> 	\dot{W}_{PMU}	$\dot{m}_{18} e_{18} - \dot{m}_{19} e_{19}$
<p>FDP</p> 	\dot{W}_{PFD}	$\dot{m}_{20} e_{20} - \dot{m}_{21} e_{21}$
<p>CT</p> 	$\dot{m}_{22} h_{22} - \dot{m}_{23} h_{23} + \dot{W}_{fan}$	$\dot{m}_{30} h_{30} - \dot{m}_{29} h_{29}$
<p>Pcond</p> 	\dot{W}_{Pcond}	$\dot{m}_{24} e_{24} - \dot{m}_{23} e_{23}$

<p>CCh1</p> 	\dot{W}_{CCh1}	$\dot{m}_{31}e_{31} - \dot{m}_{34}e_{34}$
<p>CondCH1</p> 	$\dot{m}_{31}e_{31} - \dot{m}_{32}e_{32}$	$\dot{m}_{26}e_{26} - \dot{m}_{25}e_{25}$
<p>TVCH1</p> 	$\dot{m}_{32}e_{32}$	$\dot{m}_{33}e_{33}$
<p>EvapCH1</p> 	$\dot{m}_{40}e_{40} - \dot{m}_{39}e_{39}$	$\dot{m}_{34}e_{34} - \dot{m}_{33}e_{33}$
<p>CCH2</p> 	\dot{W}_{CCh2}	$\dot{m}_{35}e_{35} - \dot{m}_{38}e_{38}$
<p>CondCH2</p> 	$\dot{m}_{35}e_{35} - \dot{m}_{36}e_{36}$	$\dot{m}_{28}e_{28} - \dot{m}_{27}e_{27}$
<p>TVCH2</p> 	$\dot{m}_{36}e_{36}$	$\dot{m}_{37}e_{37}$
<p>EvapCH2</p> 	$\dot{m}_{41}e_{41} - \dot{m}_{40}e_{40}$	$\dot{m}_{37}e_{37} - \dot{m}_{38}e_{38}$
<p>CCoil</p> 	$\dot{m}_{41}e_{41} - \dot{m}_{42}e_{42}$	$\dot{m}_2e_2 - \dot{m}_1e_1$
<p>Pevap</p> 	\dot{W}_{Pevap}	$\dot{m}_{39}e_{39} - \dot{m}_{42}e_{42}$

2.2.4 Análisis de exergético avanzado

El análisis exergético avanzado nos permite conocer la razón de origen y el límite de rendimiento de la destrucción de exergía en un componente. Los orígenes de las irreversibilidades de un componente no se deben exclusivamente al mismo componente, sino también a las ineficiencias causadas por la interacción entre los componentes. Las irreversibilidades por un componente de un sistema de conversión de energía pueden estar representadas por dos partes la *Destrucción de exergía endógena* la cual depende de las irreversibilidades dentro del mismo componente en consideración y la *Destrucción de exergía exógena* la cual se refiere a las ineficiencias causadas por la interrelación de los componentes remanentes del sistema [41].

De manera similar el límite de rendimiento de un componente permite la división de la destrucción de exergía como *Destrucción de exergía evitable* y *Destrucción de exergía inevitable*. La *Destrucción de exergía inevitable* es aquella que se obtienen cuando el componente en consideración trabaja bajo las limitaciones de funcionamiento, está parte de la destrucción de exergía que no se puede reducir y la otra parte es la *Destrucción de exergía evitable* representa el potencial de mejora que se puede obtener al mejorar las condiciones de funcionamiento del componente [62].

El Conocer la destrucción de exergía endógena y exógena junto con la destrucción de exergía inevitable y evitable puede proveer una medida realista del potencial de optimización de un sistema energético [63]. El análisis Exergético Avanzado provee una medida realista del potencial de optimización de un sistema energético [64].

- *Destrucción de exergía inevitable y evitable*

La destrucción de exergía inevitable ($E_{D,K}^{UN}$), es la irreversibilidad de un componente que no se puede reducir debido a las limitaciones tecnológicas y económicas del componente en consideración [65] [66]. La exergía destruida evitable ($E_{D,K}^{AV}$), es la parte de la destrucción de exergía que puede ser reducida en un proceso de optimización y se calcula restado la destrucción de exergía inevitable a la destrucción de exergía total del componente en estudio. La exergía destruida inevitable se calcula a partir de la Ecuación 2-61.

$$\dot{E}_{D,k}^{UN} = \dot{E}_{P,k} \left(\frac{\dot{E}_D}{\dot{E}_P} \right)_K^{UN} \quad (KW) \quad 2-61$$

La división de la exergía destruida en sus partes inevitable y evitable para el sistema de refrigeración aire, requiere de la creación de un ciclo en que cada uno de los componentes del sistema funciona de manera inevitable [67]. La exergía destruida evitable se obtienen como se muestra en la ecuación 2-62.

$$\dot{E}_{D,k}^{AV} = \dot{E}_{D,k} - \dot{E}_{D,k}^{UN} \quad (KW) \quad 2-62$$

- *Destrucción de exergía endógena y exógena*

La exergía destruida endógena ($E_{D,k}^{EN}$) del k-ésimo componente son las irreversibilidades debido a las ineficiencias del k-ésimo componente. $E_{D,k}^{EN}$ se calculado cuando todos los componentes remanentes operan en proceso ideales excepto el componente en consideración que opera bajo su eficiencia real. La exergía destruida exógena es causada por los componentes remanentes. La exergía destruida es calculada restando $E_{D,k}^{EN}$ de la exergía destruida total del componente de estudio (Ecuación 2-63) [68] [69].

$$\dot{E}_{D,k}^{EX} = \dot{E}_{D,k} + \dot{E}_{D,k}^{EN} \quad (KW) \quad 2-63$$

- *División de la destrucción de exergía inevitable y evitable en endógena y exógena*

La exergía destruida inevitable de un componente puede tener una parte debido a las irreversibilidades del mismo componente (*exergía destruida inevitable endógena* $\dot{E}_{D,k}^{UN,EN}$) y otra parte debido a las irreversibilidades causadas por los componentes remanentes en el componente de estudio (*exergía destruida inevitable exógena* $\dot{E}_{D,k}^{UN,EX}$). De igual manera la exergía destruida evitable de un componente puede tener su origen debida las irreversibilidades causadas por sí mismo (*exergía destruida evitable endógena* $\dot{E}_{D,k}^{AV,EN}$) o puede ser causada por las irreversibilidades generadas por los componentes remanentes (*exergía destruida inevitable exógena* $\dot{E}_{D,k}^{AV,EX}$). La razón de destrucción de exergía destruidas inevitable endógena, inevitable exógena, evitable endógena y evitable exógena respectivamente son:

$$\dot{E}_{D,k}^{UN,EN} = \dot{E}_{P,k}^{EN} \left(\frac{\dot{E}_D}{\dot{E}_P} \right)_K^{UN} \quad (KW) \quad 2-64$$

$$\dot{E}_{D,k}^{UN,EX} = \dot{E}_{D,k}^{UN} - \dot{E}_{D,k}^{UN,EN} \quad (KW) \quad 2-65$$

$$\dot{E}_{D,k}^{AV,EN} = \dot{E}_{D,k}^{EN} - \dot{E}_{D,k}^{UN,EN} \quad (KW) \quad 2-66$$

$$\dot{E}_{D,k}^{AV,EX} = \dot{E}_{D,k}^{AV} - \dot{E}_{D,k}^{AV,EN} \quad (KW) \quad 2-67$$

2.2.5 Análisis termoeconómico

El balance de costo se aplica a cada componente del sistema de estudio y se expresa en la ecuación 2-68, donde $\dot{C}_{P,k}$ denota la tasa de costo asociado a la

exergía de producto, $\dot{C}_{F,k}$ la tasa de costo asociado a la exergía de fuel, \dot{Z}_k^{CI} la tasa de costo de inversión de capital de los componentes y \dot{Z}_k^{SU} los costos de suministros (Refrigerante o agua de cruda) y $\dot{Z}_k^{O\&M}$ la tasa de costo de operación y mantenimiento por componente [70].

$$\dot{C}_{P,k} = \dot{C}_{F,k} + \dot{Z}_k^{CI} + \dot{Z}_k^{SU} + \dot{Z}_k^{O\&M} \quad (\$/s) \quad 2-68$$

Los componentes del balance de costos se presentan se calculan como muestran las ecuaciones 2-69, 2-70, 2-71 y 2-72.

$$\dot{C}_{P,k} = c_{P,k} \dot{E}_P \quad (\$/s) \quad 2-69$$

$$\dot{C}_{F,k} = c_{F,k} \dot{E}_F \quad (\$/s) \quad 2-70$$

$$Z_k^{CI} = \frac{PEC_k \left[\frac{i_r(1+i_r)^{n_y}}{(1+i_r)^{n_y} - 1} \right]}{3600(RTY)} \quad (\$/s) \quad 2-71$$

$$Z_k^{SU} = \frac{C_{tot}^{SU} PEC_k}{3600(RTY) \sum PEC_k} \quad (\$/s) \quad 2-72$$

$$Z_k^{O\&M} = \frac{C_{tot}^{O\&M} PEC_k}{3600(RTY) \sum PEC_k} \quad (\$/s) \quad 2-73$$

Donde para cada componente, $c_{P,k}$ y $c_{F,k}$ denotan respectivamente los costos promedios por unidad de exergía de producto y fuel, \dot{Z}_k^{CI} y \dot{Z}_k^{SU} la razones niveladas total de los costos de inversión de capital en cada componente y/o suministros (Refrigerante y agua cruda), $C_{tot}^{O\&M}$ el costo anual por operación y mantenimiento, RTY las horas de operación por año (2688 horas), PEC_k es el costo de compra de equipos y C_{tot}^{SU} es el costo total de suministro de refrigerante y agua cruda, n_y es el periodo de tiempo en años tomado para el análisis (20 años de trabajo) y i_r la tasa interés (6.5%).

Los indicadores termoeconómicos empleados en el estudio fueron: Los costos de exergía destruida, las diferencias de costo relativo y los factores exergoeconómicos [55].

Los *costos de exergía destruida* se obtuvieron de la Ecuación 2-74, considerando que los costos del producto eran fijos.

$$\dot{C}_D = c_{F,k} \dot{E}_{D,k} \quad (\$/s) \quad 2-74$$

La *diferencia de costo relativa* expresa el incremento relativo en el costo promedio por unidad de exergía entre los insumos y los productos de un componente, para el caso de estudio expresa la relación entre la diferencia entre los costos promedios

por unidad de exergía de producto y fuel y el costo promedio por unidad de exergía de fuel de cada uno de los componentes (Ecuación 2-75).

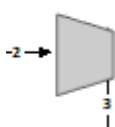


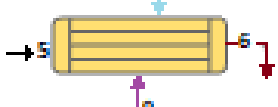
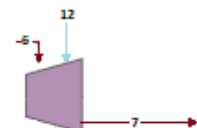
$$r_k = \frac{c_{P,k} - c_{F,k}}{c_{F,k}} \quad 2-75$$

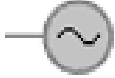
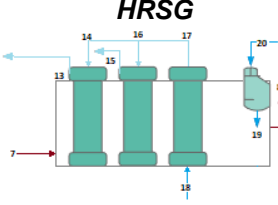

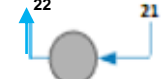
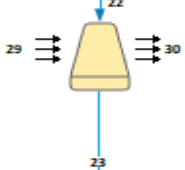

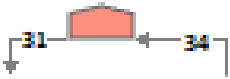


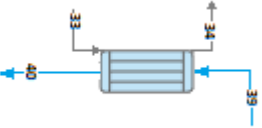
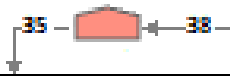
El *factor exergoeconómico* es la razón de la contribución de los costos no exergéticos al incremento del costo total, para el caso estudiado compara los costos de capital en inversión en equipos y suministro de refrigerante y agua cruda con los costos de las irreversibilidades ligados a cada uno de los componente (Ecuación 2-76).

$$f_k = \frac{\dot{Z}_k}{\dot{Z}_k + c_{F,k}(\dot{E}_{D,k})} \quad (\%) \quad 2-76$$

En la Tabla 2.3 se muestra los balances de costos y ecuaciones auxiliares para cada componente del sistema de potencia eléctrica con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire a la entrada del compresor.

Tabla 2.3 Balance de costos y ecuaciones auxiliares para cada componente del sistema de potencia eléctrica *Stig* IAC

Componente	Balance de costos y ecuaciones auxiliares
<p>LPC</p> 	$c_3\dot{E}_3 - c_2\dot{E}_2 = C_{elect}\dot{W}_{LPC} + \dot{Z}_{LPC}$
<p>HPC</p> 	$c_4\dot{E}_4 - c_3\dot{E}_3 = C_{elect}\dot{W}_{HPC} + \dot{Z}_{HPC}$
<p>Humidificador de Aire</p> 	$c_5\dot{E}_5 = c_4\dot{E}_4 + c_{10}\dot{E}_{10}$
<p>CC</p> 	$c_6\dot{E}_6 - c_5\dot{E}_5 - c_{11}\dot{E}_{11} = c_9\dot{E}_9 + \dot{Z}_{CC}$
<p>GT</p> 	$C_{elect}\dot{W}_{GT} = c_6\dot{E}_6 + c_{12}\dot{E}_{12} - c_7\dot{E}_7 + \dot{Z}_{GT}$ $\frac{c_7\dot{E}_7}{\dot{E}_7} = \frac{c_6\dot{E}_6 + c_{12}\dot{E}_{12}}{\dot{E}_6 + \dot{E}_{12}}$
<p>Gen</p>	$C_{Pelect}\dot{P}_{Elect} = C_{elect}\dot{W}_{net} + \dot{Z}_{Gen}$

	
<p>HRSG</p> 	$c_{13}\dot{E}_{13} - c_{14}\dot{E}_{14} + c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16} + c_{17}\dot{E}_{17} - c_{18}\dot{E}_{18} + c_{19}\dot{E}_{19} - c_{20}\dot{E}_{20}$ $= c_7\dot{E}_7 - c_8\dot{E}_8 + \dot{Z}_{HRSG}$ $c_7 = c_8$ $c_{14} = c_{16} = c_{17}$ $\frac{c_{13}\dot{E}_{13} - c_{14}\dot{E}_{14}}{\dot{E}_{13} - \dot{E}_{14}} = \frac{c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16}}{\dot{E}_{15} - \dot{E}_{16}} = \frac{c_{17}\dot{E}_{17} - c_{18}\dot{E}_{18}}{\dot{E}_{17} - \dot{E}_{18}}$ $= \frac{c_{19}\dot{E}_{19} - c_{20}\dot{E}_{20}}{\dot{E}_{19} - \dot{E}_{20}}$
<p>MUP</p> 	$c_{18}\dot{E}_{18} - c_{19}\dot{E}_{19} = C_{elect}\dot{W}_{MUP} + \dot{Z}_{MUP}$
<p>FDP</p> 	$c_{22}\dot{E}_{22} - c_{21}\dot{E}_{21} = C_{elect}\dot{W}_{FDP} + \dot{Z}_{FDP}$
<p>CT</p> 	$c_{23}\dot{E}_{23} - c_{22}\dot{E}_{32} = c_{30}\dot{E}_{30} - c_{29}\dot{E}_{29} + C_{elect}\dot{W}_{FAN} + \dot{Z}_{CT}$ $c_{22} = 0$ $c_{29} = 0$ $c_{30} = c_{29}$
<p>Pcond</p> 	$c_{24}\dot{E}_{24} - c_{23}\dot{E}_{23} = C_{elect}\dot{W}_{Pcond} + \dot{Z}_{Pcond}$ $c_{23} = 0$
<p>CCh1</p> 	$c_{31}\dot{E}_{31} - c_{34}\dot{E}_{34} = C_{elect}\dot{W}_{CCh1} + \dot{Z}_{CCh1}$ $c_{34} = 0$
<p>CondCh1</p> 	$c_{26}\dot{E}_{26} - c_{25}\dot{E}_{25} = c_{31}\dot{E}_{31} - c_{32}\dot{E}_{32} + \dot{Z}_{CondCh1}$
<p>TVCh1</p> 	$c_{33}\dot{E}_{33} = c_{32}\dot{E}_{32} + \dot{Z}_{TVCh1}$
<p>EvapCh1</p> 	$c_{34}\dot{E}_{34} - c_{33}\dot{E}_{33} = c_{39}\dot{E}_{39} - c_{40}\dot{E}_{40} + \dot{Z}_{EvapCh1}$ $c_{34} = c_{33}$
<p>CCh2</p> 	$c_{35}\dot{E}_{35} - c_{38}\dot{E}_{38} = C_{elect}\dot{W}_{CCh2} + \dot{Z}_{CCh2}$ $c_{38} = 0$
<p>CondCh2</p>	$c_{28}\dot{E}_{28} - c_{27}\dot{E}_{27} = c_{36}\dot{E}_{36} - c_{35}\dot{E}_{35} + \dot{Z}_{CondCh1}$

<p style="text-align: center;">TVCh2</p>	$c_{37}\dot{E}_{37} = c_{36}\dot{E}_{36} + \dot{Z}_{TVCh2}$
<p style="text-align: center;">EvapCh2</p>	$c_{37}\dot{E}_{37} - c_{38}\dot{E}_{38} = c_{41}\dot{E}_{41} - c_{40}\dot{E}_{40} + \dot{Z}_{EvapCh2}$ $c_{38} = c_{37}$
<p style="text-align: center;">CCoil</p>	$c_2\dot{E}_2 - c_1\dot{E}_1 = c_{41}\dot{E}_{41} - c_{42}\dot{E}_{42} + \dot{Z}_{CCoil}$ $c_1 = 0$
<p style="text-align: center;">Pevap</p>	$c_{39}\dot{E}_{39} - c_{42}\dot{E}_{42} = C_{elect}\dot{W}_{Pevap} + \dot{Z}_{Pevap}$ $c_{42} = 0$

2.2.1 Análisis económico

Se realizó el análisis económico para complementar los análisis térmicos y termoeconómicos, los ingresos netos logrados obtenidos al final de la vida útil, la rentabilidad y los periodos de recuperación de la inversión en los equipos necesarios para la implantación del ciclo *Stig* y/o el sistema de enfriamiento de aire. Dichos indicadores se determinaron para los aumentos de producción de energía eléctrica (Ecuación 2-77) y las ganancias respecto a ganancias de la central termoeléctrica con turbina gas en ciclo simple. Los ingresos netos se obtuvieron a partir de la Ecuación 2-78.

$$\dot{E}_{Elect,Anual} = \int_0^{t_{op}} \dot{P}_{elect} dt \quad 2-77$$

$$Ingresos\ netos = (\dot{E}_{Elect,Anual,STIG\ o\ IAC} - \dot{E}_{Elect,Anual,simple}) \times C_{elect} \quad 2-78$$

Donde t_{op} , C_{elect} , $\dot{E}_{Elect,Anual,STIG\ o\ IAC}$ y $\dot{E}_{Elect,Anual,simple}$ representan el tiempo de operación (h/año), el precio de venta de un *KWh* de energía eléctrica, la energía eléctrica

generada al año por el sistema de potencia eléctrica con y sin configuración de mejora.

La ganancia final se calculó en cada caso para un periodo n_y de 240 meses (20 años) con la ecuación 2-79.

$$Ganancia\ Final = \dot{E}_{Elect,Anual,STIG-IAC}(C_{elect} - C_{kWh}) \quad 2-79$$

Donde C_{kWh} representan el costo de general un kWh de energía eléctrica en la planta de potencia con configuración de mejora .

El periodo de recuperación de la inversión n_{RI} para las tecnologías de mejora aplicadas se calculó con la Ecuación 2-80.

$$n_{RI} = \frac{PEC_{GT+IAC-STIG-STIG+IAC}}{\dot{E}_{Elect,Anual,STIG-IAC}(C_{elect}-C_{kWh})} \text{ (Años)} \quad 2-80$$

3 RESULTADOS

En este capítulo se determinaron y compararon utilizando figuras y tablas los resultados de los análisis energéticos, exergético convencional, exergéticos avanzados, termoeconómicos y económicos aplicadas al sistema de generación de potencia eléctrica con turbina a gas y las tecnologías de aumento de potencia aplicadas.

3.1 Validación del modelo termodinámico

La central termoeléctrica con turbina a gas General Electric LM5000 cuenta con una potencia de salida y eficiencia térmica a condiciones *ISO* en ciclo simple de 32 MW y 36%, aplicando ciclo *Stig* en condiciones *ISO* para una inyección de vapor de 131650 lb/h (76210 lb/h de vapor de alta presión a 3420 kPa y 55440 lb/h de vapor de baja presión a 1140 kPa) la potencia de salida se eleva hasta 52 MW y la eficiencia térmica aumenta hasta el 43%, funcionando con turbina a gas e inyección de vapor para un $SAR=8.8\%$ y enfriamiento de aire hasta 8.8°C a la entrada del compresor; la potencia de salida es de 45 MW y la eficiencia térmica de 43% [71]. Para los tres puntos de funcionamiento se tomaron las asunciones en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Asunciones para modelo termodinámico de central termoeléctrica con turbina a gas, ciclo *Stig* e *IAC*.

Asunciones	Modelo <i>GT</i>	Modelo ciclo <i>Stig</i>	Modelo ciclo <i>Stig</i> e <i>IAC</i>
Flujo volumétrico (m^3/s)	70.73	96.23	94.19
<i>AFR</i>	45.5	45.5	45.5
Caída de presión (%)	5	5	5
<i>SAR</i>	-	14.3	8.7
<i>CDP</i>	-	0.372	0.372
NO_x	-	0.203	0.203
<i>LP</i>	-	0.425	0.425

Donde la *AFR* y *SAR* son la relación aire combustible y relación vapor de inyección aire respectivamente. La caída de presión se presenta en CC, HRSG (Deareador, Economizador, Evaporador-Sobrecalentado de LP y Evaporador-Sobrecalentado de HP). Los *CDP*, NO_x y *LP* son la fracción de la inyección de vapor destinada a cada función.

En la tabla Tabla 3.2 se comparó la potencia de salida y la eficiencia térmica de la central termoeléctrica respecto a los modelos termodinámicos desarrollados en *EES* de los sistemas de generación de potencia eléctrica con turbina a gas en ciclo simple, turbina a gas con inyección de vapor y turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor.

Tabla 3.2 Resumen validación de modelos termodinámicos

	Ciclo simple datos reales	Modelo ciclo simple	Error (%)	Ciclo Stig datos reales	Modelo ciclo Stig	Error (%)	Ciclo Stig e IAC datos reales	Modelo ciclo Stig e IAC	Error (%)
Potencia de salida (MW)	32	33.22	3.82	52	50.78	2.34	45	46.95	4.3
Eficiencia térmica (%)	36	36.57	1.58	43	41.93	2.49	43	37.99	11.64

En la Tabla 3.2 se puede apreciar que los resultados obtenidos a partir del modelo termodinámico son aceptables para las tres configuraciones generación potencia eléctrica en estudio, puesto que presentan un error menor del 5% en los parámetros de validación de potencia de salida y eficiencia térmica en cada uno de los sistemas de estudio, excepto en la eficiencia térmica para la configuración con inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor, esto debido a que nuestros variables de SAR y AFR dependen del flujo masico de aire, el cual varia apartir de la temperatura del aire a la entrada del compresor.

3.2 Resultado análisis energético

El análisis energético se aplicó a la central termoeléctrica con turbina a gas en ciclo simple, turbina a gas con enfriamiento de aire, turbinas a gas con ciclo *Stig*, turbina a gas con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire; a partir de dicho análisis se obtuvo el flujo másico de aire, el trabajo específico consumido por el compresor, la potencia eléctrica, la eficiencia térmica, el Heat rate, el consumo específico de combustible, y las emisiones de NO_x para las diferentes tecnologías de mejora aplicadas.

- Turbina a gas con ciclo simple

En el análisis energético de la central termoeléctrica con turbinas a gas ciclo simple se mostró el efecto de las condiciones del aire en los indicadores basados en primera ley como el flujo másico de aire, trabajo específico consumido por el compresor, potencia eléctrica, eficiencia térmica, *heat rate* y consumo específico de combustible. (Figura 3-1 a la Figura 3-6). Las condiciones ambientales promedio del aire presentes en la ciudad de Cartagena, Bolívar son de 32°C y 80% de humedad relativa, dichas condiciones son altas respecto a las condiciones de diseño de los sistemas de generación de potencia eléctrica con turbinas a gas (15°C y 60%).

En la Figura 3-1 se observa el comportamiento del flujo másico respecto a la temperatura y humedad relativa del aire que entra en el compresor, para las condiciones *ISO* el flujo másico es de 85.32 kg/s mientras que en las condiciones del aire promedio de Cartagena el flujo másico se disminuye a 80.02. kg/s. El flujo másico decrece 0.3 kg/s por cada grado centígrado que aumenta la temperatura del aire para la humedad relativa constante. De manera similar un aumento de la

humedad relativa del 10% causa que el flujo másico disminuya de 0.02 a 0.14 kg/s, dicha disminución del flujo másico aumenta cuando el cambio de humedad relativa se presenta a una mayor temperatura, debido a elv aumento en el volumen especifico del aire.

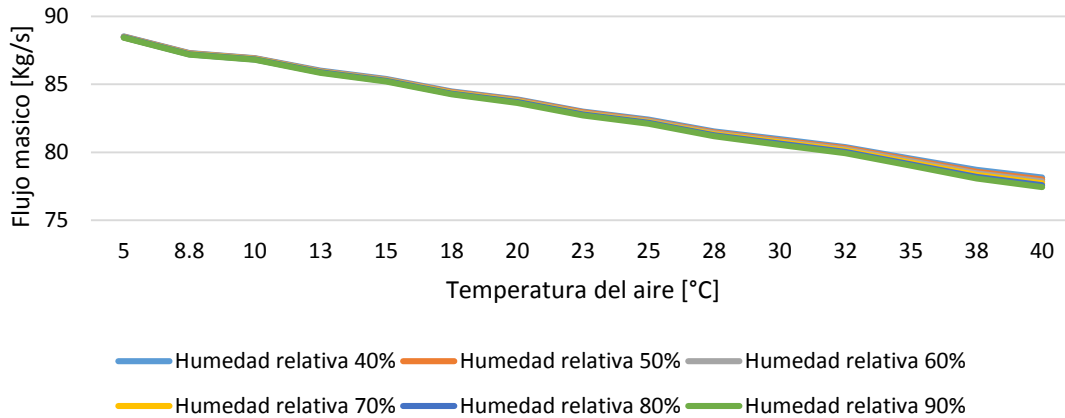


Figura 3-1 Variación del flujo másico respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.

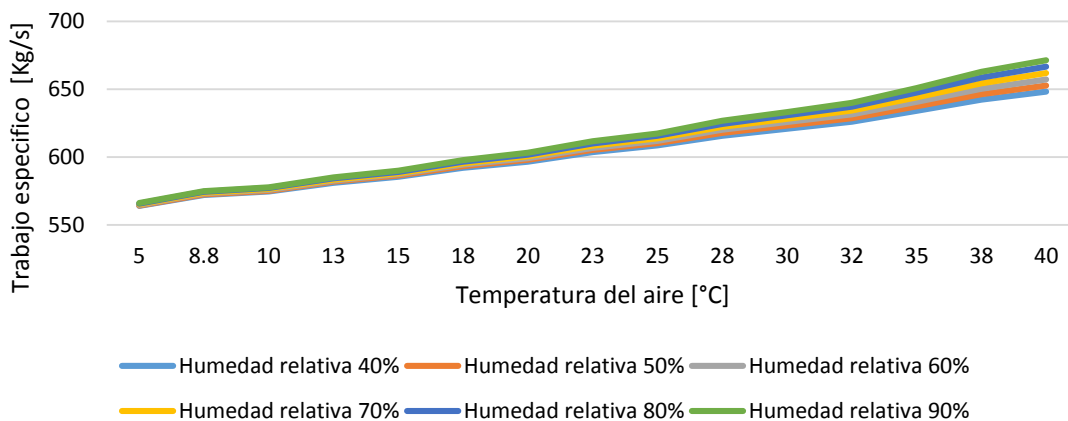


Figura 3-2 Variación del trabajo específico consumido por los compresores respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.

El efecto de la temperatura y la humedad relativa del aire en el trabajo específico consumido por los compresores se aprecia en la Figura 3-2, el consumo de trabajo específico por parte de los compresores presenta una relación directa con el aumento de la temperatura y de la humedad relativa. El trabajo específico consumido por las dos unidades de compresión se incrementa en 49.9 KJ/kg de aire a 32°C y 80% de humedad relativa en relación con el trabajo específico consumido en condiciones ISO. Por cada grado centígrado que aumenta la temperatura con humedad relativa constante el trabajo específico consumido por el compresor aumenta entre 2.1 y 3 kJ/kg; el aumento es mayor a humedades relativas altas. Para un aumento de la humedad relativa de 10% el trabajo específico de los compresores aumenta de 0.4 a 4.8 kJ/kg al mantener la temperatura constante.

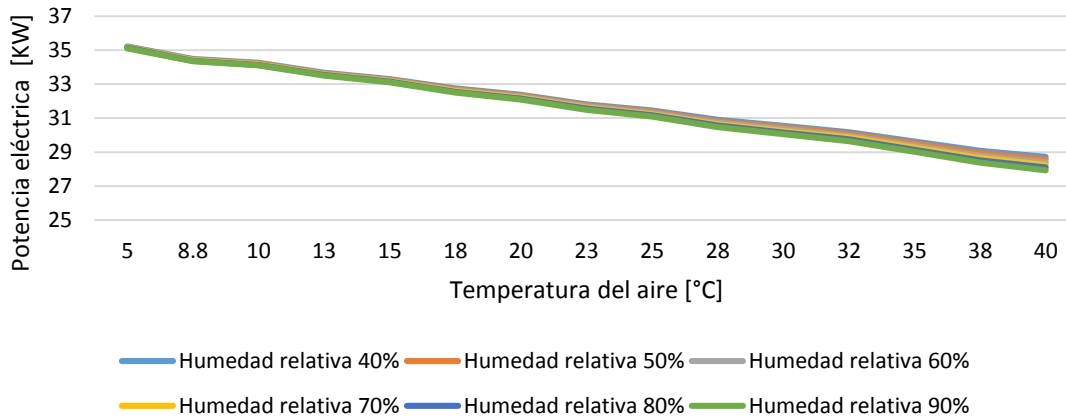


Figura 3-3 Variación de la potencia eléctrica respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.

Los efectos de las altas temperaturas y la humedad relativa en la potencia eléctrica en el sistema con turbina a gas simple se observan en Figura 3-3, el comportamiento de la potencia eléctrica muestra una relación inversamente proporcional al aumento de la temperatura y de la humedad relativa. Para las condiciones ambiente de Cartagena la potencia de salida sufre una disminución de 10.4% (3.5 MW) respecto a la potencia de salida en condiciones ISO (33.22 MW). La variación negativa de la potencia de eléctrica respecto al aumento de humedad relativa en un 10% a temperatura constante están entre 0.06% y 0.55%. Por cada aumento en la temperatura del aire de 1°C la potencia eléctrica disminuye de 0.56% a 0.78% para humedad relativa constante.

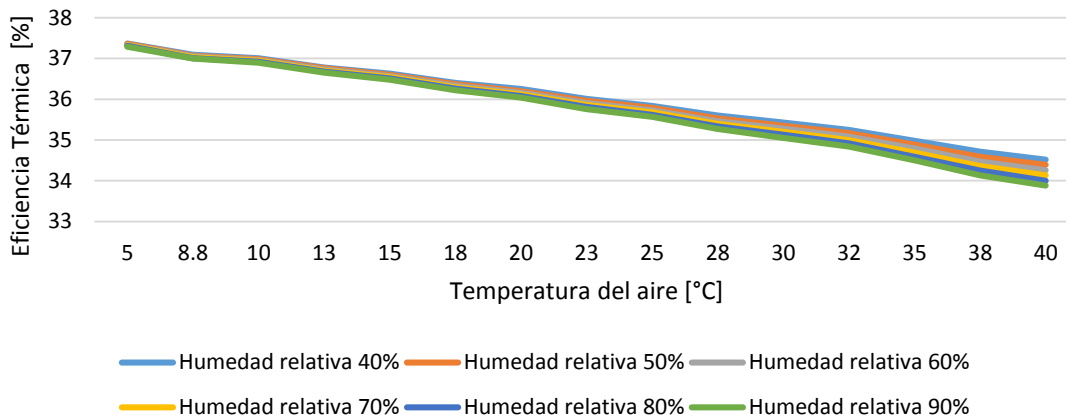


Figura 3-4 Variación de la eficiencia térmica respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.

En la Figura 3-4 se muestra como varía la eficiencia térmica respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire que entra al compresor, para un incremento en la humedad relativa del 10% a temperatura constante la eficiencia térmica sufre una disminución de 0.05% a 0.38%; la disminución de la eficiencia térmica es mayor con los incrementos en la humedad relativa a temperaturas más altas. La eficiencia térmica decrece en promedio un 0.25% por el aumento de la

temperatura del aire de un 1°C. Para las condiciones de temperatura y humedad relativa del aire de Cartagena 32° y 80% respectivamente, la eficiencia térmica es de 34.92% para el ciclo simple mientras que en condiciones *ISO* la eficiencia térmica alcanza 36.57%.

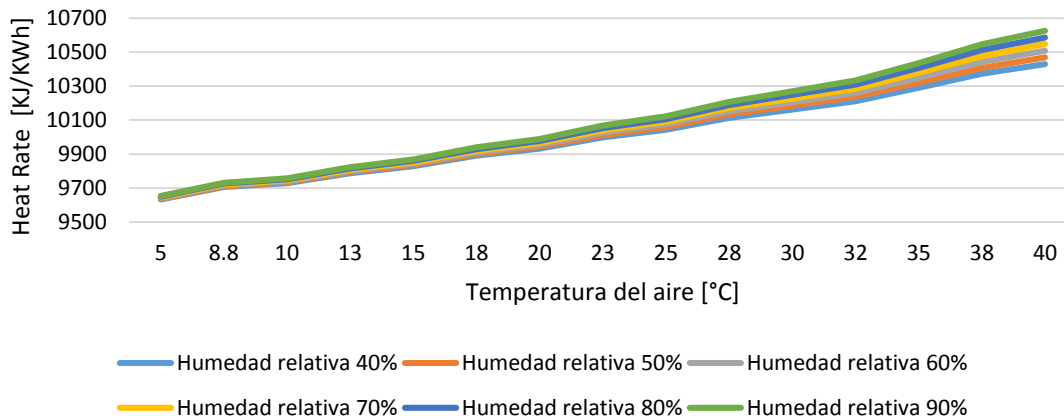


Figura 3-5 Variación del heat rate respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.

El *heat rate* incrementa a medida que aumenta la temperatura y la humedad relativa del aire; esto quiere decir que se necesita una mayor energía térmica para generar un kWh de energía eléctrica con el aumento de la temperatura y la humedad relativa como se aprecia en la Figura 3-5. Para condiciones *ISO* (15°C y 60% humedad relativa) el *heat rate* es de 9852 kJ/kWh y para las condiciones del aire promedio de Cartagena (32°C y 80% humedad relativa) es de 10309 kJ/kWh. Por cada grado centígrado que aumenta la temperatura del aire el *heat rate* aumenta en promedio 25.5 kJ/kWh. Para un aumento de 10% de la humedad relativa en el aire a temperatura constante el *heat rate* aumenta entre 0.04% a 0.37%.

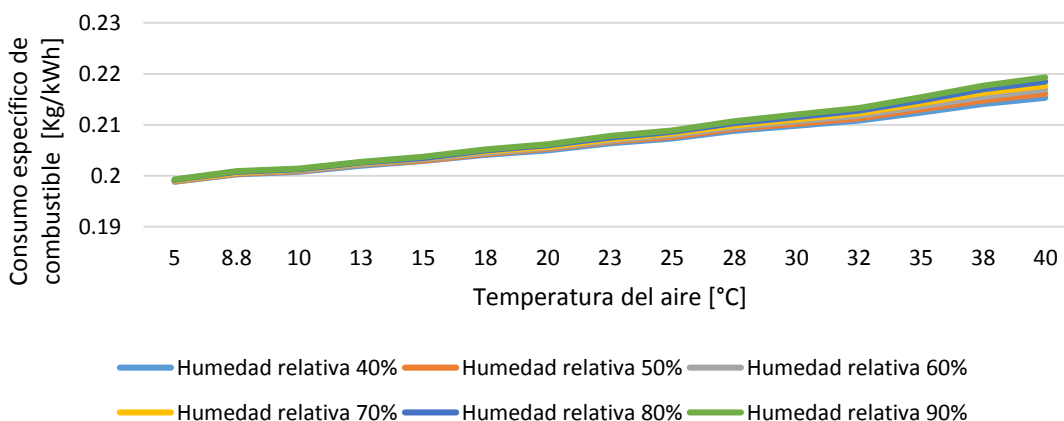


Figura 3-6 Variación del SFC respecto a la temperatura y la humedad relativa del aire.

El consumo específico de combustible aumenta a medida que incrementa la temperatura y la humedad relativa; esto significa que se necesita una mayor

cantidad de combustible para generar un kWh de energía eléctrica cuando se aumenta la temperatura y la humedad relativa como se observa en la Figura 3-6. Para condiciones de Cartagena el *SFC* es de 0.2128 kg/kWh y para las condiciones *ISO* es de 0.2031 kg/kWh. Para un aumento de la temperatura de 1°C del aire se aumenta en promedio el consumo específico de combustible entre 0.2% y 0.37% a humedad relativa constante. Para un aumento de 10% de la humedad relativa en el aire a temperatura constante el consumo específico de combustible se aumenta entre 0.05% a 0.37%.

- *Turbina a gas e IAC*

A partir del análisis energético de la planta de potencia eléctrica con turbina a gas y enfriamiento de aire a la entrada del compresor se obtuvo la potencia eléctrica, la eficiencia térmica, el Heat Rate, el *SFC*, y las emisiones de *NO* respecto a la temperatura de enfriamiento del aire. El aire que ingresa al sistema de generación de potencia eléctrica es enfriado desde las condiciones ambiente de 32°C y 80% de humedad relativa hasta alcanzar un rango de temperaturas a la entrada del compresor entre los 25°C a 8.8°C.

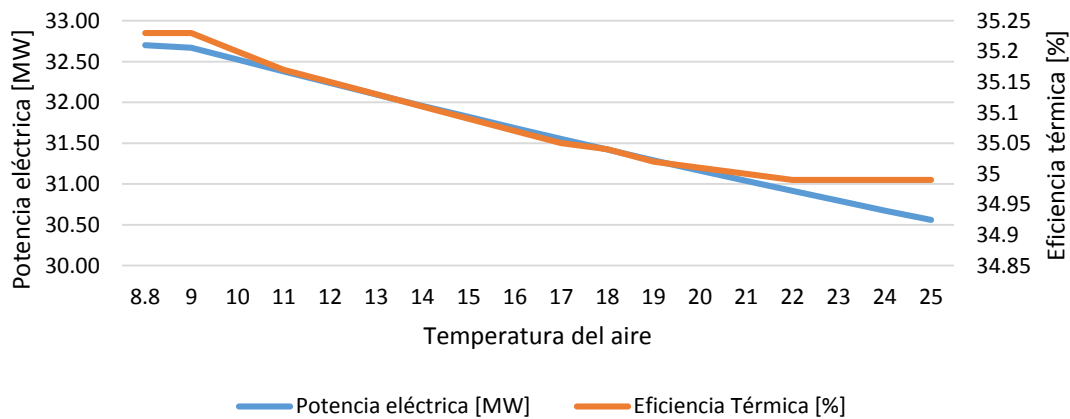


Figura 3-7 Variación de la potencia eléctrica y la eficiencia térmica respecto a la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

En la Figura 3-7 se muestra el efecto de enfriar el aire a la entrada del compresor en la potencia eléctrica y la eficiencia térmica con el sistema de enfriamiento por máquinas de refrigeración a compresión. El aumento de potencia eléctrica y eficiencia térmica en promedio por reducir la temperatura del aire a la entrada del compresor en un grado centígrado fue 0.42% y 0.04%, respectivamente. La producción de potencia eléctrica se incrementó 3.73 MW al enfriar el aire a 15°C respecto a la potencia eléctrica obtenida en la turbina gas simple para las condiciones atmosféricas promedio de Cartagena (29.753 MW). Cuando se enfría el aire hasta 8.8°C la potencia eléctrica y la eficiencia térmica se incrementaron 9.9% y 0.9% respectivamente para el ciclo base (central termoeléctrica con turbina a gas simple con aire a la entrada del compresor a 32°C y 80% humedad relativa).

El *heat rate* y el consumo específico de combustible disminuyeron a medida que se reduce la temperatura del aire a la entrada del compresor por el IAC como se aprecia en la Figura 3-8. Al enfriar e aire hasta los 15°C el *heat rate* y el SCF fueron 10260 kJ/kWh y 0.2118 kg/kWh respectivamente mientras para el ciclo base el *heat rate* fue 10309 kJ/kWh y el SCF fue 0.2128 kg/kWh. Al enfriar el aire a la entrada del compresor hasta 8.8°C, el *heat rate* y el SCF disminuyeron menos del 1% respecto a la turbina a gas ciclo simple a condiciones promedio de Cartagena.

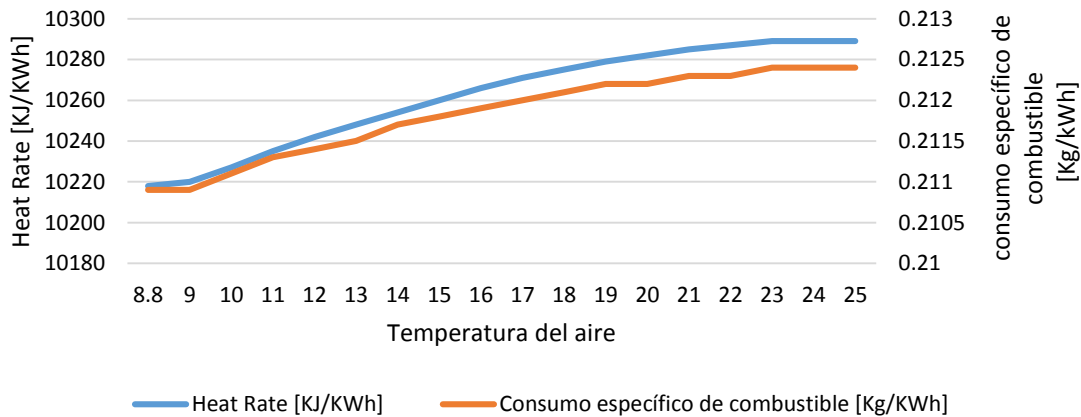


Figura 3-8 Variación del Heat Rate y SFC respecto a la temperatura del aire a la entrada del compresor.

La temperatura de los gases de combustión y la concentración de NO presentes en el proceso de combustión se vieron afectados por la temperatura del aire a la entrada del compresor (Figura 3-9). Reducir la temperatura del aire a la entrada del compresor hasta los 15°C conlleva a que se reduzca la temperatura de los gases de combustión en 6°C al igual que los contaminantes disminuyen en un 22.97% respecto del caso base. Si el aire se enfría hasta los 8.8°C la temperatura de los gases de combustión se disminuye en un 0.9% y la concentración de NO se reduce a 33.97% respecto del sistema de potencia con turbina a gas simple a las condiciones atmosféricas de Cartagena.

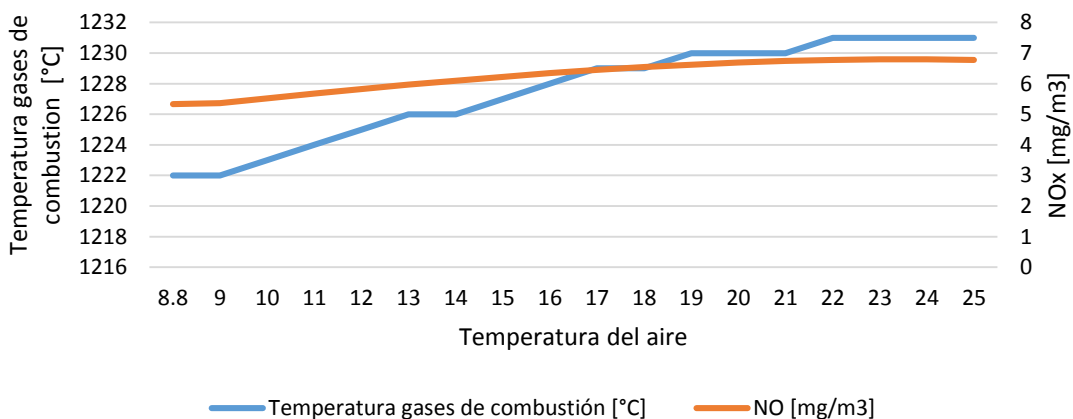


Figura 3-9 Variación de la temperatura de la temperatura de los gases de combustión y concentración de NO respecto a la temperatura del aire a la entrada del compresor.

- *Ciclo Stig*

Con el análisis energético del sistema de generación de potencia eléctrica con turbina a gas e inyección de vapor se obtuvieron la potencia eléctrica, la eficiencia térmica, el *Heat rate*, el consumo específico de combustible, y las emisiones de NO_x respecto a la relación de inyección de vapor-aire (SAR) en un rango de 8% a 20%, para el sistema a condiciones atmosféricas promedio de Cartagena de 32°C y 80% humedad relativa.

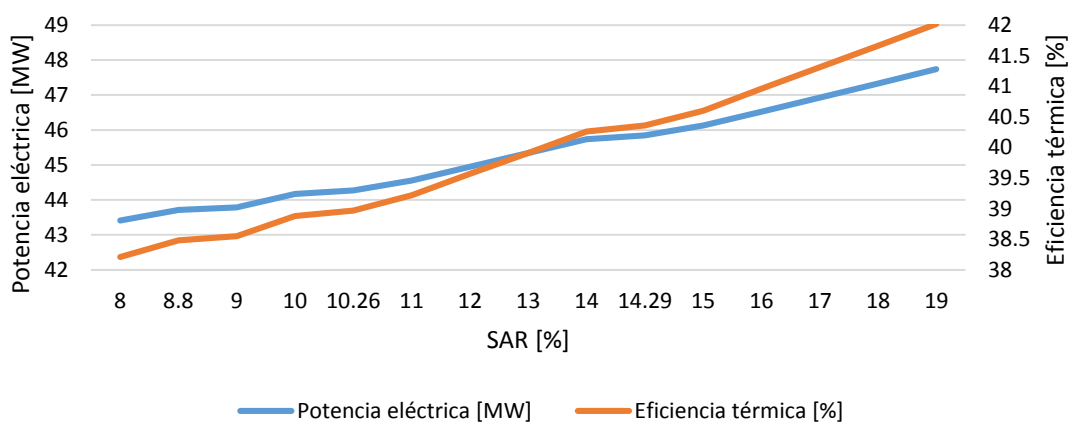


Figura 3-10 Efecto de la inyección de vapor en la potencia eléctrica y la eficiencia térmica.

En la Figura 3-10 se aprecia el efecto de la inyección de vapor en la potencia eléctrica y eficiencia térmica para un rango de SAR de 8% a 20%. El aumento en la potencia eléctrica y eficiencia térmica es directamente proporcional a la inyección de vapor, para un SAR de 14.29% la potencia eléctrica y la eficiencia térmica se incrementan en 16.09 MW y 5.44 puntos porcentuales, respecto del ciclo base, respectivamente. De la inyección de vapor se puede obtener un aumento tanto en la potencia eléctrica como en la eficiencia térmica de en promedio 0.87% para un aumento de 1 punto porcentual en la relación de inyección de vapor-aire.

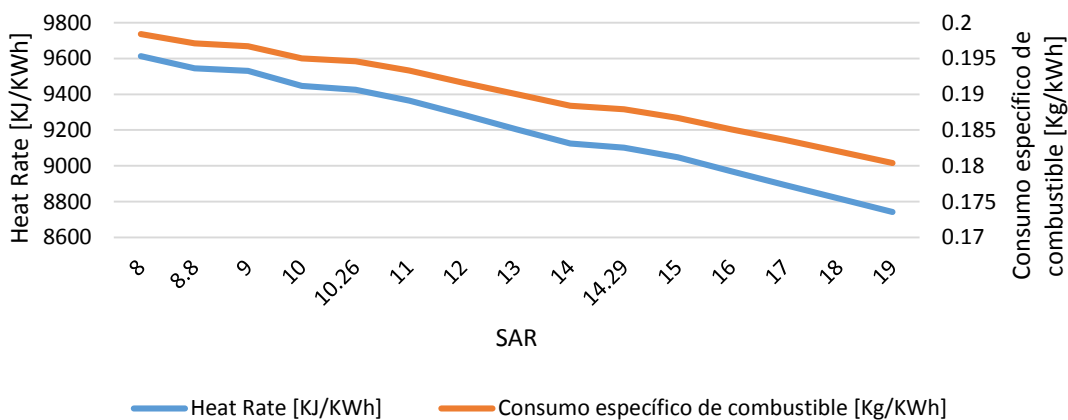


Figura 3-11 Efecto de la inyección de vapor en el Heat Rate y el consumo específico de combustible.

El *heat rate* y el SCF también se vieron afectados en gran medida por la inyección de vapor como se muestra en la Figura 3-11, para un rango de SAR de 8% a 20%. Para un SAR de 14.29% el *heat rate* y SCF disminuyeron en 1207 KJ/kWh y 0.025 kg/kWh respecto del caso base, respectivamente. Por cada aumento de 1% del SAR el *heat rate* y el consumo específico de combustible se reducen en promedio un 0.86%.

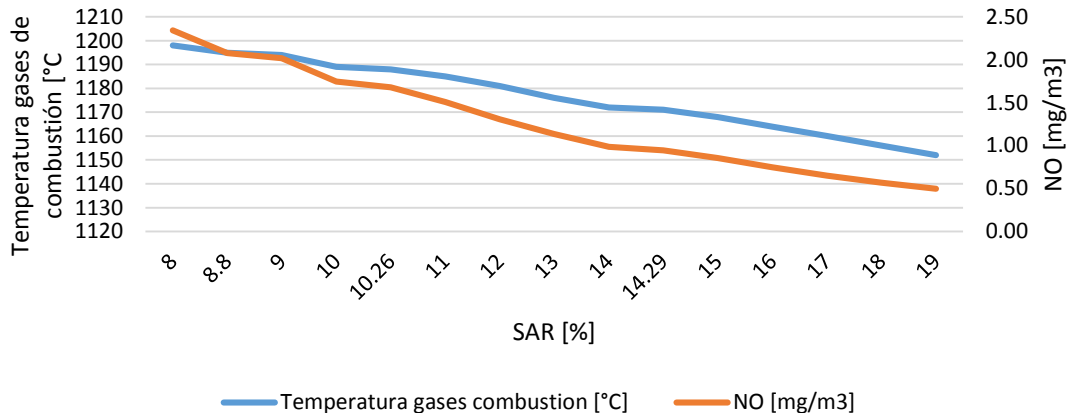


Figura 3-12 Efecto de la inyección de vapor en la temperatura de los gases de combustión y concentración de NO.

La temperatura de los gases de combustión y la concentración de NO presente en los gases de combustión disminuyeron a medida que se inyecta vapor al sistema de generación de potencia eléctrica como se aprecia en la Figura 3-12. La temperatura de los gases de combustión y la concentración de NO fueron 1171°C y 0.95 mg/m³ respectivamente, para un SAR de 14.29%, mientras para el ciclo base, la temperatura de los gases de combustión fueron 1234°C y la concentración de NO fue 8.2 mg/m³. El aumento de un 1 punto porcentual del SAR disminuye la concentración de NO en 13.1% en promedio y la temperatura de los gases de combustión se reducen en 0.35% aproximadamente.

- *Ciclo Stig con IAC*

Del análisis energético de la central térmica con turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire se obtuvieron la potencia eléctrica, la eficiencia térmica, el Heat Rate, el consumo específico de combustible, y la concentración de NO respecto a la inyección de vapor-aire (SAR) y la temperatura de enfriamiento del aire.

En la Figura 3-13 se muestra la variación de la potencia eléctrica para 5 niveles de SAR respecto de la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor. Cuando se enfría el aire a la entrada del compresor para un sistema de generación de potencia eléctrica con ciclos *Stig* hasta los 15°C, se aumenta en la potencia eléctrica en 4.5%, 4.5% y 4.4% respecto del ciclo *Stig* cuando el aire se encuentra en condiciones ambientales de Cartagena para los niveles de SAR de 8.8%, 12% y 14.29% respectivamente. Si se enfría el aire hasta 8.8°C, la producción de potencia

eléctrica se incrementa en 1.2 MW extra respecto al enfriar el aire hasta 15°C. El aumento de potencia eléctrica es aproximadamente 0.4% por cada grado centígrado que se disminuya la temperatura del aire a la entrada del compresor para un rango de temperaturas entre 25°C a 9°C a cualquier nivel de SAR.

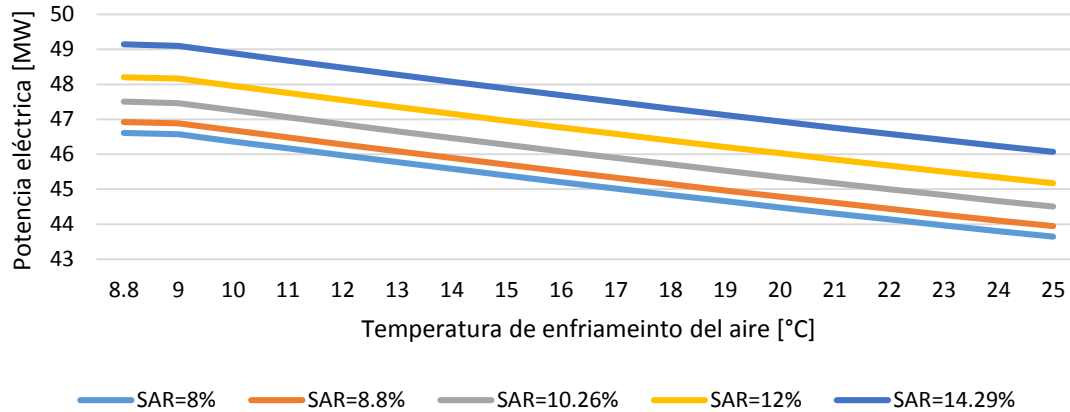


Figura 3-13 Variación de la potencia eléctrica respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

La variación eficiencia térmica para 5 niveles de SAR respecto de la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor se muestra en la Figura 3-14. La eficiencia térmica de la central termoeléctrica con turbina a gas y ciclo *Stig* con enfriamiento del aire hasta los 15°C se aumenta en promedio 1.7 puntos porcentuales respecto del ciclo *Stig* cuando el aire se encuentra en condiciones ambientales de Cartagena, para los diferentes niveles de SAR. Si se enfría el aire hasta 8.8°C la eficiencia térmica aumenta menos de 0.12 puntos porcentuales sobre enfriar el aire hasta 15°C. La eficiencia térmica aumenta con la reducción de la temperatura del aire a la entrada del compresor sin importar la relación de inyección de vapor-aire.

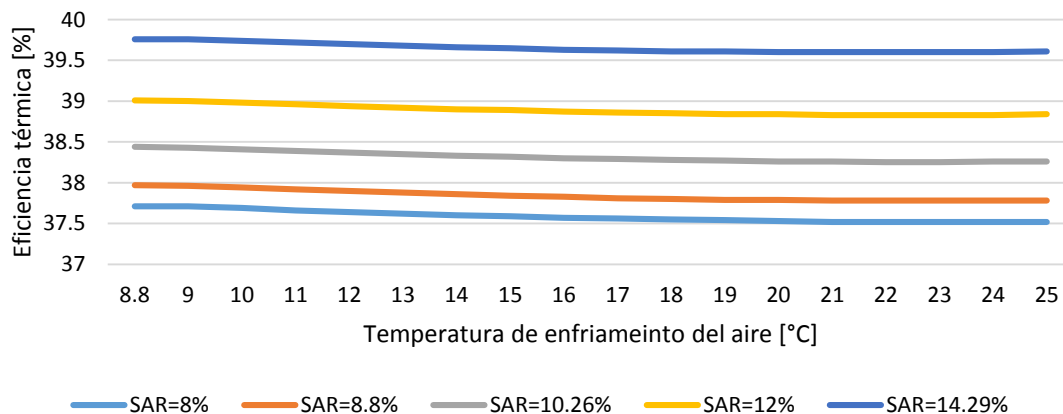


Figura 3-14 Variación de la eficiencia térmica respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

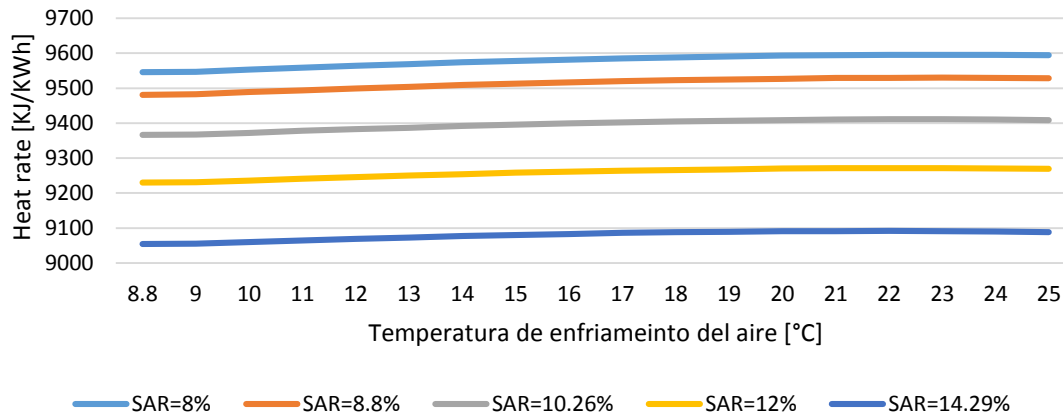


Figura 3-15 Variación del heat rate respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

El *heat rate* para 5 niveles de *SAR* varía respecto de la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor (Figura 3-15). El *heat rate* sufre una disminución en promedio 0.3% al enfriar el aire a la entrada del compresor hasta los 15°C, respecto de la configuración con ciclo *Stig* funcionando a condiciones del aire de 32°C y 80% humedad relativa. Enfriar el aire hasta 8.8°C provoca la reducción del *heat rate* entre valores de 26 a 32 KJ/kWh respecto de enfriar el aire hasta los 15°C.

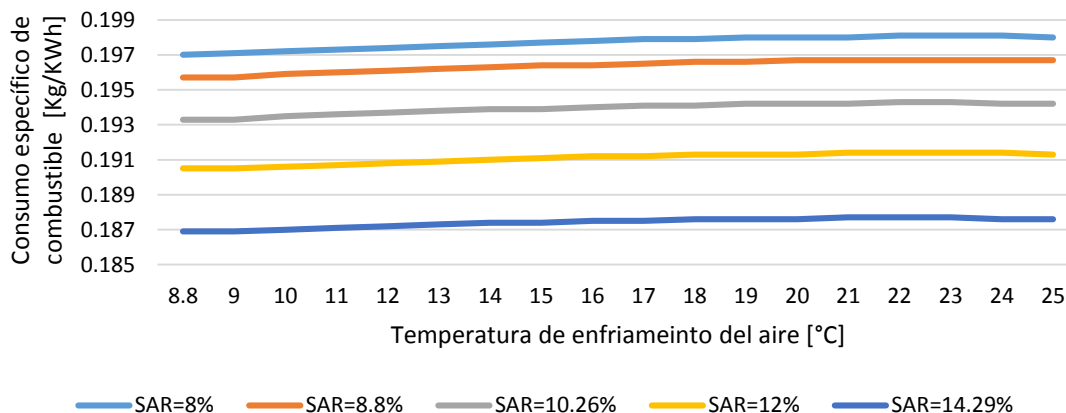


Figura 3-16 Variación del SFC respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

El consumo específico de combustible para 5 niveles de *SAR* varía respecto de la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor como se muestra en la Figura 3-16. El *SFC* se reduce en promedio 0.3% al enfriar el aire a la entrada del compresor hasta los 15°C, respecto de la planta térmica con turbina a gas e inyección de vapor para las condiciones del aire promedio de Cartagena. Mientras que al enfriar el aire hasta 8.8°C el *SFC* disminuye en promedio 0.6% respecto de las mismas condiciones para cualquier nivel de *SAR*.

En la Figura 3-17 se muestra el cambio en la concentración de NO para 5 niveles de *SAR* respecto de la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor. La concentración NO disminuye en promedio 32.6% cuando el aire a la

entrada del compresor se enfría hasta 15°C respecto de un sistema de generación de potencia eléctrica con ciclos *Stig* cuando el aire se encuentra en condiciones ambientales de Cartagena (0.9455mg/m³), para un SAR igual a 14.29%. Para las mismas condiciones si el aire se enfría hasta 8.8°C la concentración de NO disminuye hasta 0.5228mg/m³. Si la central termoeléctrica con turbinas a gas y ciclo *Stig* con SAR de 8.8% el aire se enfría hasta 8.8°C la concentración de NO es de 1.228mg/m³ mientras que enfriarlo hasta 15°C la concentración alcanza los 1.473mg/m³.

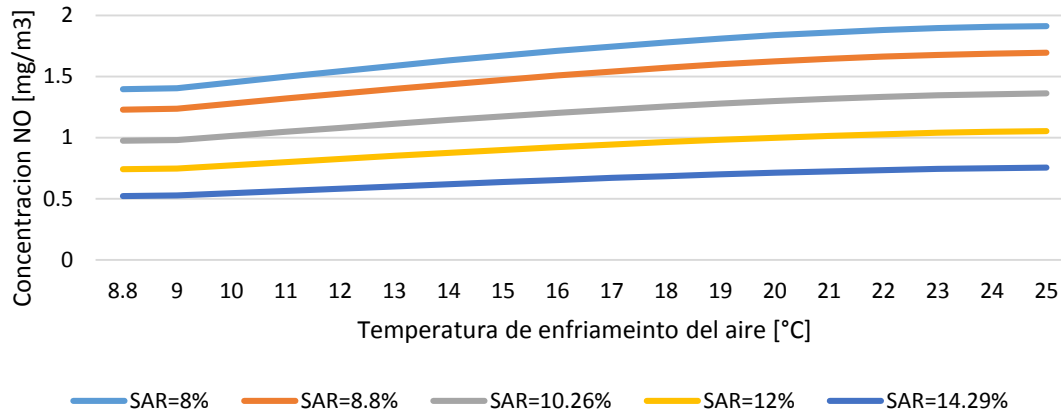


Figura 3-17 Variación de la concentración NO respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire.

- *Resultados PGR, TEC y Relación de concentración*

Se utilizaron los indicadores PGR, TEC y Relación de Concentración como se muestra en la Tabla 3.3 para comparar los efectos en la potencia de salida, la eficiencia térmica y en las emisiones de NO respectivamente para las configuración de mejora aplicadas a la central termoeléctrica con turbinas a gas (*TGIAC* $T_2 = 8.8^\circ\text{C}$; *Stig* SAR = 8.88%, *StigIAC* SAR = 8.88% y $T_2 = 8.8^\circ\text{C}$) respecto de la planta de potencia con turbina a gas en condiciones ambiente promedio de cartagena. Para las configuraciones *Stig* y *Stig IAC* se aprecia un aumento significativo de la potencia de salida alcanzando un máximo de 52% de PGR, mientras la aplicación de solo enfriamiento de aire a la entrada del compresor solo alcanza un aumento del 9.9%. El TEC se presenta más bajo para *TGIAC* con 0.89% y obtiene el valor más alto para *Stig IAC* con 13.87%. La concentración se ve reducida en 33.98%, 79.22% y 93.53% para *TGIAC*, *Stig* y *Stig IAC* respectivamente.

Tabla 3.3 PGR, TEC y Relación de concentración de las configuraciones de mejora respecto del ciclo simple.

Mejora	PGR[%]	TEC[%]	[NO] _R [%]
TGIAC	9.90	0.89	33.98
Stig	46.93	10.2	74.26
Stig IAC	65.16	13.87	93.53

El PGR, TEC y [NO]_R para las tecnologías de mejora turbina a gas con enfriamiento de aire a la entrada del compresor, turbinas a gas con inyección de vapor y turbinas

a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire a la entrada del compresor se resumen en las Figura 3-18, Figura 3-19 y Figura 3-20 respectivamente.

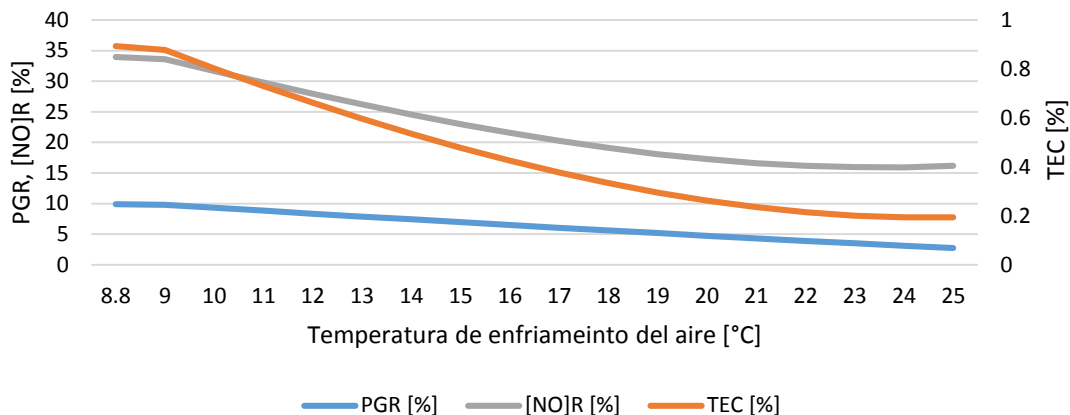


Figura 3-18 PGR, TEC y $[NO]_R$ para la turbina a gas con enfriamiento de aire a la entrada del compresor.

En la Figura 3-18 el PGR alcanza su máximo valor a la temperatura de 8.8°C con 9.90% y su menor valor en 2.71 con una temperatura del aire de 25°C, el cambio de eficiencia térmica debido al enfriamiento del aire a la entrada del compresor va de 0.19% a 0.89% en el rango de temperatura de 25°C a 8.8°C, la relación de concentración disminuye en promedio 1.1 puntos porcentuales por cada grado centígrado que se disminuye la temperatura en sistema de potencia con turbina a gas y enfriamiento de aire a la entrada de compresor.

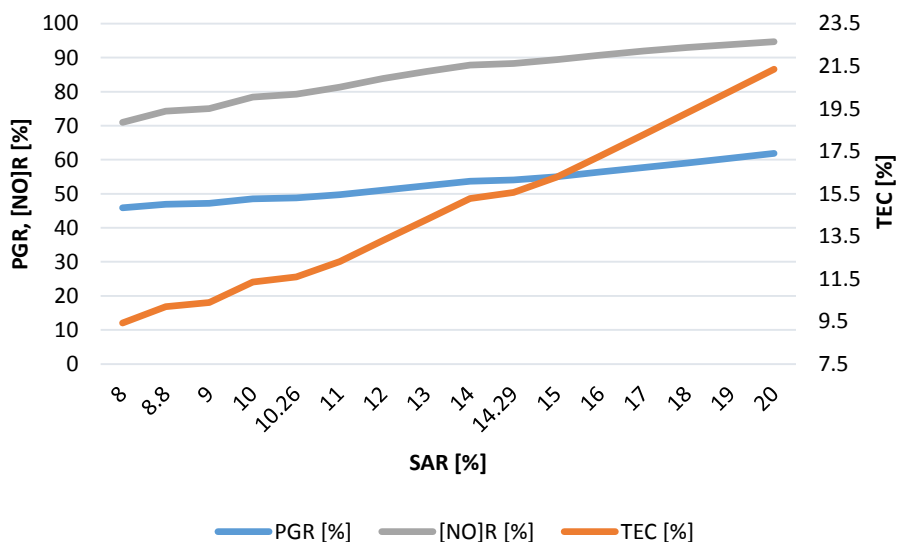


Figura 3-19 PGR, TEC y $[NO]_R$ para la turbina a gas con inyección de vapor para un SAR=14.29%.

Para planta de potencia eléctrica con inyección de vapor los indicadores PGR, TEC y $[NO]_R$ varían en promedio entre 1.0 y 1.4 puntos porcentuales por el aumento de 1% en la inyección de vapor en el rango de 8% a 20% de SAR (Figura 3-19).

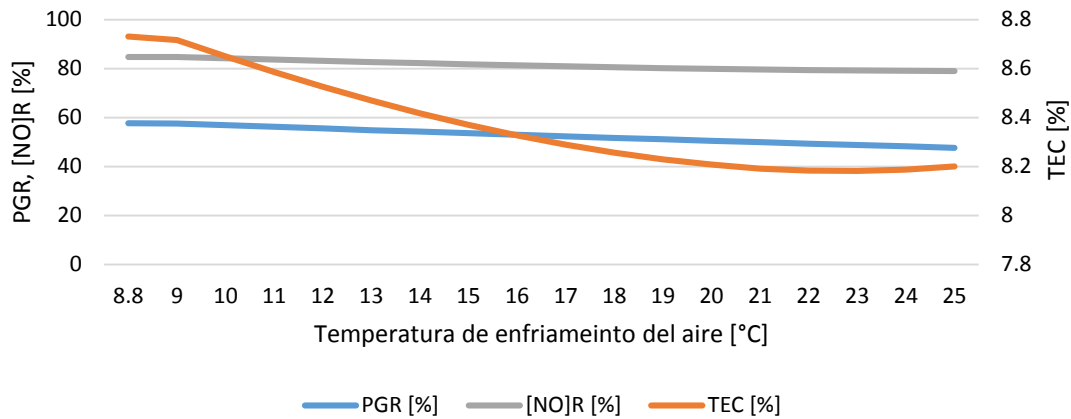


Figura 3-20 PGR, TEC y $[NO]_R$ para la turbina a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor (SAR=14.29% y $T=8.8^{\circ}\text{C}$).

El PGR varía de 47.69% hasta 57.71% para el ciclo *Stig* con enfriamiento de aire en un rango de temperatura a la entrada del compresor de 25°C a 9°C como se muestra en la Figura 3-20 la variación del TEC es de 0.53 para el mismo rango y la relación de concentración de NO disminuye 0.35 puntos porcentuales por cada grado centígrado que se disminuye la temperatura para el rango entre 25°C a 9°C con un SAR=8.8%.

3.3 Resultados análisis exergético

El análisis exergético aplicado a la central térmica con turbina a gas en ciclo simple, y las tecnologías de mejoras implementadas en la central térmica (turbina a gas con enfriamiento de aire, turbinas a gas con ciclo *Stig*, turbina a gas con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire). De dicho análisis se logró obtener la exergía destruida, la eficiencia exergética y las relaciones de destrucción de exergía de cada uno de los componentes y de manera global de los sistemas de estudio.

- Turbina a gas con ciclo simple

En el análisis exergético de la central termoeléctrica con turbinas a gas ciclo simple se presentaron las irreversibilidades, las relaciones de destrucción de exergía y el rendimiento exergético de cada uno de los componentes que conforman el sistema de estudio y del sistema de estudio de manera global en la Tabla 3.4, para las condiciones promedio del aire presentes en la ciudad de Cartagena, Bolívar son de 32°C y 80% de humedad relativa. En la Tabla 3.5 se muestra las propiedades de los estados de cada una de las corrientes para del TG simple a 32°C y 80% HR.

Tabla 3.4 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del TG Simple.

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	γ_D (%)	γ_D^* (%)	ϵ (%)
LPC	9095	7958	1137	12.50	4.79	87.50
HPC	42669	41039	1631	3.82	6.88	96.18
CC	89391	73598	15693	17.56	66.17	82.33
GT	87380	82124	5255	6.01	22.16	93.98
TG Simple	89391	29753	23716	-	-	33.28

A partir de los resultados del análisis exergético convencional se encontraron que los equipos más ineficientes de la central termoeléctrica con turbina a gas en ciclo simple resumido en la Tabla 3.4 son la CC y el LPC. La CC presenta la mayor destrucción de exergía y la menor eficiencia exergética con 15693kW y 82.33% respectivamente, lo cual indica que la combustión es el proceso con más irreversibilidades en el ciclo simple. Mientras que el LPC cuenta con la segunda menor eficiencia de segunda ley del sistema 87.50%, aun cuando su destrucción de exergía es la más baja 1137kW. De las relaciones de destrucción de exergía se aprecia en la CC se presenta el 66.17% de la destrucción de exergía de todo el sistema y las unidades de compresión (LPC y HPC) son los componentes que menos presentan destrucción de exergía con el 4.79% y 6.88% respecto de la exergía destruida total. Sin embargo, para el LPC el 12.50% de la exergía de suministrada es destruida.

Tabla 3.5 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TG simple a 32°C y 80% HR.

Estado	Fluido	Presión (Kpa)	Temperatura (°C)	Flujo másico (Kg/s)	Entalpía (KJ/Kg)	Entropía (KJ/KgK)	Exergía (KJ/Kg)
0		38.15	3.42				
2	Aire	100.00	32.00	80.39	63.04	5.84	85.11
3	Aire	250.00	138.40	80.39	172.90	5.88	183.30
4	Aire	3125.00	612.80	80.39	689.00	5.97	688.90
5	Gases combustión	2969.00	1256.00	83.13	1472.00	8.08	1560.00
6	Gases combustión	102.40	509.40	83.13	536.90	8.24	512.40
9	Gas natural	3404.00	85.60	1.77	141.10	10.22	50826.00

- Turbina a gas e IAC

A partir del análisis exergético del sistema de generación de potencia eléctrica con turbina a gas y enfriamiento de aire a la entrada del compresor se busca conocer las irreversibilidades, las relaciones de destrucción de exergía y la eficiencia exergética de cada uno de los componentes del sistema y del sistema global. El análisis exergético se realiza con una temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor de 8.8°C y se resume en la Tabla 3.6 y en la Figura 3-21 se muestra la exergía destruida y la eficiencia exergética del sistema TGIAC respecto a la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor para un rango de enfriamiento de 25°C hasta 8.8°C. En la Tabla 3.7 se muestran las propiedades

de los estados de cada una de las corrientes para el sistema de potencia con turbina a gas con IAC para una temperatura del aire a la entrada del compresor de 8.8°C.

El análisis exergético a la central térmica con turbina a gas y enfriamiento de aire hasta 8.8°C se resume en la Tabla 3.6 y de las cuales se observó un leve aumento de la destrucción de exergía esto debido al sistema de enfriamiento de aire, el cual no representa ni el 5% de la destrucción de exergía total. Los equipos que deberían ser intervenidos por presentar altas irreversibilidades y menor eficiencias son la CC y GT; las eficiencias exergéticas de todos los componentes del sistema de enfriamiento de aire se encuentran por debajo del 85%, aunque presenten destrucciones de exergía bajas respecto a las causadas por los componentes de sistema de generación de potencia (LPC, HPC, CC y GT). A pesar del aumento en la potencia eléctrica y la eficiencia térmica al enfriar el aire a la entrada del compresor, la eficiencia exergética y destrucción de exergía se incrementa levemente respecto del ciclo base (33.28% y 27314.35kW respectivamente, para una temperatura del aire de 8.8°C) y estas disminuyen a medida que se incrementa la temperatura de enfriamiento del aire como se observa en la Figura 3-21.

Tabla 3.6 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del TGIAC hasta 8.8°C.

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	y_D (%)	y_D^* (%)	ϵ (%)
CCoil	385.2	113.9	271.3	70.43	0.99	29.57
LPC	8915	7786	1129	12.66	4.13	87.34
HPC	42021	40240	1781	4.24	6.52	95.76
CC	97373	79756	17617	18.09	64.50	81.91
GT	91400	85955	5445	5.96	19.93	94.04
CT	1083	710.1	372.9	34.43	1.37	65.57
Pcond	73.68	59.36	14.32	19.44	0.05	80.56
CCh1	708.3	576.2	132.1	18.65	0.48	81.35
CondCH1	578.5	488.5	90	15.56	0.33	84.44
TVCH1	75.32	16.11	59.21	78.61	0.22	21.39
EvapCH1	126.4	61.51	64.89	51.34	0.24	48.66
CCH2	705.3	573.9	131.4	18.63	0.48	81.37
CondCH2	509.5	429.7	79.8	15.66	0.29	84.34
TVCH2	65.95	0.3178	65.6322	99.52	0.24	0.48
EvapCH2	46.73	1.161	45.569	97.52	0.17	2.48
Pevap	74.49	59.26	15.23	20.45	0.06	79.55
TGIAC	97373	32700	27314.35	-	-	33.58

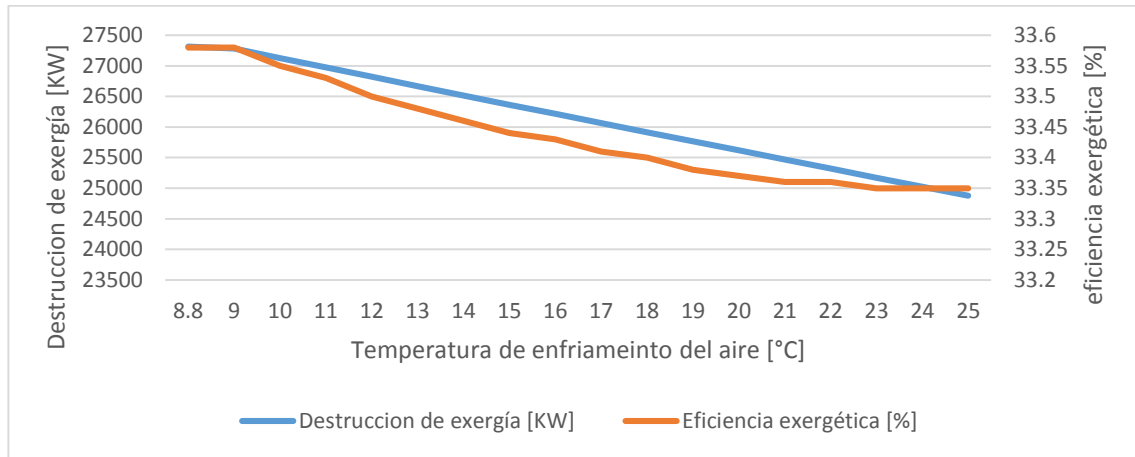


Figura 3-21 Destrucción de exergía y eficiencia exergética respecto la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

Tabla 3.7 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TGIAC a 8.8°C.

Estado	Fluido	Presión (Kpa)	Temperatura (°C)	Flujo másico (Kg/s)	Entalpia (KJ/Kg)	Entropía (KJ/KgK)	Exergía (KJ/Kg)
0	Agua	38.15	3.42	0.00	14.43	0.05	0.00
0	R-123	38.15	3.42	0.00	204.10	1.02	0.00
1	Aire	101.30	32.00	87.17	94.31	5.94	87.86
2	Aire	100.00	8.80	87.17	26.75	5.71	83.44
3	Aire	250.00	107.50	87.17	127.50	5.75	172.80
4	Aire	3125	552.20	87.17	602.30	5.84	634.40
5	Aire	0.00	0.00	0.00	3426	0.00	0.00
6	Gases combustión	2969	1222	89.71	1420	8.02	1506
7	Gases combustión	102.40	488.90	89.71	511	8.18	486.70
9	Gas natural	3404	85.60	1.92	141.10	10.22	50826
21	Agua	317.90	38.89	261.10	163.20	0.56	9.05
22	Agua	317.90	38.89	261.10	163.20	0.56	9.05
23	Agua	113.20	30.56	257.90	128.20	0.44	5.31
24	Agua	334.60	30.58	261.10	128.50	0.44	5.53
25	Agua	334.60	30.58	139.00	128.50	0.44	5.53
26	Agua	317.90	38.89	139.00	163.20	0.56	9.05
27	Agua	334.60	30.56	122.10	128.40	0.44	5.53
28	Agua	317.90	38.89	122.10	163.20	0.56	9.05
29	Aire	101.30	28.00	225.20	76.99	5.88	85.81
30	Aire	101.30	33.50	225.20	119.40	6.02	88.97
31	R-123	159.80	46.15	28.62	411.60	1.68	22.84
32	R-123	159.80	40.99	28.62	242.90	1.15	2.63
33	R-123	45.61	7.53	28.62	242.90	1.15	0.56
34	R-123	45.61	7.53	28.62	387.20	1.67	2.71
35	R-123	159.80	47.26	25.06	412.40	1.69	22.96
36	R-123	159.80	40.99	25.06	242.90	1.15	2.63

37	R-123	38.15	3.42	25.06	242.90	1.16	0.01
38	R-123	38.15	3.42	25.06	384.70	1.67	0.06
39	Agua	493.60	14.59	180.10	61.75	0.22	1.38
40	Agua	468.90	9.13	180.10	38.83	0.14	0.67
41	Agua	445.50	4.44	180.10	19.11	0.07	0.42
42	Agua	168.00	14.57	180.10	61.34	0.22	1.05

- *Ciclo Stig*

Con el análisis exergético de la planta de potencia eléctrica con ciclo *Stig* se calcularon las exergías destruidas, las relaciones de destrucción de exergía y la eficiencia exergética como se muestran en la Tabla 3.8 ($SAR=14.29\%$), bajo las condiciones del aire promedio de Cartagena (32°C y 80% humedad relativa); además en la Figura 3-22 se observa la destrucción de exergía y la eficiencia exergética respecto a los niveles de SAR entre 8% y 20% . En la Tabla 3.9 se muestra las propiedades de los estados de cada una de las corrientes para el sistema de potencia con turbina a gas con inyección de vapor para un relación vapor-aire de 14.29% .

Tabla 3.8 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo *Stig* con $SAR=14.29\%$.

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	y_D (%)	y_D^* (%)	ϵ (%)
LPC	12374	10827	1546	12.49	2.20	87.50
HPC	58052	55833	2219	3.82	3.16	96.18
CC	121617	112126	9492	7.80	13.51	92.20
GT	146936	116805	30131	20.51	42.89	79.49
HRSG	40253	13411	26842	66.68	38.21	33.32
FDP	104.3	88.3	16	15.34	0.02	84.66
MUP	30.41	24.5	5.91	19.43	0.01	80.57
Ciclo <i>Stig</i>	121617	45320	70251.91	-	-	37.26

De los resultados del análisis exergéticos resumidos en la Tabla 3.8 del sistema de generación de potencia eléctrica con ciclo *Stig* para condiciones del aire promedio de Cartagena, los equipos que merecen ser tenidos en cuenta por su bajo rendimiento y alta irreversibilidades son HRSG y GT, en los cuales se concentran más del 75% de la destrucción de exergía total del sistema. La caída de la eficiencia exergética en la TG se debe a la inyección de vapor en el sistema, que a la vez mejora la eficiencia exergética de la CC. Se aprecia que al incrementar el nivel de SAR se mejora la eficiencia exergética de la HRSG si bien su destrucción de exergía aumenta. Para la planta de potencia con ciclo *Stig* en la Figura 3-22 se muestra la el aumento de la exergía destruida y la eficiencia exergética respecto al aumento en los niveles de inyección de vapor (SAR). Para un aumento de 1 punto porcentual del SAR la eficiencia exergética del ciclo *Stig* aumentó 0.87% y la exergía destruida en rango de 0.31% a 2.51% para un rango de SAR de 8% a 20% .

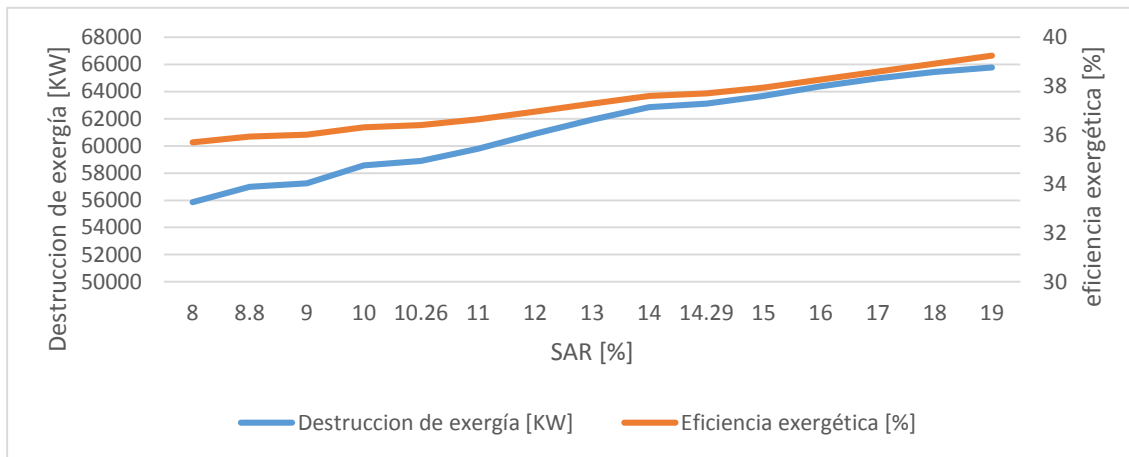


Figura 3-22 Destrucción de exergía y eficiencia exergética respecto del SAR.

Tabla 3.9 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TGStig a SAR=14.29%.

Estado	Fluido	Presión (Kpa)	Temperatura (°C)	Flujo másico (Kg/s)	Entalpia (KJ/Kg)	Entropía (KJ/KgK)	Exergía (KJ/Kg)
0	Agua	0	0		14.43	0.05235	0
0	R-123	0	0		204.1	1.1015	0
2	Aire	100	32	108.9	95.16	5.943	86.85
3	Aire	250	138.1	108.9	207.1	5.985	186.3
4	Aire	3125	609.7	108.9	732.3	6.076	699.1
5	Gases combustión	2969	1167	130.5	1457	8.442	1544
6	Gases combustión	102.4	474.4	130.5	679.2	8.682	502.3
7	Gases combustión	101.3	141	130.5	267	7.958	193.9
8	Agua	1463	120	16.58	504.6	1.527	82.47
9	Agua	6145	120.7	16.58	510.8	1.53	87.79
10	Agua	5838	180	16.58	765.5	2.133	175.7
11	Agua	1200	180	7.047	763.2	2.139	171.6
12	Vapor de agua	1140	260	7.047	2960	6.901	1052
13	Vapor de agua	3600	180	9.534	764.4	2.136	173.7
14	Vapor de agua	3420	315	9.534	3020	6.53	1214
15	Gas natural	3404	85.6	2.393	141.1	10.22	50826
16	Vapor de agua	3249	299.3	3.366	2985	6.49	1717
17	Vapor de agua	3249	299.3	6.168	2985	6.49	1717
18	Vapor de agua	1083	247	7.047	2933	6.872	1560
19	Agua	101.3	30.56	16.58	128.2	0.4444	5.294
20	Agua	1540	30.68	16.58	130	0.4456	6.772

- Ciclo Stig e IAC

Con los resultados del análisis exergético de la planta de potencia con turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire (Stig IAC) se obtuvieron las irreversibilidades, las relaciones de exergía destruida y la eficiencia exergética de

cada uno de los componentes y del sistema global respecto a los niveles de SAR (8.88% y 14.29%) y las temperaturas de enfriamiento del aire (8.8°C y 15°C) como se muestra en la Tabla 3.10 y Anexos II. Además, se presenta el comportamiento de la destrucción de exergía y la eficiencia térmica del ciclo *Stig* con IAC respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor en la Figura 3-23 y Figura 3-24 respectivamente. En la Tabla 3.11 se muestran las propiedades de los estados de cada una de las corrientes para el sistema de potencia con ciclo *Stig* e IAC para SAR=14.29% y temperatura del aire a 8.8°C.

Tabla 3.10 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=8.88%, T=8.8°C).

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	y_D (%)	y_D^* (%)	ϵ (%)
CCoil	512.90	151.60	361.30	70.44	0.79	29.56
LPC	11872.00	8972.00	2900.00	24.43	6.36	75.57
HPC	55954.00	53583.00	2371.00	4.24	5.20	95.76
CC	12966.00	107128.00	5079.00	4.53	11.13	95.47
GT	132378.00	117993.00	14385.00	10.87	31.53	89.13
HRSRG	30818.00	11708.00	19110.00	62.01	41.89	37.99
FDP	64.79	54.83	9.96	15.37	0.02	84.63
MUP	18.90	15.22	3.68	19.47	0.01	80.53
CT	1413.00	945.60	467.40	33.08	1.02	66.92
Pcond	98.11	79.04	19.07	19.44	0.04	80.56
CCh1	943.20	767.20	176.00	18.66	0.39	81.34
CondCH1	770.30	650.40	119.90	15.57	0.26	84.43
TVCH1	100.30	21.45	78.85	78.61	0.17	21.39
EvapCH1	168.30	81.90	86.40	51.34	0.19	48.66
CCH2	939.10	764.20	174.90	18.62	0.38	81.38
CondCH2	678.40	572.20	106.20	15.65	0.23	84.35
TVCH2	87.82	0.42	87.40	99.52	0.19	0.48
EvapCH2	62.23	1.55	60.68	97.51	0.13	2.49
Pevap	99.18	78.92	20.26	20.43	0.04	79.57
Stig IAC	112207	44630	45617	-	-	39.77

De la Tabla 3.10 y Anexos II se puede valorar que al reducir la temperatura del aire a la entrada del compresor de 15°C a 8.8°C, se aumenta la eficiencia exergética del CCoil en 5 puntos porcentuales, además causando el aumento de la destrucción de exergía en CT (94kW) y CC (733kW) para cualquier nivel de SAR (8.88% o 14.29%); la destrucción de exergía total se incrementa menos de 3000kW para la reducción de la temperatura a la entrada del compresor. Cuando se aumenta el SAR de 8.88% a 14.29% manteniendo la temperatura a la entrada del compresor constante, se aprecia el aumento en la eficiencia exergética global en 3.4 puntos porcentuales y en la eficiencia de segunda ley en los componentes de la CC y HRSRG en 0.4 y 8.8 puntos porcentuales, de la misma manera se obtuvo que la disminución de la

eficiencia exergética en la GT es de 2.3 puntos porcentuales. La exergía destruida del ciclo *Stig* con IAC se incrementa en casi 4300kW, sufriendo un incremento de la irreversibilidad la GT y la HRSG, y disminuida en la CC para el aumento del nivel de SAR.

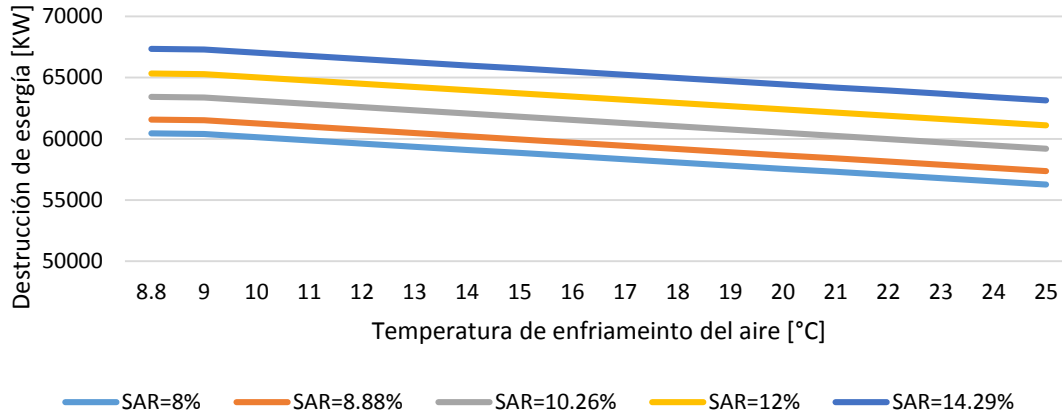


Figura 3-23 Variación de la destrucción de exergía respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

En las Figura 3-23 y Figura 3-24 se aprecia el aumento de menos de 0.15 punto porcentual de la eficiencia exergética al enfriar el aire de 15°C a 8.8°C a la entrada del compresor para cualquier SAR, mientras que la destrucción de exergía se aumenta en al menos 1600kW para esas mismas condiciones. La destrucción de exergía aumentó en promedio 0.42% por cada grado centígrado que se reduce la temperatura a la entrada del compresor en un rango de temperatura entre 15 y 9°C.

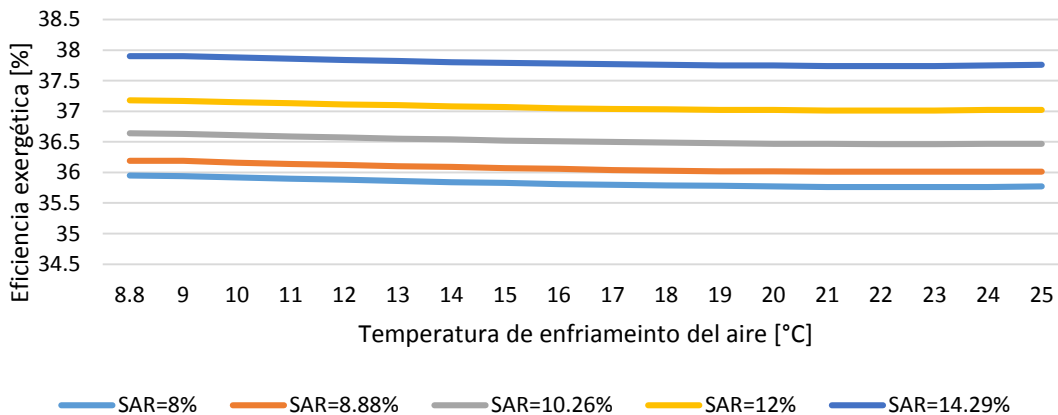


Figura 3-24 Variación de la eficiencia exergética respecto al SAR y la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

Tabla 3.11 Propiedades termodinámicas de cada corriente para ciclo *Stig* con IAC con un SAR=8.88% y temperatura del aire a la entrada del compresor de 8.8°C.

Estado	Fluido	Presión (Kpa)	Temperatura (°C)	Flujo másico (Kg/s)	Entalpia (KJ/Kg)	Entropía (KJ/KgK)	Exergía (KJ/Kg)

0	Agua	38.15	3.42	0.00	14.43	0.05	0.00
0	R-123	38.15	3.42	0.00	204.10	1.10	0.00
1	Aire	101.30	32.00	116.10	94.31	5.94	87.86
2	Aire	100.00	8.80	116.10	26.75	5.71	83.44
3	Aire	250.00	107.50	116.10	127.50	5.75	172.80
4	Aire	3125.00	552.20	116.10	602.30	5.84	634.40
5	Aire	3125.00	552.20	116.10	0.00	0.00	0.00
6	Gases combustión	2969.00	1176.00	125.40	1417.00	8.23	1500.00
7	Gases combustión	102.40	472.40	129.80	609.20	8.45	481.70
8	Gases combustión	101.30	257.30	129.80	351.00	8.05	244.20
9	Gas natural	3404.00	85.60	2.55	141.10	10.22	50826.00
10	Vapor de agua	3249.00	299.30	3.83	2985.00	6.49	1717.00
11	Vapor de agua	3249.00	299.30	2.09	2985.00	6.49	1717.00
12	Vapor de agua	1083.00	247.00	4.38	2933.00	6.87	1560.00
13	Vapor de agua	3420.00	315.00	5.93	3020.00	6.53	1214.00
14	Vapor de agua	3600.00	180.00	5.93	764.40	2.14	173.70
15	Vapor de agua	1140.00	260.00	4.38	2960.00	6.90	1052.00
16	Agua	1200.00	180.00	4.38	763.20	2.14	171.60
17	Agua	5838.00	180.00	10.31	765.50	2.13	175.70
18	Agua	6145.00	120.00	10.31	507.90	1.52	86.93
19	Agua	1463.00	119.30	10.31	501.70	1.52	81.61
20	Agua	1540.00	30.68	10.31	130.00	0.45	6.77
21	Agua	317.90	38.89	347.70	163.20	0.56	9.05
22	Agua	317.90	38.89	347.70	163.20	0.56	9.05
23	Agua	113.20	30.56	343.40	128.20	0.44	5.31
24	Agua	334.60	30.58	347.70	128.50	0.44	5.53
25	Agua	334.60	30.58	185.10	128.50	0.44	5.53
26	Agua	317.90	38.89	185.10	163.20	0.56	9.05
27	Agua	334.60	30.56	162.50	128.40	0.44	5.53
28	Agua	317.90	38.89	162.50	163.20	0.56	9.05
29	Aire	101.30	28.00	299.90	76.99	5.88	85.81
30	Aire	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	R-123	159.80	46.15	38.11	411.60	1.68	22.84
32	R-123	159.80	40.99	38.11	242.90	1.15	2.63
33	R-123	45.61	7.53	38.11	242.90	1.15	0.56
34	R-123	45.61	7.53	38.11	387.20	1.67	2.71
35	R-123	159.80	47.26	33.37	412.40	1.69	22.96
36	R-123	159.80	40.99	33.37	242.90	1.15	2.63
37	R-123	38.15	3.42	33.37	242.90	1.16	0.01
38	R-123	38.15	3.42	33.37	384.70	1.67	0.06
39	Agua	493.60	14.59	239.90	61.75	0.22	1.38

40	Agua	468.90	9.13	239.90	38.83	0.14	0.67
41	Agua	445.50	4.44	239.90	19.11	0.07	0.42
42	Agua	168.00	14.57	239.90	61.34	0.22	1.05

De aquí en adelante en este estudio para la configuración de turbinas a gas con inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor, se usará un SAR=8.88%, el cual representa un flujo de inyección de vapor de 10.325 Kg/s. Esto debido a que aumentar la relación de inyección de vapor se aumenta la presión parcial del agua en los gases de escape, y por lo tanto se aumenta el riesgo de condensación en las etapas finales de la turbina y la caldera recuperadora. Además el caso de estudio funciona con el SAR indicado debido a parámetros de control que ocasionarían que el proceso se disparara, y así buscar pertinencia de nuestros resultados para ellos.

3.4 Resultados análisis exergético avanzado

El análisis exergético avanzado realizado en la planta de potencia eléctrica con turbina a gas en ciclo simple (TG simple), turbina a gas con enfriamiento de aire (TGIAC), turbina a gas con inyección de vapor (ciclo *Stig*) y turbina a gas con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire (*Stig* IAC); permitieron conocer las interacciones con otros componentes (destrucción de energía exógena y endógena) y el verdadero potencial de mejora para de los componentes (destrucción de exergía evitable e inevitable). En la Tabla 3.12

Tabla 3.12 Asunciones utilizadas para el análisis exergético avanzado

Componente	Condiciones Teóricas	Condiciones de Operación	Condiciones Inevitables
COIL	$\eta = 1$	$\eta = 0.774$	$\eta = 0.92$
LPC	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.85$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$
HPC	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.84$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$
CC	$\Delta P = 0\%$ $Q_{Loss} = 0\%$ $\lambda = 2,771$	$\Delta P = 5\%$ $Q_{Loss} = 2\%$ $\lambda = 2,771$	$\Delta P = 2\%$ $Q_{Loss} = 0.5\%$ $\lambda = 2$
GT	$\eta = 1$	$\eta = 0.888$	$\eta = 0.9$
HRSO	$\Delta T = 0^\circ C$ $\eta = 1$ $\Delta P = 0\%$	$\Delta T = 202.8^\circ C$ $\Delta T = 147.8^\circ C$ $\eta = 0.88$ $\Delta P = 5\%$	$\Delta T = 100^\circ C$ $\eta = 0.96$ $\Delta P = 2\%$
MUP	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.8$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$
FDP	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.8$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$
CT	$\Delta T_{Aire} = 10^\circ C$ $\Delta T_{Agua} = 10^\circ C$	$\Delta T_{Aire} = 5.5^\circ C$ $\Delta T_{Agua} = 8.33^\circ C$	$\Delta T_{Aire} = 7^\circ C$ $\Delta T_{Agua} = 10^\circ C$

Pcond	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.8$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$
CCh1	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.8$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$
CondCH1	$\Delta T = 0^{\circ}C$ $\Delta P = 0\%$	$\Delta T = 2.1^{\circ}C$ $\Delta P = 5\%$	$\Delta T = 0.5^{\circ}C$ $\Delta P = 2\%$
TVCH1	$s_{27} = s_{28}$	$h_{27} = h_{28}$	$h_{27} = h_{28}$
EvapCH1	$\Delta T = 0^{\circ}C$ $\Delta P = 0\%$	$\Delta T = 1.604^{\circ}C$ $\Delta P = 5\%$	$\Delta T = 0.5^{\circ}C$ $\Delta P = 2\%$
CCH2	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.8$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$
CondCH2	$\Delta T = 0^{\circ}C$ $\Delta P = 0\%$	$\Delta T = 2.1^{\circ}C$ $\Delta P = 5\%$	$\Delta T = 0.5^{\circ}C$ $\Delta P = 2\%$
TVCH2	$s_{37} = s_{34}$	$h_{37} = h_{34}$	$h_{37} = h_{34}$
EvapCH2	$\Delta T = 0^{\circ}C$ $\Delta P = 0\%$	$\Delta T = 1.016^{\circ}C$ $\Delta P = 5\%$	$\Delta T = 0.5^{\circ}C$ $\Delta P = 2\%$
Pevap	$\eta = 1$ $\eta_{Mec} = 1$	$\eta = 0.8$ $\eta_{Mec} = 0.985$	$\eta = 0.9$ $\eta_{Mec} = 1$

- *Turbina a gas con ciclo simple*

En el análisis exergético avanzado de la central termoeléctrica con turbinas a gas ciclo simple se resume en la Tabla 3.13, donde se observa la división de la destrucción de exergía en sus partes inevitable/evitable y endógena/exógena de cada uno de los componentes de la planta para las condiciones del aire de 32°C y 80% de humedad relativa. De los resultados del análisis exergético avanzado al sistema de potencia eléctrica TG simple se destaca que solo 21% de la exergía destruida total es recuperable a través de una intervención de los componentes, los equipos que presentan mayor potencial de mejora son la CC y HPC con 52.3% y 27.5% respectivamente del total de la exergía destruida evitable (Figura 3-25). También se aprecia que el 69% de la destrucción de exergía es debida al mal funcionamiento propio de los componentes del sistema y aproximadamente el 31% de las irreversibilidades del sistema se debe a la interacción entre los componentes, los componentes con mayor irreversibilidad causada por los componentes remanentes del sistema son LPC y HPC con el 47% y 40% respectivamente en su destrucción de exergía.

Tabla 3.13 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas ciclo simple para condiciones del aire de 32°C y 80% HR.

Componente	$\dot{E}_D(KW)$	$\dot{E}_D^{UN}(KW)$	$\dot{E}_D^{AV}(KW)$	$\dot{E}_D^{EN}(KW)$	$\dot{E}_D^{EX}(KW)$
LPC	679.84	457.16	603	534.00	679.84
HPC	285.02	1344.98	980	650.00	285.02
CC	13235.19	2557.81	11150	4643.00	13235.19
GT	4728.63	527.37	3611	1645.00	4728.63
Total	18928.69	4887.31	16344.00	7472.00	18928.69

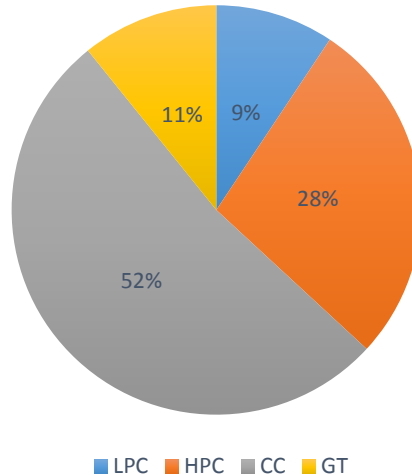


Figura 3-25 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas ciclo simple para condiciones del aire de 32°C y 80% HR.

- Turbina a gas e IAC

A partir del análisis exergético avanzado de la planta de potencia eléctrica con turbinas y enfriamiento de aire presentado en la Tabla 3.14, la cual resume la división de la destrucción de exergía en sus partes inevitable/evitable y endógena/exógena de cada uno de los componentes del sistema para una temperatura del aire de 8.8°C a la entrada del compresor. La destrucción de exergía evitable representa el 22% de la destrucción de exergía total (27314.35kW), y los equipos con mayor potencial de mejora son CC (3160.94kW) y el HPC (1395.73kW), además el sistema de enfriamiento de aire (IAC) solo presentó un 5.7% de potencial de mejora respecto a toda la exergía destruida evitable como se muestra en la Figura 3-26. La proporción de destrucción de exergía endógena/exógena es de 68.4%/31.6% respecto de la destrucción de exergía total, los componentes del sistema de refrigeración (Pcond, CCH1, CondCH1, TVCH1, EvapCH1, CCH2, CondCH2, TVCH2, EvapCH2 y Pevap) cuentan con mayor irreversibilidad debido a los componentes remanentes que a su mal funcionamiento.

Tabla 3.14 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas con enfriamiento de aire a la entrada del compresor a 8.8°C

Componente	$\dot{E}_D(KW)$	$\dot{E}_D^{UN}(KW)$	$\dot{E}_D^{AV}(KW)$	$\dot{E}_D^{EN}(KW)$	$\dot{E}_D^{EX}(KW)$
CCoil	271.3	344.08	-72.78	144.8	126.50
LPC	1129	650.95	478.05	600	529.00
HPC	1781	385.27	1395.73	1054	727.00
CC	17617	14456.06	3160.94	12671	4946.00
GT	5445	4887.46	557.54	3777	1668.00
CT	372.9	304.20	68.70	197.4	175.50
Pcond	14.32	5.95	8.37	4.92	9.40

CCH1	132.1	65.27	66.83	45.7	86.40
CondCH1	90	67.10	22.90	5.6	84.40
TVCH1	59.21	42.42	16.79	18.32	40.89
EvapCH1	64.89	38.94	25.95	25.97	38.92
CCH2	131.4	55.41	75.99	46.9	84.50
CondCH2	79.8	47.25	32.55	28.8	51.00
TVCH2	65.6322	3.17	62.46	21.678	43.95
EvapCH2	45.569	1.49	44.08	18.1866	27.38
Pevap	15.23	6.30	8.93	24.123	-8.89
Total	27314.35	21361.31	5953.04	18684.40	8629.95

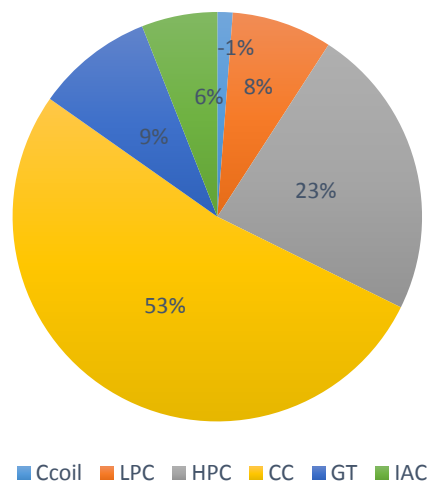


Figura 3-26 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas con IAC para temperatura del aire de 8.8°C.

- *Ciclo Stig*

Los resultados del análisis exergético avanzado de la central térmica con turbinas a gas e inyección se presentan en la Tabla 3.15, donde se observa la división de la destrucción de exergía en sus partes inevitable/evitable y endógena/exógena de cada uno de los componentes del sistema con $SAR=14.29\%$. El potencial de mejora de sistema con ciclo *Stig* es el 10.5% (6650.38kW) del total de destrucción de exergía; alrededor del 55% de la destrucción de exergía evitable se encuentra en los componentes CC y HPC (Figura 3-27). El sistema con inyección de vapor la destrucción de exergía exógena es del 51.6% de la destrucción de exergía total, lo cual aporta que existe una interacción fuerte entre sus componentes. Los componentes como CC, HRSG, FDP y MUP presentan mayor irreversibilidad debido a su interacción con los componentes remanentes que debido a las irreversibilidades propias.

Tabla 3.15 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas

con inyección de vapor para un SAR=14.29%.

Componente	$\dot{E}_D(KW)$	$\dot{E}_D^{UN}(KW)$	$\dot{E}_D^{AV}(KW)$	$\dot{E}_D^{EN}(KW)$	$\dot{E}_D^{EX}(KW)$
LPC	1547	923.77	623.23	918	629.00
HPC	2219	388.09	1830.91	1716	503.00
CC	20444	18486.73	1957.27	7689	12755.00
GT	17599	16588.47	1010.53	11806	5793.00
HRSG	21271	20053.07	1217.93	8412	12859.00
MUP	15.01	8.32	6.69	3.19	11.82
FDP	5.55	1.74	3.81	9.08	-3.53
Total	63100.56	56450.1796	6650.38043	30553.27	32547.29

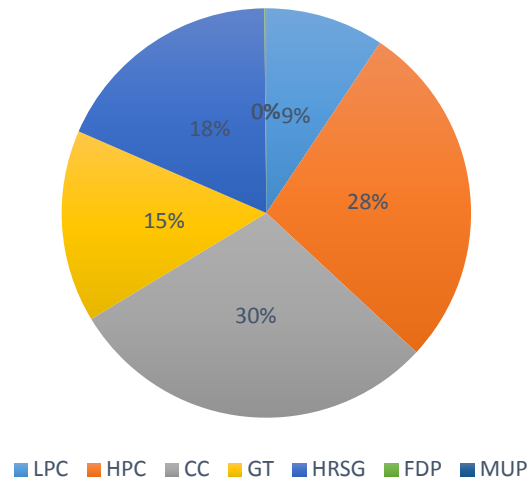


Figura 3-27 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas con inyección de vapor de SAR=14.29%.

- Ciclo Stig e IAC

El análisis exergético se aplicó al sistema de generación de energía eléctrica con turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire a la entrada del compresor con parámetros de funcionamiento de SAR=8.88% y temperatura del aire de 8.8°C. A partir de los resultados resumidos en la Tabla 3.16 se puede resaltar que la exergía destruida evitable solo representa el 16.7% de la destrucción de exergía total, para lo cual el potencial de mejora del sistema es de (10530.14kW) repartido entre el sistema el enfriamiento de aire con 3.2%, el sistema de inyección de vapor 27.8% y el sistema de turbina a gas 69% (Figura 3-28). Mientras que el origen de la destrucción de exergía se reparte en un 66.4% debido al mal funcionamiento propio de los componentes y un 33.6% debido a la interacción de los componentes con los componentes remanentes del sistema.

Tabla 3.16 Destrucción de exergía inevitable, evitable, endógena y exógena de la turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire (SAR=8.88% y T=8.8°C).

Componente	$\dot{E}_D(KW)$	$\dot{E}_D^{UN}(KW)$	$\dot{E}_D^{AV}(KW)$	$\dot{E}_D^{EN}(KW)$	$\dot{E}_D^{EX}(KW)$
CCoil	361.3	457.77	-96.47	256.58	104.72
LPC	2900	749.94	2150.06	1011	1889.00
HPC	2371	514.39	1856.61	1774	597.00
CC	22532	19304.02	3227.98	16342	6190.00
GT	14385	14357.74	27.26	10779	3606.00
HRSRG	19110	16189.50	2920.50	9705	9405.00
FDP	9.96	4.15	5.81	6.88	3.08
MUP	3.68	1.53	2.15	2.406	1.27
CT	467.4	378.06	89.34	264	203.40
Pcond	19.07	7.92	11.15	8.34	10.73
CCH1	176	74.17	101.83	77.4	98.60
CondCH1	119.9	87.55	32.35	63.7	56.20
TVCH1	78.85	56.49	22.36	31.08	47.77
EvapCH1	86.4	49.09	37.31	43.64	42.76
CCH2	174.9	86.62	88.28	79.4	95.50
CondCH2	106.2	78.76	27.44	50	56.20
TVCH2	87.40	84.28	3.11	36.7134	50.68
EvapCH2	60.68	49.49	11.19	30.697	29.99
Pevap	20.26	8.38	11.88	10.31	9.95
Total	63070.00	52539.86	10530.14	40572.15	22497.85

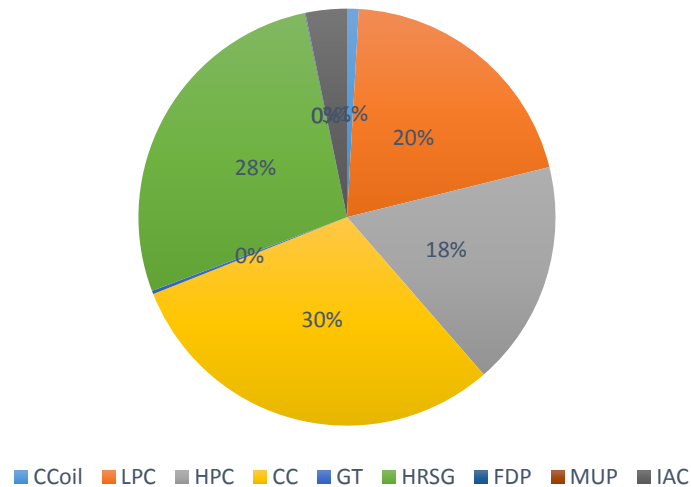


Figura 3-28 Destrucción de exergía evitable de la turbina a gas e inyección de vapor con enfriamiento de aire (SAR=8.88% y T=8.8°C).

3.5 Resultados análisis termoeconómico

El análisis termoeconómico se aplicó a la central termoeléctrica con turbina a gas en ciclo simple (32°C y 80% HR), turbina a gas con enfriamiento de aire, turbinas a

gas con ciclo *Stig*, turbina a gas con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire; a partir de dicho análisis se obtuvieron los costos por unidad de exergía, los costos de las irreversibilidades y el costo total de la energía eléctrica generada para cada tecnología de mejora aplicada al sistema de generación de potencia eléctrica con turbina a gas, además de diferencia de costo relativo y el factor exergoeconómico de cada uno de los componentes de los sistemas de estudios. Algunas consideraciones requeridas para el análisis termoeconómico se muestra en la Tabla 3.17. La formación de los costos totales de componentes se calculó a partir de los costos de inversión de capital de inversión, los costos de operación y mantenimiento y los costos de suministros nivelados para cada componente de la planta de potencia con ciclo *Stig* y enfriamiento de aire como se aprecia en la Tabla 3.18.

Tabla 3.17 Consideraciones requeridas para el análisis termoeconómico.

Gas natural (USD/kJ)	0.000006417
Refrigerante R-123 (USD/kg)	13.27
Aguas filtrada (USD/m ³)	0.667
Agua desmineralizada (USD/m ³)	1.0
Salario de los trabajadores (USD/mes)	2933
Costo de mantenimiento (%)	5
Tasa de interés (%)	6.5
Tiempo considerado para el análisis (Años)	20

Tabla 3.18 Costos asociados con los costos de inversión y capital, costos de operación y mantenimiento, costos de suministros y costo totales de componentes para la configuración con ciclo *Stig* IAC.

Componente	PEC ($\times 10^3$ USD)	\dot{Z}^{CI} (USD/s)	$\dot{Z}^{O\&M}$ (USD/s)	\dot{Z}^{SU} (USD/s)	\dot{Z}_k^T (USD/s)
CCoil	35	0.000	0.00025	0.065	0.066
LPC	2437.5	0.022	0.01707	0.065	0.039
HPC	4875.0	0.044	0.03415	0.065	0.078
CC	4875.0	0.044	0.03415	0.065	0.078
GT	4875.0	0.044	0.03415	0.065	0.078
Gen	2437.5	0.022	0.01707	0.065	0.039
HRSRG	600.0	0.054	0.04203	0.065	0.096
FDP	6.90	0.000	0.00005	0.065	0.000
MUP	6.90	0.000	0.00005	0.065	0.000
CT	300.0	0.003	0.00210	0.188	0.193
Pcond	7.00	0.000	0.00005	0.005	0.005
CCh1	18.0	0.000	0.00013	0.00001	0.000
CondCH1	18.0	0.000	0.00013	0.008	0.008
TVCH1	8.0	0.000	0.00004	0.00001	0.000
EvapCH1	18.0	0.000	0.00013	0.032	0.033
CCH2	18.0	0.000	0.00013	0.00001	0.000
CondCH2	18.0	0.000	0.00013	0.008	0.008

TVCH2	6.0	0.000	0.00004	0.00001	0.000
EvapCH2	18.0	0.000	0.00013	0.032	0.033
Pevap	7.00	0.000	0.00005	0.013	0.013

- *Turbina a gas con ciclo simple*

Del análisis termoeconómico al sistema de potencia eléctrica con turbina a gas ciclo simple se presentaron como resultados la exergía total, los costos totales y los costos por unidad de exergía en la Tabla 3.19. Los resultados del análisis termoeconómico para TG se resumen en la Tabla 3.20, donde se muestra los costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico; a partir de esto se observa un aumento significativo del costo promedio de producto por unidad de exergía en el LPC y CC, los componentes anteriores también presentan valores altos de diferencia de costo relativos, del factor exergoeconómico se destacan sus valores más altos en la CC y GT, además el costo de destrucción de exergía de toda la planta es de 0.11USD/s. Se puede destacar el costo para producir un kWh es de 0.04941 USD/kWh en la central termoeléctrica con turbina a gas en ciclo simple en las condiciones atmosféricas de Cartagena (32°C y 80% HR).

Tabla 3.19 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para TG simple en condiciones de aire de 32°C y 80% HR.

Estado	\dot{E} (MJ/s)	\dot{C} (USD/S)	c (USD/MJ)
2	6.95	0	0
3	14.91	0.15	0.010
4	55.95	0.74	0.013
5	129.65	1.39	0.011
6	42.27	0.45	0.011
9	89.39	0.57	0.006

Tabla 3.20 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para TG simple a 32°C y 80% HR.

Componente	c_f (\$/GJ)	c_p (\$/GJ)	\dot{C}_D (\$/s)	\dot{Z}_k (\$/s)	r	f
LPC	12.27	18.53	0.01	0.036	0.51	0.720
HPC	12.27	14.50	0.02	0.072	0.18	0.782
CC	6.42	8.77	0.10	0.072	0.37	0.416
GT	10.71	12.26	0.06	0.049	0.15	0.465
Gen	12.27	13.72	0.01	0.049	0.12	0.868

- *Turbina a gas e IAC*

En el análisis termoeconómico de la central termoeléctrica con turbina a gas y enfriamiento de aire a la entrada del compresor se presentan los resultados de la exergía total, los costos totales y los costos por unidad de exergía en la Tabla 3.21. El resumen del análisis termoeconómico para TGIAC se aprecia en la Tabla 3.22 donde se observan los costos promedio de fuel y producto por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativo y factor exergoeconómico, de lo cual se puede resaltar, los componentes de intercambio de calor (CT, CCoil, evaporadores) tienen una diferencia de costo relativo más alta que aquellos componentes que consumen trabajo (compresores y bombas), para dichos componentes que consumen trabajo la diferencia de costo relativo se encuentra en un rango de 0.19 a 0.50. El factor exergoeconómico bajo se presenta bajo para el Ccoil, lo cual indica que debería tenerse en cuenta la inversión en los componentes que permitan una disminución de los costos de la destrucción de exergía. Para el sistema con enfriamiento de aire el costo de destrucción de exergía es de 0.25USD/s. Para producir un kWh con la central termoeléctrica con turbina a gas de estudio en las condiciones ambientales de Cartagena se consumen 0.04941USD.

Tabla 3.21 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para TGIAC con la temperatura a la entrada del compresor 8.8°C.

Estado	\dot{E} (MJ/s)	\dot{C} (USD/S)	c (USD/GJ)	Estado	\dot{E} (MJ/s)	\dot{C} (USD/S)	c (USD/GJ)
1	7.66	0	0	29	19.32	0	0
2	7.27	0.02	0.003	30	20.03	0	0
3	15.06	0.17	0.011	31	0.65	0.01	0.016
4	55.30	0.75	0.014	32	0.08	0.001	0.016
5	55.30	0.75	0.014	33	0.02	0.001	0.078
6	135.06	1.45	0.011	34	0.08	0	0
7	43.66	0.47	0.011	35	0.58	0.01	0.016
9	97.37	0.62	0.006	36	0.07	0.001	0.016
22	2.36	0.05	0.019	37	0.0003	0.001	3.512
23	1.37	0.01	0.004	38	0.0015	0	0
24	1.45	0.03	0.019	39	0.25	0.004	0.017
25	0.77	0.01	0.019	40	0.12	0.01	0.077
26	1.26	0.02	0.019	41	0.07	0.01	0.183
27	0.67	0.01	0.019	42	0.19	0	0
28	1.10	0.02	0.019	-	-	-	-

Tabla 3.22 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para TGIAC a temperatura de enfriamiento de 8.8°C.

Componente	c_f (\$/MJ)	c_p (\$/MJ)	\dot{C}_D (\$/s)	\dot{Z}_k (\$/s)	r	f
CCoil	54.15	187.71	0.0147	0.0005	2.47	0.034

LPC	12.25	18.64	0.0138	0.0359	0.52	0.722
HPC	12.25	14.58	0.0218	0.0718	0.19	0.767
CC	6.42	8.73	0.1130	0.0718	0.36	0.388
GT	10.73	12.25	0.0584	0.0718	0.14	0.551
GEN	12.25	13.64	0.0082	0.0359	0.11	0.815
CT	13.76	0.0034	0.0044	0.53	0.568	13.76
Pcond	23.28	30.63	0.0003	0.0001	0.32	23.28
CCh1	12.25	15.54	0.0016	0.0003	0.27	0.146
CondCH1	15.54	18.97	0.0014	0.0003	0.22	0.165
TVCH1	15.53	78.40	0.0009	0.0001	4.05	0.098
EvapCH1	38.14	82.88	0.0025	0.0003	1.17	0.101
CCH2	12.25	15.53	0.0016	0.0003	0.27	0.146
CondCH2	15.53	19.06	0.0012	0.0003	0.23	0.182
TVCH2	15.53	3.31E+06	0.0010	0.0001	2.13E+05	0.088
EvapCH2	87.27	961.24	0.0040	0.0003	10.01	0.065
Pevap	12.25	17.13	0.0002	0.0001	0.40	0.356

En la Figura 3-29 se observa el costo de producir un kWh en el sistema de potencia TGIAC respecto a la temperatura de aire alcanzada a la entrada del compresor por el sistema de refrigeración en un rango de 8.8°C a 25°C, Se puede destacar que el costo para producir un kWh a 15°C es de 0.04914 USD/kWh, el costo disminuye 0.39% se la temperatura del aire se reduce hasta 8.8°C.

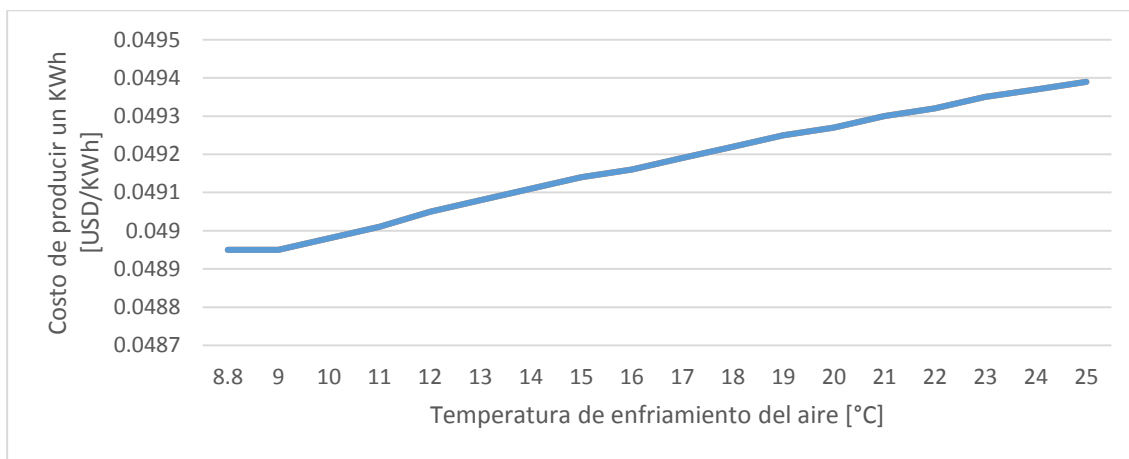


Figura 3-29 Costo de producir un kWh respecto a la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor.

- Ciclo Stig

Del análisis termoeconómico del sistema de potencia eléctrica con ciclo *Stig* en la Tabla 3.23 se presentan la exergía total, los costos totales y los costos por unidad de exergía. Los costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico del ciclo *Stig* para el SAR=14.29% en muestran la Tabla 3.24. El sistema de potencia con ciclo *Stig*

presenta la diferencia de costo relativa mas alta y el factor exergoeconómico más bajo en la HRSG con valor 1.234 y 0.0245 respectivamente, por lo cual es un componente a tener en cuenta para si se quiere disminuir los costos de destrucción de exergía. Los costos de destrucción de exergía más alto se presentaron en la HRSG, GT y CC con 0.35USD/s, 0.29USD/s y 0.13USD/s respectivamente. Los costos de destrucción de exergía son de 0.87USD/s para el sistema de generación de potencia con inyección de vapor.

Tabla 3.23 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para ciclo Stig en condiciones atmosféricas de 32°C y 80% HR, SAR=14.29%.

Estado	\dot{E} (MJ/s)	\dot{C} (USD/S)	c (USD/MJ)	Estado	\dot{E} (MJ/s)	\dot{C} (USD/S)	c (USD/MJ)
1	0.00	0.00	0.00	12	6.41	0.35	0.05
2	9.46	0.00	0.00	13	6.75	0.36	0.05
3	20.28	0.27	0.01	14	0.97	0.10	0.10
4	76.12	1.46	0.02	15	4.32	0.24	0.05
5	80.44	1.79	0.02	16	0.71	0.07	0.10
6	184.61	2.83	0.02	17	1.70	0.17	0.10
7	61.97	1.03	0.02	18	0.85	0.13	0.16
8	32.41	0.54	0.02	19	0.80	0.13	0.16
9	121.62	0.78	0.01	20	0.07	0.10	1.49
10	6.18	0.33	0.05	21	0.05	0.10	1.90
11	3.37	0.18	0.05	-	-	-	-

Tabla 3.24 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para TGIAC para un SAR=14.29%.

Componente	c_f (\$/MJ)	c_p (\$/MJ)	\dot{C}_D (\$/s)	\dot{Z}_k (\$/s)	r	f (%)
LPC	19.61	25.72	0.03	0.0359	0.312	0.5421
HPC	19.60	21.67	0.04	0.0718	0.106	0.6226
CC	6.42	8.42	0.13	0.0718	0.313	0.3537
GT	16.52	19.61	0.29	0.0718	0.187	0.1980
Gen	19.61	20.79	0.02	0.0359	0.060	0.6620
HRSG	16.52	36.90	0.35	0.0088	1.234	0.0245
FDP	19.60	24.38	0.0003	0.0001	0.244	0.2566
MUP	19.60	28.76	0.0001	0.0001	0.467	0.4827

El costo de producir un kWh en el sistema de potencia con ciclo Stig se observa en la Figura 3-30 respecto al nivel de SAR para un rango de 8% a 20%, de donde se resalta el costo por kWh aumenta más del 2% por el incremento de 1 punto porcentual del SAR en un rango de 8% a 14% de la relación de inyección de vapor-aire, Para un SAR=14.29%, el costo para producir un kWh es de 0.07484USD, mientras con una relación de inyección de vapor-aire de 8.88% el costo se reduce a 0.06619USD/kWh.

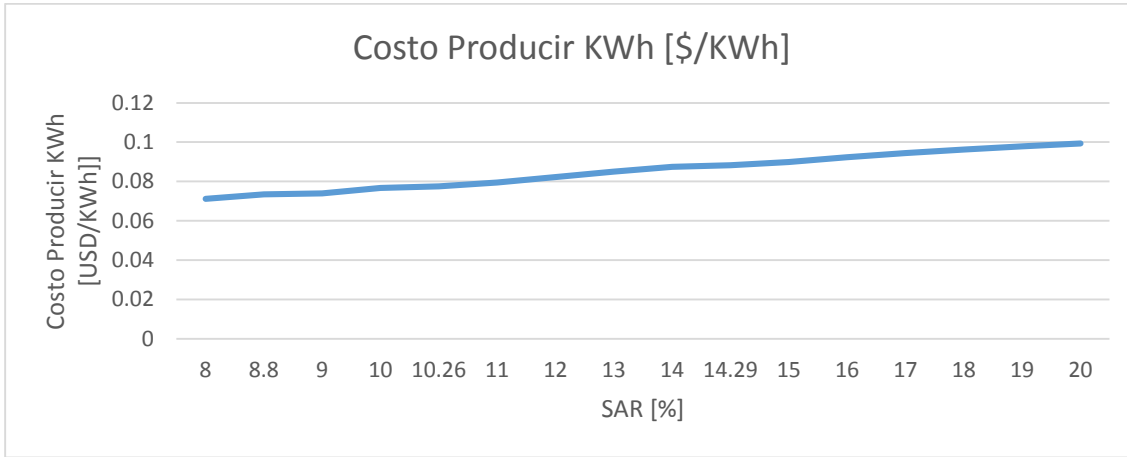


Figura 3-30 Costo de producir un kWh respecto a la relación de inyección de vapor-aire.

- *Ciclo Stig e IAC*

Para la planta de potencia eléctrica con ciclo *Stig* y IAC se muestra la exergía total, los costos totales y los costos por unidad de exergía en la Tabla 3.25. Los costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico del ciclo *Stig* con enfriamiento de aire para un SAR=8.88% y una temperatura de 8.8°C a la entrada del compresor en la Tabla 3.26. En el CCoil presenta un alto costo de producto promedio por unidad de exergía de (346.75USD/MJ). Los costos de destrucción de exergía más altos son de 0.288USD/s, 0.216USD/s y 0.143USD/s para los componentes de HRSG, GT y CC respectivamente. Los factores exergoeconómicos más bajos se presentan en el CCoil y HRSG (0.018 y 0.030), lo cual dirige la atención a invertir en estos equipos para reducir los costos de destrucción de exergía. La configuración con ciclo *Stig* (SAR = 8.88%) y enfriamiento de aire ($T = 8.8^{\circ}\text{C}$) los costos de destrucción de exergía son 0.79 USD/s.

Tabla 3.25 Costo total y costo por unidad de exergía para cada corriente para ciclo *Stig* e IAC con SAR=10.26% y 8.8°C de temperatura de aire a la entrada del compresor.

Estado	\dot{E} (MJ/s)	\dot{C} (USD/S)	c (USD/MJ)	Estado	\dot{E} (MJ/s)	\dot{C} (USD/S)	c (USD/MJ)
1	10.20	0	0	21	0.05	0.10	1.897
2	9.69	0.04	0.004	22	3.15	0.07	0.023
3	20.05	0.31	0.015	23	1.82	0.01	0.003
4	73.64	1.47	0.020	24	1.92	0.04	0.019
5	0.00	0.00	0.000	25	1.02	0.02	0.019
6	188.05	2.92	0.016	26	1.68	0.04	0.023
7	62.50	1.05	0.017	27	0.90	0.02	0.019
8	31.69	0.53	0.017	28	1.47	0.03	0.023
9	129.66	0.83	0.006	29	25.731	0	0
10	6.58	0.35	0.053	30	26.677	0	0
11	3.59	0.19	0.053	31	0.87	0.02	0.024

12	6.83	0.37	0.054	32	0.10	0.002	0.024
13	7.20	0.38	0.053	33	0.02	0.003	0.118
14	1.03	0.10	0.100	34	0.10	0	0
15	4.61	0.25	0.054	35	0.77	0.02	0.024
16	0.75	0.08	0.100	36	0.09	0.002	0.024
17	1.81	0.18	0.100	37	0.00	0.002	5.271
18	0.90	0.14	0.157	38	0.00	0	0
19	0.84	0.14	0.165	39	0.33	0.01	0.026
20	0.07	0.10	1.490	40	0.16	0.02	0.114

Para el sistema de potencia con turbina a gas e inyección de vapor con IAC el costo para producir un kWh es de 0.06696USD/kWh (SAR=8.88% y T=8.8°C). En la Figura 3-31 se muestra el costo de producir un kWh de la configuración con ciclo Stig e IAC para diferentes niveles de SAR y temperaturas de aire a la entrada del compresor par aun rango de 9°C a 25°C. el costo por kWh en promedio aumenta un 0.01% al disminuir un grado centígrado la temperatura del aire a la entrada del compresor para los diferentes niveles de SAR.

Tabla 3.26 Costos promedio de fuel por unidad de exergía, los costos promedio de producto por unidad por unidad de exergía, costo de destrucción de exergía, diferencia de costo relativa y factor exergoeconómico para ciclo Stig e IAC con SAR=8.88% y 8.8°C de temperatura de aire a la entrada del compresor.

Componente	c_f (\$/MJ)	c_p (\$/MJ)	\dot{C}_D (\$/s)	\dot{Z}_k (\$/s)	r	f
CCoil	80.82	346.75	0.028	0.0005	3.29	0.018
LPC	17.40	23.35	0.026	0.0359	0.34	0.579
HPC	17.42	19.51	0.040	0.0718	0.12	0.642
CC	6.57	8.62	0.143	0.0718	0.31	0.334
GT	15.24	17.71	0.216	0.0718	0.16	0.249
Gen	17.48	18.60	0.017	0.0359	0.06	0.682
HRSRG	15.30	41.28	0.288	0.0088	1.70	0.030
FDP	17.88	23.03	0.0002	0.0001	0.29	0.368
MUP	17.88	29.03	0.000	0.0001	0.62	0.613
CT	15.75	30.25	0.006	0.0044	0.92	0.429
Pcond	23.24	30.59	0.0003	0.0001	0.32	0.236
CCh1	23.25	29.07	0.003	0.0003	0.25	0.084
CondCH1	29.06	34.98	0.003	0.0003	0.20	0.097
TVCH1	29.11	141.66	0.002	0.0001	3.87	0.051
EvapCH1	68.93	146.24	0.004	0.0003	1.12	0.059
CCH2	23.24	29.04	0.003	0.0003	0.25	0.084
CondCH2	29.05	35.09	0.002	0.0003	0.21	0.108
TVCH2	29.04	6311.99	0.002	0.0001	216.33	0.047
EvapCH2	157.06	6553.26	0.007	0.0003	40.72	0.036
Pevap	23.26	30.96	0.0004	0.0001	0.33	0.225

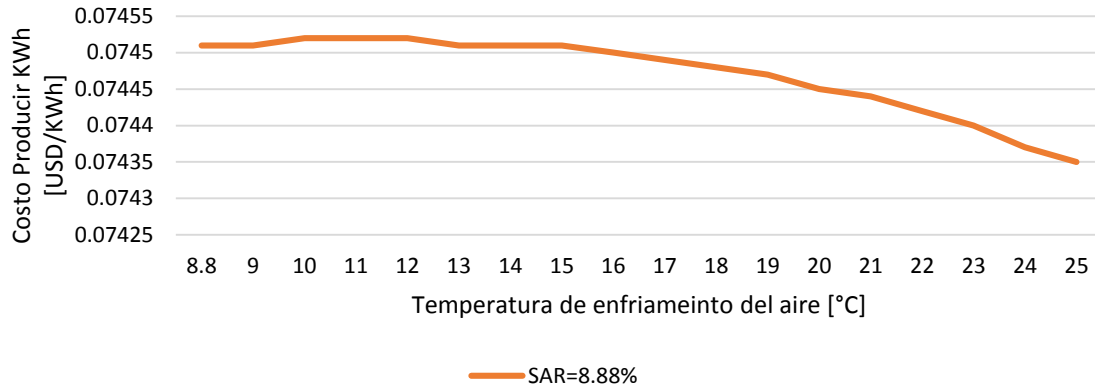


Figura 3-31 Costo de producción de energía eléctrica en kWh respecto al SAR y la temperatura del aire a la entrada del compresor.

3.6 Resultados análisis económico

Se presenta el análisis económico realizado sobre la central térmica con turbina a gas ciclo simple comparado con y sin las configuraciones de mejora implementadas en el sistema de generación de potencia eléctrica (TG, TGIAC, ciclo *Stig*, ciclo *Stig* con IAC). Los indicadores económicos utilizados son la energía eléctrica producida anualmente (Ecuación 2-77), ingresos netos (Ecuación 2-78), ganancia final (Ecuación 2-79) y periodo de recuperación (Ecuación 2-80), los cuales se calculan la planta de potencia con turbina a gas sin configuración de mejora y los resultados se muestran en la Tabla 3-27.

Tabla 3-27 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, ganancia final y periodo de recuperación para la TG a 32°C y 80% HR.

Energía eléctrica [kWh/Año]	Ingresos netos [USD]	Ganancia Final [USD]	Periodo de recuperación [años]
7,9980,000	6,512,000	2,561,000	7.6

- Turbina a gas e IAC

En la Tabla 3-28 se muestran los indicadores económicos para el sistema de generación de potencia eléctrica con enfriamiento de aire para diferentes temperaturas a la entrada del compresor. De los resultados económicos de la planta de potencia con enfriamiento de aire a la entrada del compresor se puede destacar que para una temperatura de enfriamiento de aire menor a 10°C el periodo de recuperación es de 7 años, el cual es inferior al periodo de recuperación para la central termoeléctrica con turbina a gas simple. Se observa que ganancial al final de la vida útil del sistema de potencia para la configuración con IAC, es superior a 30 millones de dólares si el aire a la entrada del compresor se enfría a temperaturas de inferiores a 18°C.

Tabla 3-28 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, rentabilidad y periodo de recuperación para el TGIAC.

Temperatura [°C]	Energía eléctrica [kWh/Año]	Ingresos netos [USD]	Ganancia Final [USD]	Periodo de recuperación [años]
8.8	87,900,000.00	644,911.00	31,450,000.00	7.0
9	87,820,000.00	638,484.00	31,410,000.00	7.0
10	87,430,000.00	606,557.00	31,240,000.00	7.0
11	87,040,000.00	574,998.00	31,070,000.00	7.1
12	86,660,000.00	543,814.00	30,910,000.00	7.1
13	86,280,000.00	513,012.00	30,740,000.00	7.2
14	85,900,000.00	482,599.00	30,580,000.00	7.2
15	85,530,000.00	452,582.00	30,420,000.00	7.2
16	85,170,000.00	422,969.00	30,270,000.00	7.3
17	84,810,000.00	393,769.00	30,110,000.00	7.3
18	84,460,000.00	364,992.00	29,960,000.00	7.3
19	84,110,000.00	336,647.00	29,810,000.00	7.4
20	83,770,000.00	308,746.00	29,670,000.00	7.4
21	83,430,000.00	281,301.00	29,530,000.00	7.5
22	83,100,000.00	254,324.00	29,390,000.00	7.5
23	82,770,000.00	227,831.00	29,250,000.00	7.5
24	82,460,000.00	201,834.00	29,120,000.00	7.6
25	82,140,000.00	176,352.00	28,990,000.00	7.6

- *Ciclo Stig*

La evaluación económica de la central termoeléctrica con inyección de vapor se resume en la Tabla 3-29, donde se resalta una mayor ganancia final a bajos niveles de SAR y los periodos de recuperación son superior a 10 años. Pero la generación de energía eléctrica se aumenta en al menos 16 veces por año en comparación con el ciclo simple.

Tabla 3-29 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, rentabilidad y periodo de recuperación para el ciclo Stig.

SAR [%]	Energía eléctrica [kWh/Año]	Ingresos netos [USD]	Ganancia Final [USD]	Periodo de recuperación [años]
8	116,700,000	2,990,000	21,410,000	10.4
8.88	117,500,000	3,056,000	19,730,000	11.2
9	117,700,000	3,073,000	19,310,000	11.5
10	118,700,000	3,157,000	17,230,000	12.9
10.26	119,000,000	3,178,000	16,690,000	13.3
11	119,800,000	3,241,000	15,170,000	14.6
12	120,800,000	3,326,000	13,170,000	16.8
13	121,900,000	3,411,000	11,250,000	19.7

14	122,900,000	3,498,000	9,440,000	23.5
14.29	123,200,000	3,523,000	8,942,000	24.8
15	124,000,000	3,584,000	7,780,000	28.5
16	125,100,000	3,671,000	6,300,000	35.2
17	126,100,000	3,759,000	5,039,000	44.0
18	127,200,000	3,848,000	4,031,000	55.0
19	128,300,000	3,936,000	3,312,000	66.9
20	129,400,000	4,026,000	2,918,000	75.9

- *Ciclo Stig e IAC*

Los indicadores económicos de la planta de potencia con inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor se muestran en la Tabla 3-30, de la cual se destaca el aumento de la producción de energía eléctrica en 3,300,000 kWh/Año al reducir la temperatura de enfriamiento de aire de 15°C a 8°C, el periodo para la configuración de ciclo StigIAC es de 12 años .

Tabla 3-30 Producción de energía eléctrica, ingresos netos, rentabilidad y periodo de recuperación para el ciclo Stig con IAC para SAR=8.8%.

Temperatura [°C]	Energía eléctrica [kWh/Año]	Ingresos netos [USD]	Ganancia Final [USD]	Periodo de recuperación [años]
8.8	126,200,000	3,766,000	20,130,000	11.3
9	126,100,000	3,757,000	20,110,000	11.3
10	125,600,000	3,712,000	20,010,000	11.3
11	125,000,000	3,668,000	19,910,000	11.4
12	124,500,000	3,625,000	19,810,000	11.5
13	124,000,000	3,582,000	19,720,000	11.5
14	123,400,000	3,539,000	19,630,000	11.6
15	122,900,000	3,497,000	19,550,000	11.6
16	122,400,000	3,456,000	19,460,000	11.7
17	121,900,000	3,416,000	19,380,000	11.7
18	121,400,000	3,375,000	19,310,000	11.8
19	120,900,000	3,336,000	19,230,000	11.8
20	120,500,000	3,297,000	19,160,000	11.8
21	120,000,000	3,259,000	19,100,000	11.9
22	119,500,000	3,221,000	19,040,000	11.9
23	119,100,000	3,184,000	18,980,000	12.0
24	118,600,000	3,148,000	18,930,000	12.0
25	118,200,000	3,113,000	18,880,000	12.0

3.7 Selección del rango óptimo de enfriamiento de aire a la entrada del compresor una planta de potencia eléctrica con turbina a gas y ciclo *Stig*

Para determinar el rango óptimo de enfriamiento de la temperatura del aire en la entrada del compresor en una planta de potencia eléctrica con turbinas a gas e inyección de vapor para una relación de inyección de vapor-aire de 10.26%, se utilizaron los indicadores del análisis energético, exergético, termoeconómico y económico los cuales se resumen en la Tabla 3-31 de donde se concluye que para los obtener los mejores indicadores rango óptimo de enfriamiento del aire es de 11° a 8°C, puesto se obtiene los mejores indicadores entre los siguiente $PGR > 55\%$; $TEC > 8.5\%$; $\dot{E}_P > 46MW$; $\dot{E}_D < 62MW$, $\varepsilon > 36\%$; $c_P < 0.067 \frac{USD}{KWh}$, $\dot{C}_{Enfriamiento} < 4.0 \times 10^{-6} \frac{USD}{KJ}$; $Ganancia\ final > 20\ millones\ USD$ $n_{RI} < 11.5$ años. Además se observa que la Figura 3-32 relaciona el costo promedio por unidad de exergía (\dot{C}_P/\dot{E}_P) con la temperatura de enfriamiento del aire a la entrada del compresor donde se obtiene el modelo matemático del cual se lograr calcular el costo de producir un kWh de potencia eléctrica a partir de la temperatura de enfriamiento del aire $\frac{\$}{Kwh} = -7 \times 10^{-7}T^2 - 2 \times 10^{-5}T + 0.0668$.

Tabla 3-31 Indicadores del análisis energético, exergético, termoeconómico y económico la selección del rango óptimo de la temperatura de enfriamiento de aire a la entrada del compresor.

Temp. [°C]	PGR [%]	TEC [%]	\dot{E}_P [MW]	\dot{E}_D [MW]	ε [%]	Costo Producir kW [USD/kw]	Costo de enfriamiento [USD/kw]	Ganancia Final [USD]	Periodo de recuperación [años]
1	9.4	63.5	48632.0	63784.0	36.4	0.06685	0.047	2.10E+07	10.8
2	9.4	62.7	48413.0	63507.0	36.4	0.06687	0.046	2.09E+07	10.86
3	9.3	62.0	48196.0	63231.0	36.4	0.06688	0.044	2.08E+07	10.92
4	9.2	61.2	47967.0	62964.0	36.3	0.06690	0.043	2.06E+07	10.99
5	9.1	60.5	47752.0	62692.0	36.3	0.06691	0.042	2.05E+07	11.05
6	9.0	59.8	47539.0	62422.0	36.3	0.06693	0.041	2.04E+07	11.11
7	8.9	59.1	47329.0	62153.0	36.3	0.06694	0.040	2.03E+07	11.16
8	8.9	58.4	47121.0	61886.0	36.2	0.06695	0.039	2.02E+07	11.22
9	8.8	57.7	46916.0	61620.0	36.2	0.06696	0.037	2.01E+07	11.28
10	8.7	57.0	46712.0	61355.0	36.2	0.06697	0.036	2.00E+07	11.34
11	8.7	56.3	46511.0	61092.0	36.2	0.06698	0.035	1.99E+07	11.39
12	8.6	55.7	46313.0	60829.0	36.2	0.06698	0.033	1.98E+07	11.45
13	8.5	55.0	46116.0	60568.0	36.1	0.06699	0.032	1.97E+07	11.5
14	8.5	54.4	45923.0	60307.0	36.1	0.06700	0.031	1.96E+07	11.55
15	8.4	53.7	45732.0	60047.0	36.1	0.06700	0.029	1.96E+07	11.6
16	8.4	53.1	45543.0	59788.0	36.1	0.06700	0.028	1.95E+07	11.65
17	8.4	52.5	45357.0	59529.0	36.1	0.06700	0.026	1.94E+07	11.7

18	8.3	51.8	45174.0	59271.0	36.1	0.06700	0.024	1.93E+07	11.75
19	8.3	51.2	44994.0	59013.0	36.1	0.06700	0.023	1.92E+07	11.79
20	8.3	50.6	44816.0	58755.0	36.0	0.06699	0.021	1.92E+07	11.83
21	8.3	50.0	44642.0	58497.0	36.0	0.06699	0.019	1.91E+07	11.87
22	8.3	49.5	44470.0	58239.0	36.0	0.06698	0.017	1.90E+07	11.91
23	8.3	48.9	44301.0	57981.0	36.0	0.06696	0.016	1.90E+07	11.95
24	8.3	48.3	44136.0	57722.0	36.0	0.06695	0.014	1.89E+07	11.98
25	8.3	47.8	43974.0	57462.0	36.0	0.06693	0.012	1.89E+07	12.01
26	9.4	63.5	48632.0	63784.0	36.4	0.06685	0.047	2.10E+07	10.8
27	9.4	62.7	48413.0	63507.0	36.4	0.06687	0.046	2.09E+07	10.86
28	9.3	62.0	48196.0	63231.0	36.4	0.06688	0.044	2.08E+07	10.92
29	9.2	61.2	47967.0	62964.0	36.3	0.06690	0.043	2.06E+07	10.99
30	9.1	60.5	47752.0	62692.0	36.3	0.06691	0.042	2.05E+07	11.05

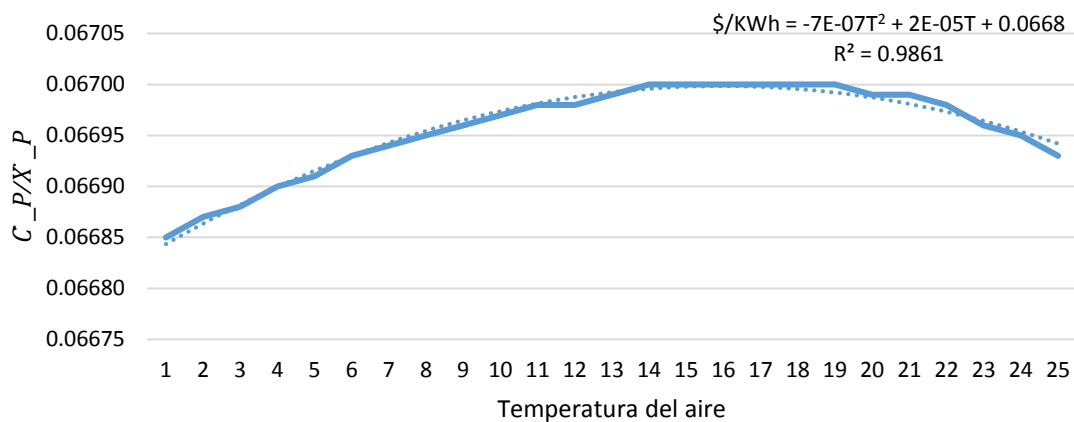


Figura 3-32 Costo producto promedio por unidad de exergía vs temperatura del aire a la entrada del compresor.

CONCLUSIONES

- *Conclusión del estado del arte*

1. La combinación de análisis energéticos, exergéticos convencional y exergéticos avanzados permiten conocer ampliamente el desempeño de los sistemas térmicos, como lo evidencia la bibliografía científica.

2. Estudios realizados en sistemas de transformación y uso de la energía, sistemas de generación de potencia y sistemas de enfriamiento de aire han demostrado las ventajas y la utilidad de las metodologías de evaluación basadas en la primera y segunda ley de la termodinámica.

- *Conclusiones de los resultados.*

1. El sistema de potencia con turbina a gas LM5000 de GE al operar en ciclo simple, en las condiciones atmosféricas Cartagena de Indias produce 29.753MW de potencia eléctrica con una eficiencia térmica de 34.92%, destruye 23.715MW de exergía a una eficiencia exergética de 33.28% y genera energía eléctrica a un costo de producción por kWh de 0.009378USD.

2. La potencia eléctrica, eficiencia térmica, destrucción de exergía, eficiencia exergética aumenta en 9.9%, 0.9%, 17.2%, 3.6% y 0.4% respectivamente, y el costo por kWh se reduce en 0.9% al operar en ciclo simple y enfriar el aire hasta 8.8°C.

3. Al operar sin enfriamiento de aire y ciclo Stig con $SAR=8.88\%$, la potencia eléctrica es 43.41MW, la eficiencia térmica es 38.21%, la destrucción de exergía es 55.85MW, la eficiencia exergética 35.7% y el costo de producir un kWh es 0.06619 USD.

4. Al implementar la configuración de enfriamiento de aire (8.8°C) e inyección de vapor ($SAR=8.88\%$) al sistema de potencia con turbina a gas produce aumentos en la potencia eléctrica, eficiencia térmica, destrucción de exergía, eficiencia exergética y el costo de producir un kWh de 17.17MW, 3.05 puntos porcentuales, 37.85MW, 2.91 puntos porcentuales y 0.01755 USD/kWh respectivamente.

5. La exergía destruida exógena para la configuración de turbina a gas con inyección de vapor y sin enfriamiento es del 51.6% lo que indica que la exergía se destruye principalmente por la interacción entre los componentes sistema y no por las irreversibilidades propias de los mismos. La destrucción de exergía inevitable para esta configuración es de 56.5MW que representa un 89.5% de la destrucción de exergía total.

6. Para configuración con enfriamiento de aire e inyección de vapor la exergía destruida endógena es 66.4% de la exergía destruida total lo que indica que la exergía se destruye principalmente por las irreversibilidades propias de los mismos y no por la interacción entre los componentes sistema. para esta configuración el 16.1% de la exergía destruida total es evitable.

7. Las ineficiencias de origen exógenas se ven incrementadas por la inyección de vapor, mientras que al enfriar el aire se incrementa la destrucción de exergía evitable, lo que permite un mayor potencial de mejora al optimizar los parámetros de funcionamiento de los componentes del sistema.
8. Para la configuración con inyección de vapor de $SAR=8.88\%$ y enfriamiento de aire a la entrada del compresor el rango óptimo de enfriamiento de aire es de 11°C a 8°C . Cuya inversión contaría con un periodo de recuperación de 12 años.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ECOPETROL, «Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano,» 2017.
- [2] UPME, «Proyeccion de precios de los energeticos para generacion electrica,» 2015.
- [3] N. Farouk, L. Sheng y Q. Hayat, «Effeect of Ambient temperature on the performance of Gas Turbines Power Plant,» *IJCSI International Journal of Computer Science Issues*, vol. 10, nº 3, pp. 439 - 442, 2013.
- [4] E. Kakaras, «Inlet air cooling methods for gas turbine power plants,» *ASME*, vol. 128, pp. 312- 317, 2006.
- [5] M. Chaker y C. B. Meher-Homji, «Evaporative Cooling of Gas Turbine Engines,» *Journal of Enginerring for Gas turbines and Power*, vol. 135, 2013.
- [6] S. Sanaye y M. Tahani, «Analysis of Gas Turbine Operating Parameters with Inlet Fooging and Wet Compression Processes,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, pp. 234-244, 2010.
- [7] F. Elwekell y A. Abdala, «Effect of mist cooling technique on exergy and energy analysis od steam injected gas turbine cycle,» *Applied Thermal Engineering*, 2016.
- [8] F. Rueda Martínez, A. Rueda Martínez, M. Toledo Velázquez, P. Quinto Diez, G. Tolentino Eslava y J. Abugaber Francis, «Evaluation of the Gas Turbine Inlet Temperature with Relation to the Excess Air,» *Energy and Power engineering*, pp. 517 - 524, 2011.
- [9] J. Błachnio y W. I. Pawlak, «Damageability of Gas Turbine Blades – Evaluation of Exhaust Gas Temperature in Front of the Turbine Using a Non-Linear Observer,» *Advances in Gas Turbine Technology*, pp. 436 - 464, 2011.
- [10] A. Kumar Tiwari, M. Muzaffarul Hasan y M. Islam, «EFFECT OF AMBIENT TEMPERATURE ON THE PERFORMANCE OF A COMBINED CYCLE POWER PLANT,» *Transactions of the canadian Society for Mechanicla Eneginering*, pp. 1177 - 1188, 2013.
- [11] A. Marzouk y A. Hanafi, «Thermo-Economic Analysis of Inlet Air Cooling In Gas Turbine Plants,» *power Technologies*, pp. 90-99, 2013.

- [12 M. Chaker y C. B. Meher-Homji, «Selection of Climatic Design Points for Gas Turbine Power Augmentation,» *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, vol. 134, p. 14, 2012.
- [13 EAI, «Independent Statistics Analysis U.S. Energy Information Administration,» 5 Enero 2017. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. [Último acceso: 25 Febrero 2017].
- [14 A. Gonzalez-Dias, A. M. Alcaraz-Calderón, M. González-Días, Á. Mendez-Aranda, M. Lucquiaud y J. M. González-Santalo, «Effect of the ambient conditions on gas turbine combined cycle power plant with post-combustion CO2 capture,» *Energy*, 2017.
- [15 A. De Sa y S. Al Zubaidy, «Gas turbine performance at varying ambient temperature,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 31, pp. 2735-2739, 2011.
- [16 A. Mohapatra, Sanjay y L. Prasad, «Parametric Analysis of Cooled Gas Turbine Cycle with Evaporative Inlet Air Cooling,» *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 3, pp. 1-8, 2012.
- [17 M. Basha, S. Shaahid y L. Al-Hadhrami, «Role of Cooling Techniques and Fuels in Enhancing Power and Efficiency of Gas Turbine Plants,» *IEEE*, 2012.
- [18 G. Comodi, M. Renzi, F. Caresana y L. Pelagalli, «Enhancing Micro Gas Turbine Performance In Hot Climates Through Inlet Air Cooling Vapour Compression Technique,» *Applied Energy*, vol. 147, pp. 40-48, 2015.
- [19 A. K. Mohapatra y Sanjay, «Comparative Analysis of Inlet Air Cooling Techniques Integrated to Cooled Gas Turbine Plant,» *Journal of the Energy Institute*, vol. XXX, pp. 1-15, 2014.
- [20 A. P. Santos y C. R. Andrade, «Analysis of Gas Turbine Performance with Inlet Air Cooling Techniques Applied to Brazilian Sites,» *Journal of Aerospace Technology and Management*, pp. 341- 353, 2012.
- [21 R. Espanami, S. Ebrahimi y H. Ziaeimoghadam, «Efficiency Improvement Methods of gas turbine,» *Energy and Environmental Engineering*, pp. 36-54, 2013.
- [22 Z. Aminov, N. Nakagoshi, T. Dang Xuan, O. Higashi y K. Alikulov, «Evaluation of the energy efficiency of combined cycle gas turbine. Case study Tashkent thermal power plant, Uzbekistan,» *Applied Thermal Engineering*, 2016.

- [23 R. Xue, C. Hu, V. Sethi, T. Nikolaidis y P. Pilidis, «Effect of steam addition on gas turbine combustor design and performance,» *Applied Thermal Engineering*, 2016.
- [24 A. Wadhah, «Influence of Steam Injection on the Performance of Combined Cycle Power Plant,» *Journal of Engineering And Applied Sciences*, vol. 6, pp. 290-396, 2011.
- [25 F. Wang y J. Chiou, «Integration of Steam Injection and Inlet Air cooling for a gas turbine generation System,» *Energy Conversion & Management*, vol. 45, pp. 15-26, 2004.
- [26 A. Shukla y O. Singh, «Performance Evaluation of Steam Injected Gas Turbine Based Power Plant With Inlet Evaporative Cooling,» *Applied Thermal Engineering*, 2016.
- [27 I. Dincer y M. Rosen, *Exergy: energy, environment, and sustainable development*, segunda ed., Oxford: ELSEVIER, 2013.
- [28 G. Tsatsaronis, «Exergoeconomics: Is It Only a New Name?,» *Chem. Eng. Technol.*, vol. 19, pp. 163-169, (1996).
- [29 G. Tsatsaronis, «Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems,» *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 19, nº 3, pp. 227-257, (1993).
- [30 J. Fajardo , C. Liliana, S. Bienvenido y B. Deibys, «THERMOECONOMIC ANALYSIS OF WHEAT FLOUR AGROINDUSTRIAL PLANT,» de *Proceedings of the 15th International Mechanical Engineering Congress and Exposition*, Texas, Houston, 2015.
- [31 V. S. R. y S. T. S. Kaushik, «Energy and exergy analyses of thermal power plants: A review Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, pp. 1857-1872, 2011.,» vol. 15, pp. 1857-1872, 2011.
- [32 Y. D. y L. G. J. Wang, ««Exergy analyses and parametric optimizations for different cogeneration power plants in cement industry,» *Applied Energy*, vol. 86, pp. 941-948, 2009.
- [33 P. S. y L. Itard, «An exergy applications for an analys of buildings and HVAC systems,» *Energy and Buildings*, vol. 42, nº 1, pp. 90-99, 2010.
- [34 S. Agarwal, S. Kachhwaha y R. Mishra, «Performance Improvement of a Regenerative Gas Turbine Cycle Through Integrated Inlet Air Evaporative

Cooling and Steam Injection,» *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 2, pp. 254-363, 2012.

- [35 H. Athari, S. Soltani, M. Rosen, S. Mohammad y T. Morosuk, «Comparative
] Exergoeconomic Analyses of Gas Turbine Steam Injection Cycles with and
without Fogging Inlet Cooling,» *Sustainability*, vol. 7, pp. 12236-12257, 2015.
- [36 H. Athari, S. Soltani, M. Rosen, S. Mohmoudi y T. Morosuk, «Gas turbine stema
] injection and combined power cycles using fog inlet cooling and biomass fuel:
A Thermodynamic assessment,» *Renewable Energy*, pp. 95 - 103, 2016.
- [37 H. Athari, S. Soltani, M. Rosen, M. Kordoghli y T. Morosuk, «Exergoeconomic
] study of gas turbine steam injection and combined power cycles using fog inlet
cooling and biomass fuel,» *Renewable Energy*, pp. 715 - 726, 2016.
- [38 R. Karaali y I. . T. Ozturk, «Thermoeconomic optimization of gas turbine
] cogeneration plants,» *Energy*, pp. 474-485, 2015.
- [39 J. Xiong, H. Zhao, C. Zhang, C. Zheng y P. B. Luh, «Thermoeconomic operation
] optimization of a coal-fired power plant,» *Energy*, pp. 486-496, 2012.
- [40 G. Tsatsaronis, S. Kelly y T. Morosuk, «Endogenous and exogenous
] destruction in thermal systems,» de *ASME International Mechanical
Engineering Congress and Exposition*, Chicago, USA, 2006.
- [41 S. Kelly, G. Tsatsaronis y T. Morosuk, «Advanced exergetic analysis:
] Approaches for splitting the exergy destruction into endogenous and
exogenous parts,» *Energy*, vol. 34, 2009.
- [42 S. K. y. T. M. G. Tsatsaronis, « «Endogenous and exogenous destruction in
] thermal systems,»,» *ASME International Mechanical Engineering Congress
and Exposition*, 2016.
- [43 G. T. y. M.-H. Park, ««On avoidable and unavoidable exergy destructions and
] investment costs in thermal systems,»,» *Energy Conversion and Management*,
nº 43, p. 1259–1270, 2002.
- [44 T. M. y. G. Tsatsaronis, «Advanced Exergy Analysis for Chemically Reacting
] Systems – Application to a Simple Open Gas-Turbine System *International
Journal of Thermodynamics*,» *International Journal of Thermodynamics*, vol. 12,
nº 3, pp. 105-111, 2009.
- [45 G. T. y. T. Morosuk, «Advanced exergetic analysis of a novel system for
] generating electricity and vaporizing liquefied natural gas,» *Energy*, vol. 35, pp.
820-829, 2010.

- [46 L. Wang, Y. Yang, T. Morosuk y G. Tsatsaronis, «Advanced Thermodynamic Analysis and Evaluation of a Supercritical Power Plant,» *Energies*, vol. 5, pp. 1850-1863, 2012.
- [47 S. Soltani, M. Yari, S. Mahmoudi, T. Morosuk y M. Rosen, «Advanced exergy analysis applied to an externally-fired combined-cycle power plant integrated with a biomass gasification unit,» *Energy*, vol. 59, pp. 775-780, 2013.
- [48 A. Keçebas, y H. Gökgedik, «Thermodynamic evaluation of a geothermal power plant for advanced exergy analysis,» *Energy*, pp. 1-10, (2015).
- [49 G. D. Vuckovic, M. M. Stojiljkovic y M. V. Vukic, «First and second level of exergy destruction splitting in advanced exergy analysis for an existing boiler,» *Energy Conversion and Management*, 2015.
- [50 F. Boyaghchi y H. Molaie, «Advance exergy and environmental analyses and multi objective optimization of a real combined cycle power plant with supplementary firing using evolutionary algorithm,» *Energy*, pp. 2267 - 2279, 2015.
- [51 S. Anvari, R. Saray y K. Bahlouli, «Conventional and advanced exergetic and exergoeconomic analyses applied to a tri-generation cycle for heat, cold and power production,» *Energy*, vol. 91, pp. 925-939, (2015).
- [52 CIOH Oceanografía Operacional, «Climatología Del Caribe,» [En línea]. Available: <https://www.cioh.org.co/meteorologia/Climatologia/ResumenCartagena4.php>. [Último acceso: 10 10 2017].
- [53 W. L. Prado Mazariegos, «Programa de mantenimiento y seguridad industrial para turbina aeorederivativa steward & stevenson GE LM500, de planta feneradora Las Palmas Duke Energy Guatemala,» Universidad de San Carlos de Guatemala, Ciudad de Guatemala, 2009.
- [54 F-Chart Software, *EES "Engineering Equation Solver"*, Wisconsin, 2018.
- [55 A. Bejan, G. Tsatsaronis y M. Moran, *Thermal Desing and Optimazation*, New York: John Wiley & Sons, 1996.
- [56 Y. A. Cengel y M. A. Boles, *Termodinamica*, Mc Graw Hill, 2003.
- [57 S. Turn, *An Introduction to combustion: Concepts and Applications*, Singapore: McGraw-Hill, 2000.

- [58 T. A. S. o. M. Engineers, *ASME PTC 22-2005 - Gas Turbine - And American National Standard*, 2005.
- [59 R. K. Jassim, G. M. Zaki y M. M. Alhazmy, «Thermo-Economics analysis of gas turbines power plants with cooled air intake,» *Yanbu Journal of Engineering and Science*, vol. 1, pp. 26 - 42, 2010.
- [60 J. Fajardo, B. Sarria, J. Padron y D. Barreto, «Thermoeconomic Analysis of PVC Production Plant Reactors cooling System,» *Proceesings of the ASME 2017 International Mechanical Engineering Congress and Exposition*, 2017.
- [61 Szargut, «Egzergia. Poradnik obliczania I stosowania, Wydawnictwo Politechniki Shlaskej,» Gliwice, 2007.
- [62 G. Tsatsaronis y M.-H. Park, «On avoidable and unavoidable exergy destructions and investment costs in thermal systems,» *Energy Conversion and Management*, vol. 43, pp. 1259-1270, 2002.
- [63 S. Kelly, *Energy Systems Improvement based on Endogenous and Exogenous Exergy Destruction*, Berlin, 2008.
- [64 Peng FU, Ningling Wang, Ligang Wang, Tatiana Morosuk, Yongping Yang y George Tsatsaronis, «Performance degradation diagnosis of thermal power plants: A method based on advanced exergy analysis,» vol. 130, n° 219 - 229, 2016.
- [65 Ligang Wang , Yongping Yang, T. Morosuk y G. Tsatsaronis, «Advanced Thermodynamic Analysis and Evaluation of a Supercritical Power Plant,» *Energies*, pp. 1850-1863, 2012.
- [66 E. Acikkalp, h. Aras y A. Hepbasil, «Advanced exergy analysis of an electricity-generating facility using natural gas,» *Energy Conversion and Management*, pp. 146-153, 2014.
- [67 T. Morosuk y G. Tsatsaronis, «Advanced exergy evaluation of refrigeration machines usig diferent working fluids,» *Energy*, pp. 2248-2258, 2009.
- [68 P. Kelly, G. Tsatsaronis y T. Morosuk, «Advanced exergetic analysis:Approches for splitting the exergy destruction into endogenous and exogenous parts,» *Energy*, pp. 384 - 391, 2009.
- [69 S. Anvavi, R. Khoshbakhti Saray y K. Bahlouli, «Employing a new optimization strategy based on advanced exergy concept for improvement of a tri-generation system,» *Applied Thermal Engineering*, 2016.

- [70 A. Abusoglu y M. Kanoglu, «Exergetic and thermoeconomic analyses of diesel engine powered,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 29, pp. 234 - 241, 2008.
- [71 «Alibaba,» [En línea]. Available: http://cfaspower.com/GE_Aero_Gensets.html. [Último acceso: 27 07 2018].
- [72 «Alibaba,» [En línea]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/HRSG-Waste-heat-recovery-boiler-by_60539018280.html?spm=a2700.galleryofferlist.normalList.106.52813770A2hAXQ. [Último acceso: 27 09 2018].
- [73 «Alibaba,» [En línea]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/BK22B-100-hp-50-hp-40hp_60765967634.html?spm=a2700.7724838.2017115.1.375c3aeflldTHT. [Último acceso: 27 09 2018].
- [74 Lingtongchiller, [En línea]. Available: <https://lingtongchiller.en.made-in-china.com/product/DKzQguHyhPch/China-Water-Cooled-Screw-Industrial-Chiller.html>. [Último acceso: 27 09 2019].
- [75 «nationalpumpsupply.,» [En línea]. Available: <https://www.nationalpumpsupply.com/1229-taco-ta-series-15-hp-horizontal-split-case-pump-6-x-5/>. [Último acceso: 27 09 2019].
- [76 «Power phase,» [En línea]. Available: <https://powerphase.com/wp-content/uploads/2017/12/Evaluation-of-Gas-Turbine-Performance-Alternatives-for-Indonesia-Power.pdf>. [Último acceso: 27 09 2019].
- [77 «Alibaba,» [En línea]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/China-Industrial-Closed-Circuit-Water-Cooling_60229439845.html?spm=a2700.7724838.2017115.468.65a2124fS2LV7&s=p. [Último acceso: 27 09 2018].
- [78 « Dolar Wiljsonpc,» Creative Commons, [En línea]. Available: <https://dolar.wilkinsonpc.com.co/dolar-historico/dolar-historico-2018.html>. [Último acceso: 27 Septiembre 2018].
- [79 XM, [En línea]. Available: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>. [Último acceso: 27 Septiembre 2018].

I. ANEXOS

Anexos I

Descripción de los equipos que conforman la central termoeléctrica con turbina a gas y ciclo Stig con enfriamiento de aire

El turbo generador de la central termoeléctrica consta de una turbina a gas General Electric LM5000 de dos ejes, una turbina de potencia acoplada aerodinámicamente al turbo generador (Figura I-1) y un generador eléctrico sincrónico marca Brush modelo BDAX 7-290ER acoplado (Figura I-2) y conducido por la turbina de potencia. Las características del turbo generador en la Tabla I.1 Características del turbo generador General Electric LM5000 con Brush BDAX 7-290ER Tabla I.1.



Figura I-1 Turbina a gas General Electric LM5000



Figura I-2 Generador eléctrico Brush BDAX 7-290ER

Tabla I.1 Características del turbo generador General Electric LM5000 con Brush BDAX 7-290ER

Compresores	
LPC	5 Etapas
Relación de compresión LPC	2.5:1
Velocidad LPC	3800 rpm
HPC	14 Etapas
Relación de compresión HPC	12.5:1
Velocidad HPC	10200 rpm
Cámara de combustión	
Tipo	Axial Anular
Boquillas Doble propósito (Vapor y gas natural)	30 Unidad
Turbina a gas	
GT	3 etapas
Relación de expansión	29:1
Velocidad GT-GEN	1600 rpm
Generador Eléctrico	
Velocidad	3600 rpm
Voltaje	18.5 KV
Frecuencia	60 HZ



Figura I-3 Chiller CVHF 1280

Tabla I.2 Características Chiller CVHF 1280

Temperatura de salida del evaporador	40°F
Flujo másico del evaporador	3300 GPM
Pasos del evaporador	2
Tipo de fluido evaporador	Agua
Temperatura de entrada del condensador	89°F
Flujo másico del condensador	2000 GPM
Pasos del condensador	2
Tipo de fluido condensador	agua
Voltaje	4160
Frecuencia	60
Refrigerante	123



Figura I-4 Bomba de agua filtrada para evaporadores

Tabla I.3 Características Bomba de agua filtrada para evaporadores

Serie	YH6474027
Marca	General Electric
Potencia	250 HP
Revoluciones	3575 RPM
Voltaje	460 V
Amperios	268 A
Frecuencia	60 HZ



Figura I-5 Torres de enfriamiento Tower Tech TTM-RF-216-319

Características torres de enfriamiento Tower Tech	
Paquete de torres	6
Ventiladores por torre	4
Motor	GE, 7.5hp, 850 rpm, 230/460v Y , 26.4/13.2A



Figura I-6 Bomba de agua filtrada para condensadores

Tabla I.4 Características Bomba de agua filtrada para evaporadores

Marca	General Electric
Potencia	125 HP
Revoluciones	1800 RPM
Voltaje	480 V
Frecuencia	60 HZ

Datos recopilados de central termoeléctrica con turbina a gas y ciclo Stig con enfriamiento de aire

PARAMETERS	TAG	VALUE	UNITS	TURB. TEMP.	TAG	VALUE	UNITS	T4.4 TEMP	TAG	VALUE	UNITS
Nozzle Steam Inj.	F15271	16.64	Kib/hr	L.O. Supply	TE5128	124	DEGF	T4.4 Sensor #1	TE5843	1379	DEGF
CDP Steam Inj.	F15272	30.45	Kib/hr	Acc. Gearbox Scav.	TE5123	159	DEGF	T4.4 Sensor #2	TE5844	1431	DEGF
LP Steam Injection	F152009	34.73	Kib/hr	Transfer Scav. Oil	TE5124	208	DEGF	T4.4 Sensor #3	TE5845	1422	DEGF
Gas Fuel Flow	F15246	6665	scfm	B-Sump Scav. Oil	TE5125	247	DEGF	T4.4 Sensor #4	TE5846	1355	DEGF
Generator MW	DWATT	44.61	MW	C-Sump Scav. Oil	TE5126	234	DEGF	T4.4 Sensor #5	TE5847	1417	DEGF
Generator MWARS	DVAR	9.34	MVAR	C-Sump At (C-2)	TE5127	221	DEGF	T4.4 Sensor #6	TE5848	1429	DEGF
Power Factor	DPF	0.98	PF	Gas Fuel Supply	TE5232	184	DEGF	T4.4 Sensor #7	TE5849	1371	DEGF
XN2.5 HPC	TNH_RPM	10109	RPM	Enclosure Temp. #A	TE5401	120	DEGF	T4.4 Sensor #8	TE5850	1447	DEGF
T4.4 Turbine Temp.	TTXM	1418	DEGF	Enclosure Temp. #B	TE5454	83	DEGF	T4.4 Sensor #9	TE5851	1415	DEGF
XNPT Power Turbine	TNL_RPM	3598	RPM	Inlet Air Temp #A	TE5821	59	DEGF	T4.4 Sensor #10	TE5852	1449	DEGF
XN2 LPC	TNL_RPM	3799	RPM	Inlet Air Temp #B	TE5858	58	DEGF	T4.4 Sensor #11	TE5853	1459	DEGF
LPC aft vibrations	L39VS2	0.08	in/sec	T4.4 Turb. Temp.	T4.4	1418	DEGF	T4.4 Spread		104	DEGF
LPC fwd vibrations	L39VS1	0.10	in/sec	T2.5 HPC Inlet	TE6937	240	DEGF				
HPC aft vibrations	L39VS3	0.20	in/sec	T3 HPC Discharge	TE5838	999	DEGF				
HPC fwd vibrations	L39VS4	0.32	in/sec	GENERATOR TEMP							
Gen. Drive End V	L39VS5	1.94	mls	L.O. Supply	TE5025	142	DEGF	NOZZLE STEAM			
Gen. Drive End H	L39VS6	1.31	mls	Drive End Bearing	TE5021	161	DEGF	Supply Temp. (PL B)	TE5268	580	DEGF
Gen. Exciter End V	L39VS7	0.69	mls	Drive End Bearing Drain	TE5036	162	DEGF	Manifold Temp. (PL G)	TE5279	572	DEGF
Gen. Exciter End H	L39VS8	0.19	mls	Exciter Bearing	TE5023	138	DEGF	Supply Temp. (PL B)	TE5288	573	DEGF
Power Turb #1 Vibr.	L39VS9	0.12	in/sec	Exciter Bearing Drain	TE5035	183	DEGF	Supply Press. (PL B)	PT5290	455	PSIG
Power Turb #2 Vibr.	L39VS10	0.14	in/sec	Stator Phase #A	TE5421	195	DEGF	Supply Press. (PL F)	PT5289	421	PSIG
UNIT PRESSURES				Stator Phase #B	TE5422	189	DEGF	CDP STEAM			
Gas Fuel Supply	PT-5227	582	PSIG	Stator Phase #C	TE5423	191	DEGF	Supply Temp	TE5274	570	DEGF
Gas Fuel Manifold	PT-5228	473	PSIG	Stator Phase #A1	TE5424	187	DEGF	Manifold Temp.	TE5280	559	DEGF
Turbine L.O. Supply	PT-5121	65	PSIG	Stator Phase #B1	TE5425	187	DEGF	Supply Press.	PT5296	459	PSIG
Turbine L.O. Scav.	PT-5122	49	PSIG	Stator Phase #C1	TE5426	189	DEGF	Manifold Press.	PT5282	398	PSIG
PT L.O. Supply	PT-5171	64	PSIG	Exciter Air Outlet	TE5431	139	DEGF	LP STEAM			
PT Scav L.O. Disch	PT-5172	47	PSIG	Generator Air Outlet	TE5430	163	DEGF	LP Steam	TE5207	469	DEGF
Gen. L.O. Supply	PT-5026	30	PSIG	Generator Enclosure	TE5402	101	DEGF	LP Steam	TE52012	479	DEGF
P3 HPC Discharge	PT-5804	407	PSIG					LP Steam	TE52023	473	DEGF
P4 HPC Discharge	PT-5860	83	PSIG					LP Steam	TE52015	480	DEGF
P 4.4 LPT Inlet Total	PT-5859	22	PSIG					LP Steam	TE52028	489	DEGF
P 2.5 HPC Inlet	PT-5859	22	PSIG					LP Steam	PT52021	139	PSIG
POWER TURB. TEMP.									PT52017	95	PSIG
Oil Supply (H)	TE5179	121	DEGF								
Ant Sump Scav. Oil (H)	TE5175	232	DEGF								
Fwd Sump Scav. Oil (H)	HHE5174	199	DEGF								

Figura I-7 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (1).

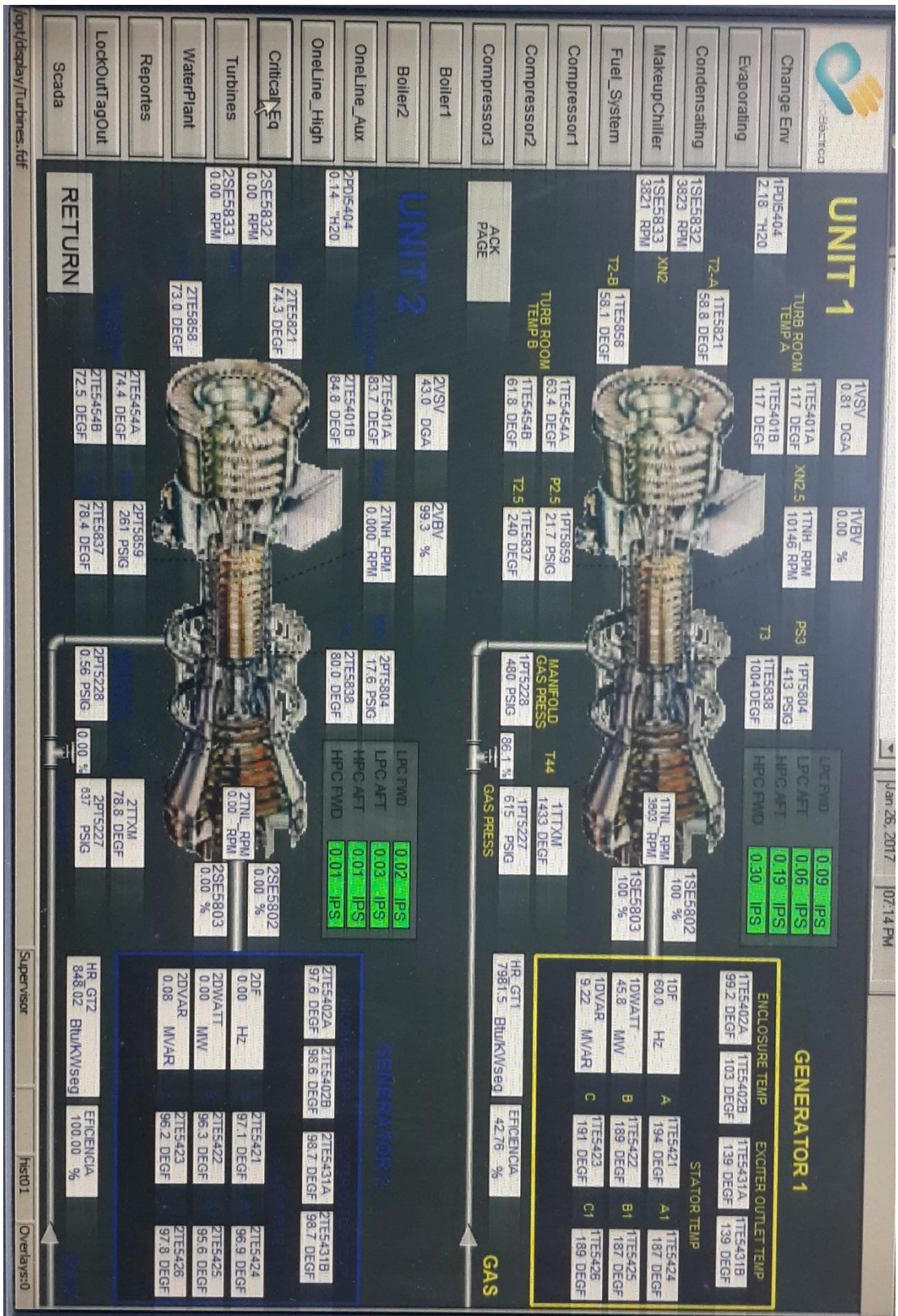


Figura I-8 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (2).

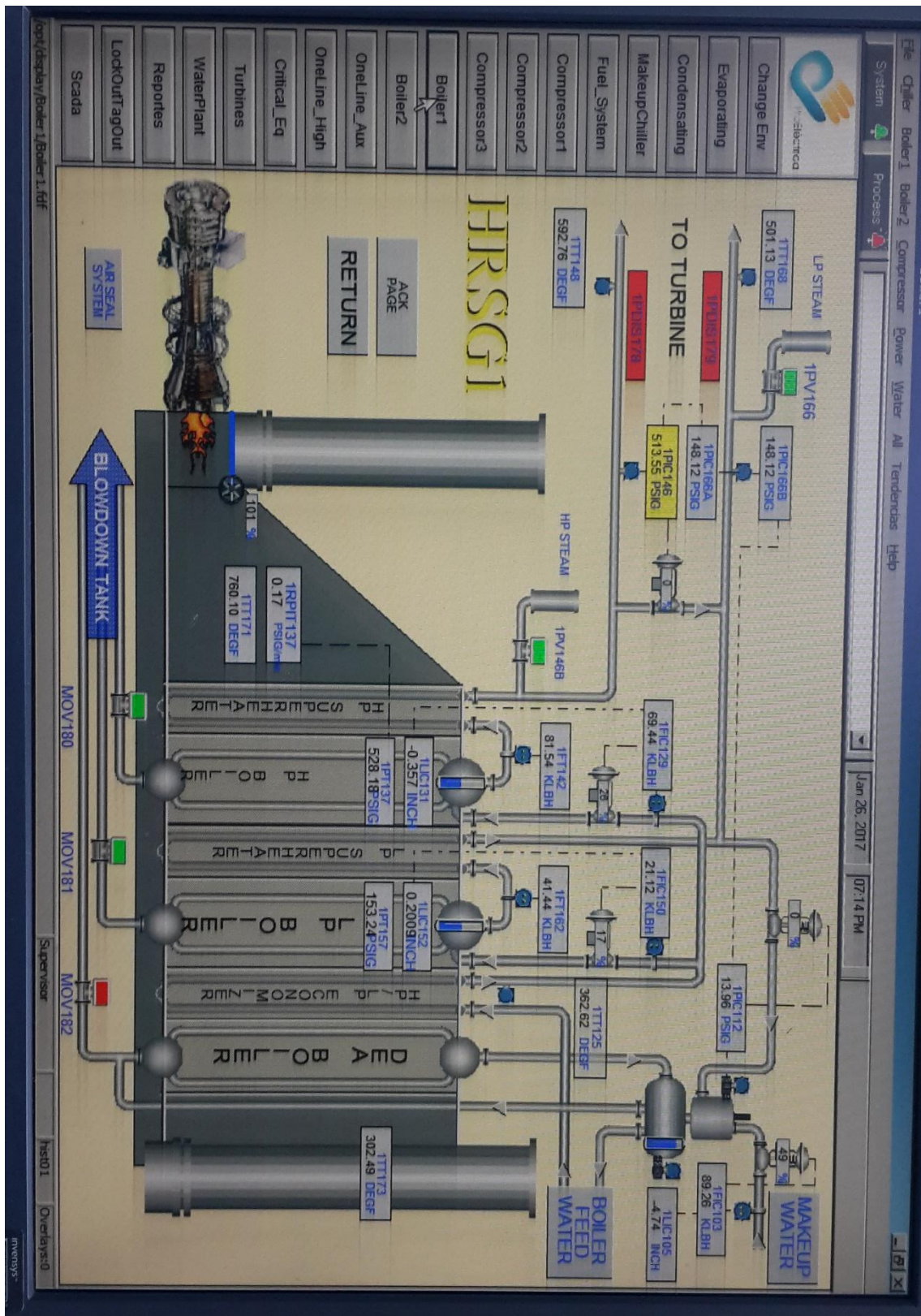


Figura I-9 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (3).

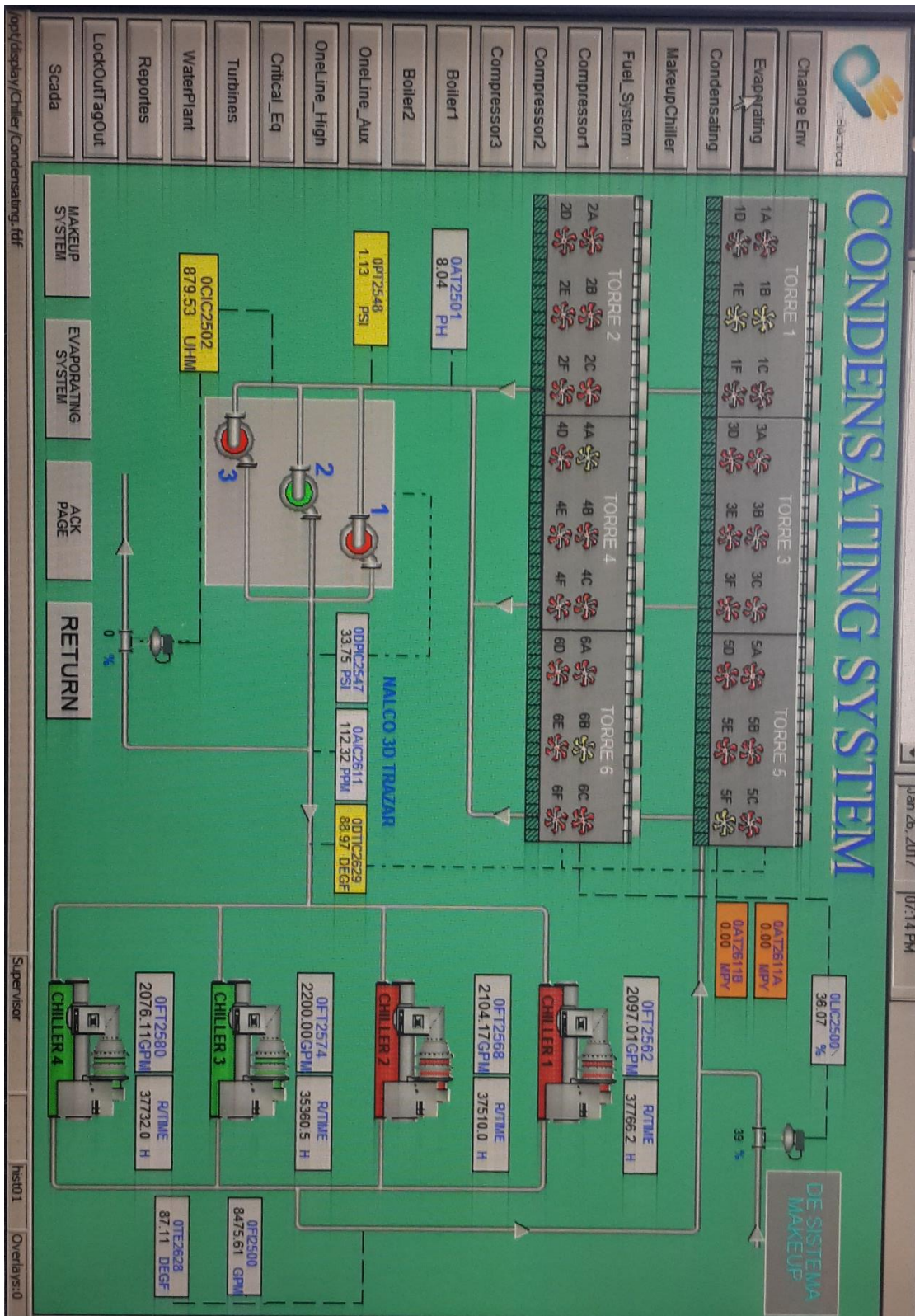


Figura I-10 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (4).

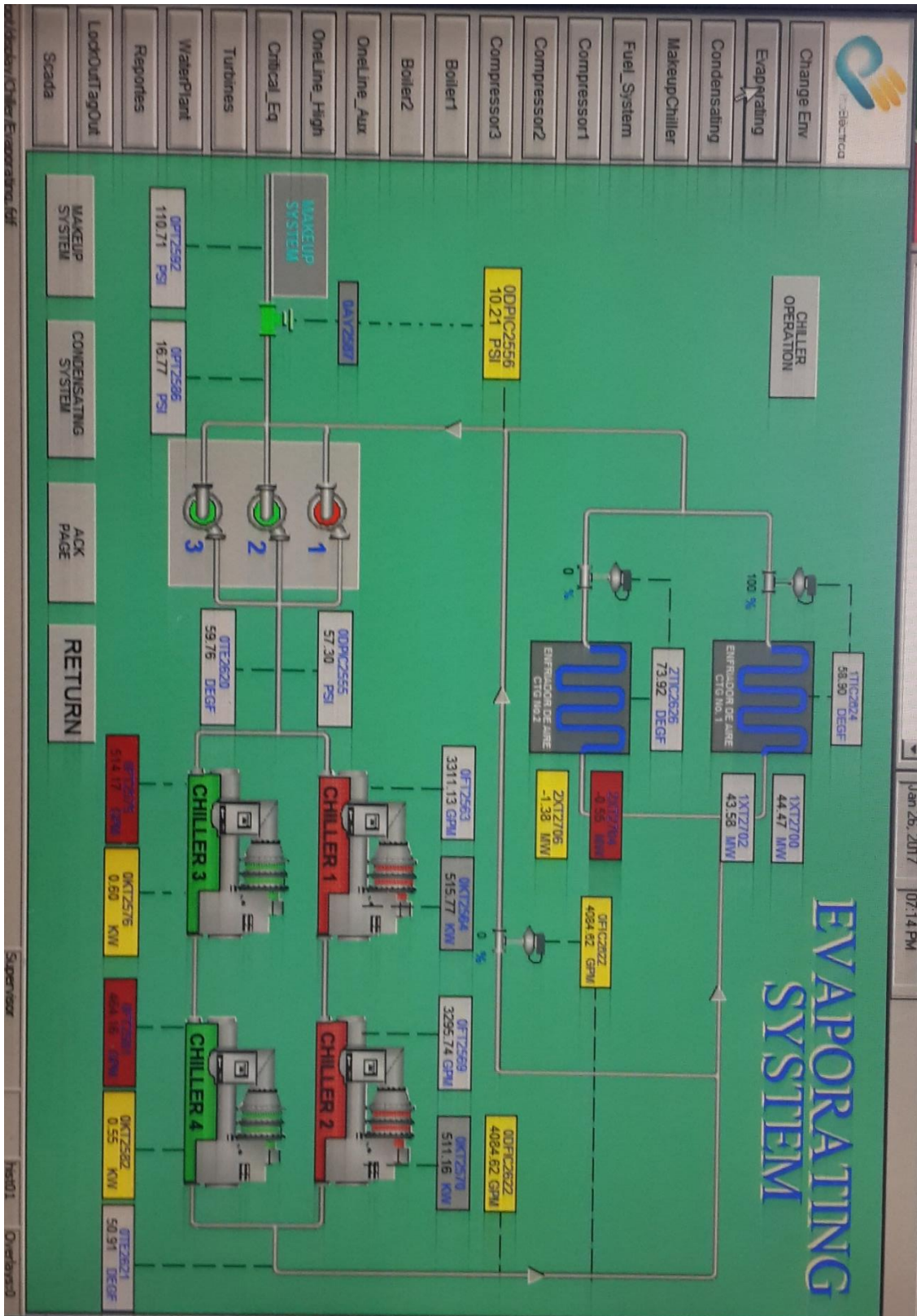


Figura I-11 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (5).



Figura I-12 Datos de control de la central termoelectrica con turbina a gas producción de 45MW (6).

File **Officer** Boiler1 Boiler2 Compressor Power Water All Tendencias Help

System **Process**

ProEléctrica

ProEléctrica

Jan 26, 2017 07:14 PM

AIR COMPRESSOR LOG

PRECION DESCARGA 0PT2650 PSIG

HRSG LOG

DESCRIPCION	TAG	HRSG1	HRSG2	UNID
MU WATER FLOW	FC-103	89.42		KLBH
HP FD WATER FLOW	FC-129	69.00		KLBH
LP FD WATER FLOW	FC-150	20.97		KLBH
HP STEAM FLOW	FT-142	81.42		KLBH
LP STEAM FLOW	FT-162	41.44		KLBH
LP HEADER PRESS	PIC-166A	148.30	9.90	PSIG
HP HEADER PRESS	PIC-146	514.16	7.85	PSIG
ECON OUTLET TEMP	TT-125	362.58	87.27	DEGF
LP HEADER TEMP	TT-168	501.13	82.13	DEGF
HP HEADER TEMP	TT-148	592.99	83.83	DEGF
GT EXHAUST GAS TEMP	TT-171	780.35	85.47	DEGF
HRSG EXHAUST GAS TEMP	TT-173	302.40	91.05	DEGF
DA DRUM LEVEL	LC-105	-4.75	-34.12	NCH
LP DRUM LEVEL	LC-152	0.3677	9.94	NCH
HP DRUM LEVEL	LC-131	-0.286	-2.33	NCH
MU WATER OUTPUT PRESS	PT-102	210.14	35.14	PSIG
HP WATER OUTPUT PRESS	PT-100	85.35	89.40	DEGF
HP LP FD WATER TEMP	TT-121			PSIG
HP LP FD WATER TEMP	TT-120			DEGF
HP DRUM PRESS	PT-137			PSIG
LP DRUM PRESS	PT-157			PSIG
DA DRUM PRESS	PT-112			PSIG
AMBIENT TEMP	WT-2608			°F/°C
HUMIDITY	WT-2610			%

CHILLER LOG

DESCRIPCION	TAG	COMP1	COMP2	COMP3	UNID	ACK PAGE
NIVEL TORRES	0UC2500	37.43			%	
PH AGUA DE TORRES	0AT2501	8.03			PH	
CONDUCTIVIDAD AGUA	0CC2502	881.02			UMHO	
BOMBA RECIRCULACION #1	CRWAT1	ON				
BOMBA RECIRCULACION #2	CRWAT2	OFF				
BOMBA RECIRCULACION #3	CRWAT3	ON				
PRECION SUCCION	0PT2548	1.13			PSIG	
PRECION DESCARGA	0PT2547	33.78			PSIG	
T ENTRADA CONDENSADOR	0TE2629	89.07			DEGF	
T SALIDA CONDENSADOR	0TE2628	87.29			DEGF	
FLUJO ENFTO CHILLE #1	0FT2562	2091.7			GPM	
FLUJO ENFTO CHILLE #2	0FT2568	2105.0			GPM	
FLUJO ENFTO CHILLE #3	0FT2574	2200.0			GPM	
FLUJO ENFTO CHILLE #4	0FT2580	2078.8			GPM	
FLUJO TOTAL ENFTO	0FT2500	8469.8			GPM	
CONCENTRACION TRASAR	DAIC2611	112.07			PPM	

GAS COMPRESSOR LOG

DESCRIPCION	TAG	COMP1	COMP2	COMP3	UNID	ACK PAGE
VELOCIDAD DEL MOTOR	ST125	1003.0	1000.0	0.0000	PPM	
PRECION AGENTE MOTOR	PT100	51.60	63.50	0.3000	PSIG	
TEMP AGUA ENFTO	TT127	185.26	180.89	420.00	DEGF	
NIVEL AGUA ENFTO	LT134	100.60	100.60	100.70	%	
PRECION AGENTE COMPR	PT102	49.70	57.30	0.0000	PSIG	
PRECION SUCCION GAS	PT104	176.00	178.40	152.00	PSIG	
TEMP INTERTAPA COMPR	TT119	207.00	224.00	98.00	DEGF	
PRES INTERTAPA COMPR	PT109	425.00	414.00	155.00	PSIG	
TEMP DESCARGA COMPR	TT122	198.00	186.00	94.00	DEGF	
PRECION DE DESCARGA	PT2596/7/8	629.02	554.97	151.26	PSIG	

Supervisor Inst01 Overlays=0

PRINT REPORT

Figura I-13 Datos de control de la central termoeléctrica con turbina a gas producción de 45MW (6).

Calculo eficiencia de equipos de la central termoeléctrica (CCoil, LPC, HPC y GT)

Calculo de eficiencia del chilling coil utilizando datos reales

$$\eta_{CCoil} = \frac{h_{Aire@32^{\circ}C} - h_{Aire@12.61^{\circ}C}}{h_{Agua@4.4^{\circ}C} - h_{Agua@16^{\circ}C}} \times 100 = 77.4\%$$

Calculo de eficiencia del compresor de baja presión utilizando datos reales

$$\eta_{LPC} = \frac{h_{sAire@250.6Kpa} - h_{Aire@12.61^{\circ}C}}{h_{Aire@112.8^{\circ}C} - h_{Aire@12.61^{\circ}C}} \times 100 = 85\%$$

Calculo de eficiencia del compresor de alta presión utilizando datos reales

$$\eta_{HPC} = \frac{h_{sAire@2826Kpa} - h_{Aire@112.8^{\circ}C}}{h_{Aire@536^{\circ}C} - h_{Aire@112.8^{\circ}C}} \times 100 = 84.05\%$$

Calculo de eficiencia de la turbina a gas utilizando ecuación de proceso isentrópico

$$\frac{T_6}{787.78^{\circ}C} = \left(\frac{1}{RP_{GT}} \right)^{\left(\frac{K_{GT}-1}{K_{GT}} \right)}$$

$$\eta_{GT} = \frac{h_{Gases@787.78^{\circ}C} - h_{Gases@407.22^{\circ}C}}{h_{Gases@787.78^{\circ}C} - h_{sGases@T_6^{\circ}C}} \times 100 = 88.8\%$$

Anexos II

Tablas utilizadas en análisis de resultados

Tabla I.5 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del TGIAC hasta 15°C.

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	y_D (%)	y_D^* (%)	ϵ (%)
CCoil	344,1	85,56	258,54	75,14	0,95	24,86
LPC	8953	7827	1126	12,58	4,12	87,42
HPC	42151	40423	1728	4,10	6,33	95,90
CC	95148	78110	17038	17,91	62,38	82,09
GT	90226	84838	5388	5,97	19,73	94,03
CT	836,8	534	302,8	36,19	1,11	63,81
Pcond	55,41	44,64	10,77	19,44	0,04	80,56
CCh1	532,6	433,3	99,3	18,64	0,36	81,36
CondCH1	435	367,3	67,7	15,56	0,25	84,44
TVCH1	56,64	12,11	44,53	78,62	0,16	21,38
EvapCH1	126,4	46,25	80,15	63,41	0,29	36,59
CCH2	530,3	431,6	98,7	18,61	0,36	81,39
CondCH2	383,1	323,1	60	15,66	0,22	84,34
TVCH2	65,95	0,239	65,711	99,64	0,24	0,36
EvapCH2	35,14	0,8732	34,2668	97,52	0,13	2,48
Pevap	56,01	44,56	11,45	20,44	0,04	79,56
TGIAC	95148	32700	26413,92	-	-	34,37

Tabla I.6 Propiedades termodinámicas de cada corriente para TGIAC a 15°C.

Estado	Fluido	Presión (Kpa)	Temperatura (°C)	Flujo másico (Kg/s)	Entalpia (KJ/Kg)	Entropía (KJ/KgK)	Exergía (KJ/Kg)
0	Agua	38,15	3,42	0,00	14,43	0,05	0,00
0	R-123	38,15	3,42	0,00	204,10	1,02	0,00
1	Aire	101.30	32.00	85.18	94.31	5.94	87.86
2	Aire	100.00	15.00	85.18	42.32	5.76	83.82
3	Aire	250.00	115.70	85.18	145.90	5.81	175.70
4	Aire	3125.00	567.90	85.18	633.30	5.89	650.30
5	Aire	0.00	0.00	0.00	3426.00	0.00	0.00
6	Gases combustión	2969.00	1227.00	87.97	1432.00	8.04	1518.00
7	Gases combustión	102.40	492.70	87.97	516.90	8.20	491.90
9	Gas natural	3404.00	85.60	1.87	141.10	10.22	50826.00
21	Agua	317.90	38.89	196.30	163.20	0.56	9.05
22	Agua	317.90	38.89	196.30	163.20	0.56	9.05
23	Agua	113.20	30.56	193.90	128.20	0.44	5.31
24	Agua	334.60	30.58	196.30	128.50	0.44	5.53

25	Agua	334.60	30.58	104.50	128.50	0.44	5.53
26	Agua	317.90	38.89	104.50	163.20	0.56	9.05
27	Agua	334.60	30.56	91.79	128.40	0.44	5.53
28	Agua	317.90	38.89	91.79	163.20	0.56	9.05
29	Aire	101.30	28.00	169.30	76.99	5.88	85.81
30	Aire	101.30	33.50	169.30	119.40	6.02	88.97
31	R-123	159.80	46.15	21.52	411.60	1.68	22.84
32	R-123	159.80	40.99	21.52	242.90	1.15	2.63
33	R-123	45.61	7.53	21.52	242.90	1.15	0.56
34	R-123	45.61	7.53	21.52	387.20	1.67	2.71
35	R-123	159.80	47.26	18.85	412.40	1.69	22.96
36	R-123	159.80	40.99	18.85	242.90	1.15	2.63
37	R-123	38.15	3.42	18.85	242.90	1.16	0.01
38	R-123	38.15	3.42	18.85	384.70	1.67	0.06
39	Agua	493.60	14.59	135.50	61.75	0.22	1.38
40	Agua	468.90	9.13	135.50	38.83	0.14	0.67
41	Agua	445.50	4.44	135.50	19.11	0.07	0.42
42	Agua	168.00	14.57	135.50	61.34	0.22	1.05

Tabla I.7 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=10.26%, T=15°C).

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	y_D (%)	y_D^* (%)	ϵ (%)
Ccoil	396.5	98.68	297.82	75.11	0.60	24.89
LPC	10317	9020	1297	12.57	2.63	87.43
HPC	48573	46582	1991	4.10	4.03	95.90
CC	109643	97368	12275	11.20	24.86	88.80
GT	120890	105403	15487	12.81	31.36	87.19
HRSO	28513	11439	17074	59.88	34.57	40.12
FDP	63.3	53.57	9.73	15.37	0.02	84.63
MUP	18.47	14.88	3.59	19.44	0.01	80.56
CT	960.6	615.4	345.2	35.94	0.70	64.06
Pcond	63.85	51.44	12.41	19.44	0.03	80.56
CCh1	613.8	499.3	114.5	18.65	0.23	81.35
CondCH1	501.3	423.3	78	15.56	0.16	84.44
TVCH1	65.26	13.96	51.3	78.61	0.10	21.39
EvapCH1	109.5	53.3	56.2	51.32	0.11	48.68
CCH2	611.1	497.3	113.8	18.62	0.23	81.38
CondCH2	441.5	372.4	69.1	15.65	0.14	84.35
TVCH2	57.15	0.2757	56.8743	99.52	0.12	0.48
EvapCH2	40.5	1.007	39.493	97.51	0.08	2.49

Pevap	64.54	51.44	13.1	20.30	0.03	79.70
Stig IAC	109643	43505	49385.12	-	-	39.68

Tabla I.8 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=14.29%, T=8.8°C).

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	y_D (%)	y_D^* (%)	ε (%)
CCoil	443.9	131.2	312.7	70.44	0.60	29.56
LPC	10274	8972	1302	12.67	2.48	87.33
HPC	48423	46370	2053	4.24	3.91	95.76
CC	112207	102318	9889	8.81	18.84	91.19
GT	129122	109950	19172	14.85	36.53	85.15
HRSO	34812	16305	18507	53.16	35.27	46.84
FDP	90.22	76.36	13.86	15.36	0.03	84.64
MUP	26.32	21.2	5.12	19.45	0.01	80.55
CT	1235	818.3	416.7	33.74	0.79	66.26
Pcond	84.91	68.4	16.51	19.44	0.03	80.56
CCh1	816.2	663.9	152.3	18.66	0.29	81.34
CondCH1	666.6	562.9	103.7	15.56	0.20	84.44
TVCH1	86.79	18.56	68.23	78.62	0.13	21.38
EvapCH1	145.7	70.88	74.82	51.35	0.14	48.65
CCH2	812.7	661.4	151.3	18.62	0.29	81.38
CondCH2	587.1	495.2	91.9	15.65	0.18	84.35
TVCH2	76	0.366	75.634	99.52	0.14	0.48
EvapCH2	53.85	1.34	52.51	97.51	0.10	2.49
Pevap	85.83	68.29	17.54	20.44	0.03	79.56
Stig IAC	112207	48978	52475.824	-	-	43.65

Tabla I.9 Exergía de fuel, exergía de producto, exergía destruida, relaciones de destrucción de exergía y eficiencia exergética para cada componente del ciclo Stig con IAC (SAR=14.29%, T=15°C).

Componente	$\dot{E}_F(KW)$	$\dot{E}_P(KW)$	$\dot{E}_D(KW)$	y_D (%)	y_D^* (%)	ε (%)
CCoil	396.5	98.68	297.82	75.11	0.58	24.89
LPC	10317	9020	1297	12.57	2.53	87.43
HPC	48573	46582	1991	4.10	3.89	95.90
CC	109643	100258	9385	8.56	18.34	91.44
GT	127364	108485	18879	14.82	36.88	85.18
HRSO	34308	15932	18376	53.56	35.90	46.44
FDP	88.16	74.62	13.54	15.36	0.03	84.64
MUP	25.72	20.72	5	19.44	0.01	80.56

CT	950.6	615.4	335.2	35.26	0.65	64.74
Pcond	63.85	51.44	12.41	19.44	0.02	80.56
CCh1	613.8	499.3	114.5	18.65	0.22	81.35
CondCH1	501.3	423.3	78	15.56	0.15	84.44
TVCH1	65.26	13.96	51.3	78.61	0.10	21.39
EvapCH1	109.5	53.3	56.2	51.32	0.11	48.68
CCH2	611.1	497.3	113.8	18.62	0.22	81.38
CondCH2	441.5	372.4	69.1	15.65	0.14	84.35
TVCH2	57.15	0.2757	56.8743	99.52	0.11	0.48
EvapCH2	40.500	1.007	39.493	97.51	0.08	2.49
Pevap	64.54	51.35	13.19	20.44	0.03	79.56
Stig IAC	109643	47787	51184.43	-	-	43.58

Datos económicos utilizados en el análisis termoeconómico

Tabla I.10 Datos económicos del análisis termoeconómico

Componente	Precio [USD]	Fuente
Turbina a gas	19500000.00	[71]
HRSG	600000.00	[72]
Pump	6895.00	[73]
Chiller	60000.00	[74]
Pump	6995.00	[75]
Enfriador de aire	35000.00	[76]
Torres de enfriamiento	300000.00	[77]
Salarios	2933.33	
Gas natural (USD/MBTU)	6.77	
Agua Filtrada (USD/m ³)	0.667	
Agua desmineralizada (USD/m ³)	1.0	
Refrigerante (USD/Kg ³)	13.27/kg	
Precio Dólar 27 septiembre 2018	\$ 3000.14 COP	[78]
Precio de venta de KWh 27 septiembre 2018	\$165.75 COP	[79]

Engineering Equation Solver

EES es un programa general de resolución de ecuaciones que puede resolver numéricamente miles de ecuaciones algebraicas y diferenciales no lineales acopladas. El programa también se puede usar para resolver ecuaciones diferenciales e integrales, hacer optimización, proporcionar análisis de incertidumbre, realizar regresión lineal y no lineal, convertir unidades, verificar la consistencia de la unidad y generar gráficos de calidad de publicación. Una

característica importante de EES es la base de datos de propiedades de transporte y termodinámica de alta precisión que se proporciona para cientos de sustancias de una manera que permite su uso con la capacidad de resolución de ecuaciones.

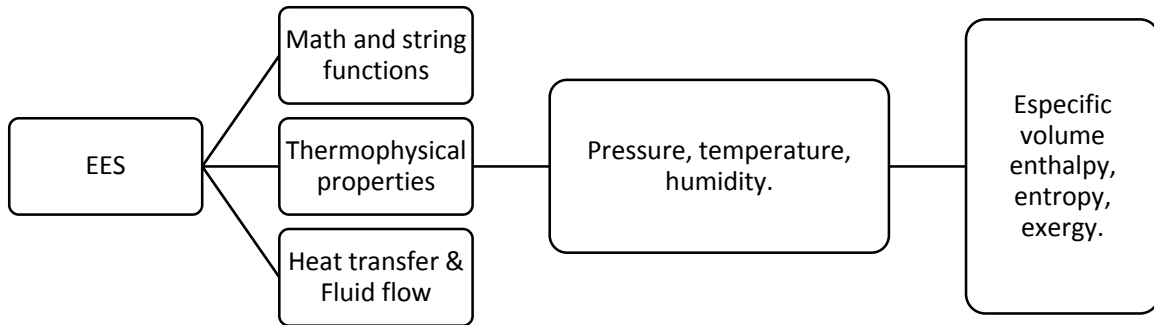


Figura I - 1 Diagrama de flujo de EES

Modelo termodinámico en EES para el sistema de potencia con turbina a gas ciclo simple

"DATOS EQUIPOS"

```

DeltaP_HRSG_DA=0.05 [-]
DeltaP_HRSG_ECO=0.05 [-]
DeltaP_CC=0.05 [-]
eta_LPC=0.85
eta_HPC=0.8405
eta_GT=0.888
eta_Comb=0.98
eta_mec=0.985
eta_gen=0.98
RP_LPC=2.5
RP_HPC=12.5
RP_GT=29
  
```

"PESOS MOLECULARES DE GASES"

```

MW_CO2=molarmass(CO2)
MW_CO=molarmass(CO)
MW_H2O=molarmass(H2O)
MW_O2=molarmass(O2)
MW_O=molarmass(O)
MW_N2=molarmass(N2)
MW_NO=molarmass(NO)
MW_Air=molarmass(Air)
  
```

$MW_AirH2O_2=(1+1.608*\omega[2])/(1/molar\ mass(Air)+1.608*\omega[2]/molar\ mass(H2O))$
 $MW_AirH2O_3=(1+1.608*\omega[3])/(1/molar\ mass(Air)+1.608*\omega[3]/molar\ mass(H2O))$
 $MW_AirH2O_4=(1+1.608*\omega[4])/(1/molar\ mass(Air)+1.608*\omega[4]/molar\ mass(H2O))$
 $MW_gas=fv_CO2*MW_CO2+fv_CO*MW_CO+fv_H2O*MW_H2O+fv_O2*MW_O2+fv_N2*MW_N2+fv_NO*MW_NO$

"EXERGIA QUIMICA"

"EXERGIA QUIMICA DE AIRE"

$n_omega_2=\alpha*\lambda*4.76*1.608*\omega[2]$
 $y_O2_2=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_2)$
 $y_N2_2=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_2)$
 $y_H2O_2=n_omega_2/(n_O2+n_N2+n_omega_2)$
 $e_ch_2=(y_O2_2*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_2*\ln(y_O2_2)+y_N2_2*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_2*\ln(y_N2_2)+y_H2O_2*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_2*\ln(y_H2O_2))/MW_AirH2O_2$
 $n_omega_3=\alpha*\lambda*4.76*1.608*\omega[3]$
 $y_O2_3=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_3)$
 $y_N2_3=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_3)$
 $y_H2O_3=n_omega_3/(n_O2+n_N2+n_omega_3)$
 $e_ch_3=(y_O2_3*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_3*\ln(y_O2_3)+y_N2_3*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_3*\ln(y_N2_3)+y_H2O_3*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_3*\ln(y_H2O_3))/MW_AirH2O_3$
 $n_omega_4=\alpha*\lambda*4.76*1.608*\omega[4]$
 $y_O2_4=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_4)$
 $y_N2_4=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_4)$
 $y_H2O_4=n_omega_4/(n_O2+n_N2+n_omega_4)$
 $e_ch_4=(y_O2_4*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_4*\ln(y_O2_4)+y_N2_4*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_4*\ln(y_N2_4)+y_H2O_4*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_4*\ln(y_H2O_4))/MW_AirH2O_4$

"EXERGIA QUIMICA DE LOS GASES DE ESCAPE"

$e_bar_ch_CO2=19480$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_CO=274710$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_H2O=9500$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_O2=3970$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_N2=720$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_NO=88900$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_gas=fv_CO2*e_bar_ch_CO2+R\#*T_0*fv_CO2*\ln(fv_CO2)+fv_CO*e_bar_ch_CO+R\#*T_0*fv_CO*\ln(fv_CO)+fv_H2O*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*fv_H2O*\ln(fv_H2O)+fv_O2*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*fv_O2*\ln(fv_O2)+fv_N2*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*fv_N2*\ln(fv_N2)+fv_NO*e_bar_ch_NO+R\#*T_0*fv_NO*\ln(fv_NO)$

"EXERGIA QUIMICA DEL COMBUSTIBLE"

$e_bar_ch_CH4=831200$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_C2H6=1495000$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_C3H8=2152800$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_C4H10=2804200$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_C5H12=3461300$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_C6H14=4113300$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_che_CH4=fv_CH4*e_bar_ch_CH4+fv_C2H6*e_bar_ch_C2H6+fv_C3H8*e_bar_ch_C3H8+fv_C4H10*e_bar_ch_C4H10+fv_C5H12*e_bar_ch_C5H12+fv_C6H14*e_bar_ch_C6H14+R\#*T_0*fv_CH4*\ln(fv_CH4)+R\#*T_0*fv_C2H6*\ln(fv_C2H6)+R\#*T_0*fv_C3H8*\ln(fv_C3H8)+R\#*T_0*fv_C4H10*\ln(fv_C4H10)+R\#*T_0*fv_C5H12*\ln(fv_C5H12)+R\#*T_0*fv_C6H14*\ln(fv_C6H14)$

"ESTADOS "

"Estado 0: Estado Muerto"

$T[0]=3.424$ [°C]
 $T_0=T[0]+273.15$ [K]
 $P[0]=38.15$ [KPa]
 $x[0]=0$

```

h_H2O_0=enthalpy(Steam_IAPWS,T=T[0],P=P[0])
s_H2O_0=entropy(Steam_IAPWS,T=T[0],P=P[0])
e_H2O_0=0
h_R123_0=enthalpy(R123,x=x[0],P=P[0])
s_R123_0=entropy(R123,x=x[0],P=P[0])
e_R123_0=0
h_CH4_0=enthalpy(CH4,T=T[0])*MW_CH4
s_CH4_0=entropy(CH4,T=T[0],P=P[0])*MW_CH4

m_air=(m_fuel+m_fuel*AFR)
m_air=v_dot_air/volume(AirH2O,T=15,w=0.006345,P=100)

```

"Estado 2: Aire, entrada LPC"

```

T[2]=32 [C]
T_2=T[2]+273.15
P[2]=100 [kPa]
rh[2]=0.8 [-]
m_dot[2]=v_dot_air/v[2]
omega[2]=humrat(AirH2O,T=T[2],R=rh[2],P=P[2])
h[2]=enthalpy(AirH2O,T=T[2],w=omega[2],P=P[2])
s[2]=entropy(AirH2O,T=T[2],w=omega[2],P=P[2])
v[2]=volume(AirH2O,T=T[2],w=omega[2],P=P[2])
Cp[2]=cp(AirH2O,T=T[2],w=omega[2],P=P[2])
Cv[2]=cv(AirH2O,T=T[2],w=omega[2],P=P[2])
e_ph_2=Cp[2]*(T_2-T_0)-T_0*(Cp[2]*ln(T_2/T_0)-R#/MW_AirH2O_2*ln(P[2]/P[0]))
{e_ch_2=(y_O2_2*e_bar_ch_O2+R#*T_0*y_O2_2*ln(y_O2_2)+y_N2_2*e_bar_ch_N2+R#*T_0*y_
N2_2*ln(y_N2_2)+y_H2O_2*e_bar_ch_H2O+R#*T_0*y_H2O_2*ln(y_H2O_2))/MW_AirH2O_2}
e[2]=e_ph_2+e_ch_2

```

"Estado 3: Aire, entrada HPC"

```

T_3=(T_2/eta_LPC)*(RP_LPC^((k_LPC-1)/k_LPC)-1)+T_2
T_3=T[3]+273.15 [K]
P[3]=P[2]*RP_LPC
omega[3]=omega[2]
m_dot[3]=m_dot[2]
h[3]=enthalpy(AirH2O,T=T[3],w=omega[3],P=P[3])
s[3]=entropy(AirH2O,T=T[3],w=omega[3],P=P[3])
Cp[3]=cp(AirH2O,T=T[3],w=omega[3],P=P[3])
Cv[3]=cv(AirH2O,T=T[3],w=omega[3],P=P[3])
k_LPC=((Cp[3]+Cp[2])/2)/((Cv[3]+Cv[2])/2)
e_ph_3=Cp[3]*(T_3-T_0)-T_0*(Cp[3]*ln(T_3/T_0)-R#/MW_AirH2O_3*ln(P[3]/P[0]))
{e_ch_3=(y_O2_3*e_bar_ch_O2+R#*T_0*y_O2_3*ln(y_O2_3)+y_N2_3*e_bar_ch_N2+R#*T_0*y_
N2_3*ln(y_N2_3)+y_H2O_3*e_bar_ch_H2O+R#*T_0*y_H2O_3*ln(y_H2O_3))/MW_AirH2O_3}
e[3]=e_ph_3+e_ch_3

```

"Estado 4: Aire, entrada HPC"

```

T_4=(T_3/eta_HPC)*(RP_HPC^((k_HPC-1)/k_HPC)-1)+T_3
T_4=T[4]+273.15 [K]
P[4]=P[3]*RP_HPC
omega[4]=omega[3]
m_dot[4]=m_dot[3]
h[4]=enthalpy(AirH2O,T=T[4],w=omega[4],P=P[4])
s[4]=entropy(AirH2O,T=T[4],w=omega[4],P=P[4])
Cp[4]=cp(AirH2O,T=T[4],w=omega[4],P=P[4])
Cv[4]=cv(AirH2O,T=T[4],w=omega[4],P=P[4])
k_HPC=((Cp[4]+Cp[3])/2)/((Cv[4]+Cv[3])/2)

```

$e_{ph_4} = Cp[4] * (T_4 - T_0) - T_0 * (Cp[4] * \ln(T_4/T_0) - R\#/MW_AirH2O_4 * \ln(P[4]/P[0]))$
 $\{e_{ch_4} = (y_{O2_4} * e_{bar_ch_O2} + R\# * T_0 * y_{O2_4} * \ln(y_{O2_4}) + y_{N2_4} * e_{bar_ch_N2} + R\# * T_0 * y_{N2_4} * \ln(y_{N2_4}) + y_{H2O_4} * e_{bar_ch_H2O} + R\# * T_0 * y_{H2O_4} * \ln(y_{H2O_4})) / MW_AirH2O_4\}$
 $e[4] = e_{ph_4} + e_{ch_4}$

"Estado 5:Entrada HPT"

$T_5 = T[5] + 273.15$ [K]
 $P[5] = P[4] * (1 - \Delta P_{CC})$
 $m_dot[5] = m_dot[4] * (1 + \omega[4] + 1/AFR)$ "Flujo de gases a la salida CC"
 $MW_mix_5 = MW_gas$
 $h[5] = h_{bar_gas_5} / MW_mix_5$
 $s[5] = s_{bar_gas_5} / MW_mix_5$
 $Cp[5] = Cp_{bar_gas_5} / MW_mix_5$
 $Cv[5] = Cv_{bar_gas_5} / MW_mix_5$
 $e_{ph_5} = Cp[5] * (T_5 - T_0) - T_0 * (Cp[5] * \ln(T_5/T_0) - (R\#/MW_mix_5) * \ln(P[5]/P[0]))$
 $e_{ch_5} = e_{bar_ch_gas} / MW_mix_5$
 $e[5] = e_{ph_5} + e_{ch_5}$

"Estado 6:Salida PT"

$m_dot[6] = m_dot[5]$
 $T_6 = T_5 - \eta_{GT} * T_5 * (1 - (1/(RP_{GT}))^{(K_{GT}-1)/K_{GT}})$
 $T_6 = T[6] + 273.15$ [K]
 $P[6] = P[5] / RP_{GT}$
 $h[6] = h_{bar_gas_6} / MW_mix_5$
 $s[6] = s_{bar_gas_6} / MW_mix_5$
 $Cp[6] = Cp_{bar_gas_6} / MW_mix_5$
 $Cv[6] = Cv_{bar_gas_6} / MW_mix_5$
 $k_{GT} = ((Cp[5] + Cp[6]) / 2) / ((Cv[5] + Cv[6]) / 2)$
 $e_{ph_6} = Cp[6] * (T_6 - T_0) - T_0 * (Cp[6] * \ln(T_6/T_0) - (R\#/MW_mix_5) * \ln(P[6]/P[0]))$
 $e_{ch_6} = e_{bar_ch_gas} / MW_mix_5$
 $e[6] = e_{ph_6} + e_{ch_6}$

"Estado 15: Inyeccion de combustible"

$T[15] = 85.6$ [°C]
 $T_{15} = T[15] + 273.15$ [K]
 $P[15] = 3403.94$ [kPa]
 $v[15] = \text{volume}(\text{CH}_4, T = T[15], P = P[15])$
 $AFR = 45.5$
 $AFR = m_dot[2] / m_dot[15]$
 $AFR = 4.76 * \alpha * \lambda * MW_AirH2O_4 / MW_CH4$
 $LHV = LHV_{bar_CH4} / MW_CH4$
 $h[15] = \text{enthalpy}(\text{CH}_4, T = T[15]) - \text{enthalpy}(\text{CH}_4, T = 25)$
 $s[15] = \text{entropy}(\text{CH}_4, T = T[15], P = P[15])$
 $Cp[15] = Cp_{bar_CH4} / MW_CH4$
 $e[15] = cp[15] * (T_{15} - T_0) - T_0 * (cp[15] * \ln(T_{15}/T_0) - (R\#/MW_CH4) * \ln(P[15]/P[0])) + e_{bar_che_CH4} / MW_CH4$

"ANALISIS ENERGETICO"

$W_{comp} = (h[4] - h[2])$

$W_{dot_LPC} = (m_dot[3] * h[3] - m_dot[2] * h[2]) / \eta_{mec}$

$W_{dot_HPC} = (m_dot[4] * h[4] - m_dot[3] * h[3]) / \eta_{mec}$

$m_dot[15] * LHV + m_dot[4] * h[4] - m_dot[5] * h[5] - Q_{dot_CC} = 0$

$$W_{\text{dot_GT}}=(m_{\text{dot}[5]}*Cp[5]*(T[5]-T[6]))$$

$$W_{\text{dot_net}}=W_{\text{dot_GT}}-W_{\text{dot_HPC}}-W_{\text{dot_LPC}} \text{ \{Trabajo Neto\}}$$

$$P_{\text{Elect}}=\eta_{\text{gen}}*W_{\text{dot_net}} \text{ \{Potencia Electrica\}}$$

$$\eta_{\text{TH}}=P_{\text{Elect}}/(m_{\text{dot}[15]}*LHV)$$

$$HR1=(3600*m_{\text{dot}[15]}*LHV)/P_{\text{Elect}}$$

$$SFC=(3600*m_{\text{dot}[15]})/P_{\text{Elect}}$$

$$PT=32000$$

$$TH=0.36$$

$$TH=PT/(m_{\text{fuel}}*LHV)$$

$$\text{Error_PT}=\text{abs}(P_{\text{elect}}-PT)/PT$$

$$\text{Error_TH}=\text{abs}(\eta_{\text{TH}}-TH)/TH$$

"ANALISIS EXERGETICO"

$$E_{\text{F_LPC}}=W_{\text{dot_LPC}}$$

$$E_{\text{P_LPC}}=m_{\text{dot}[3]}*e[3]-m_{\text{dot}[2]}*e[2]$$

$$E_{\text{D_LPC}}=E_{\text{F_LPC}}-E_{\text{P_LPC}}$$

$$\text{Epsilon_LPC}=E_{\text{P_LPC}}/E_{\text{F_LPC}}*100$$

$$E_{\text{F_HPC}}=W_{\text{dot_HPC}}$$

$$E_{\text{P_HPC}}=m_{\text{dot}[4]}*e[4]-m_{\text{dot}[3]}*e[3]$$

$$E_{\text{D_HPC}}=E_{\text{F_HPC}}-E_{\text{P_HPC}}$$

$$\text{Epsilon_HPC}=E_{\text{P_HPC}}/E_{\text{F_HPC}}*100$$

$$E_{\text{F_CC}}=m_{\text{dot}[15]}*e[15]$$

$$E_{\text{P_CC}}=m_{\text{dot}[5]}*e[5]-m_{\text{dot}[4]}*e[4]$$

$$E_{\text{D_CC}}=E_{\text{F_CC}}-E_{\text{P_CC}}$$

$$\text{Epsilon_CC}=E_{\text{P_CC}}/E_{\text{F_CC}}*100$$

$$E_{\text{F_GT}}=m_{\text{dot}[5]}*e[5]-m_{\text{dot}[6]}*e[6]$$

$$E_{\text{P_GT}}=W_{\text{dot_GT}}$$

$$E_{\text{D_GT}}=E_{\text{F_GT}}-E_{\text{P_GT}}$$

$$\text{Epsilon_GT}=E_{\text{P_GT}}/E_{\text{F_GT}}*100$$

$$E_{\text{Loss}}=m_{\text{dot}[6]}*e[6]$$

$$E_{\text{D_total}}=E_{\text{D_LPC}}+E_{\text{D_HPC}}+E_{\text{D_GT}}+E_{\text{D_CC}}$$

$$\text{Epsilon_total}=P_{\text{elect}}/(m_{\text{dot}[15]}*e[15])*100$$

"ANALISIS TERMOECONOMICO"

$$i_r=0.065 \text{ \{ \% \}}$$

$$n_y=20 \text{ \{ year \}}$$

$$RTY=2688 \text{ \{ Hour \}}$$

$$PEC_{\text{GT}}=5655000000/3000 \text{ \{ COP \}}$$

$$PEC=PEC_{\text{GT}}$$

$$OP\&M=8800000/3000+0.07*(PEC) \text{ \{ COP \}}$$

$$Z_{\text{CI_LPC}}=(PEC_{\text{GT}}/8)*(i_r*(1+i_r)^{n_y}/((1+i_r)^{n_y}-1))/(3600*RTY)$$

$$Z_{\text{CI_HPC}}=(PEC_{\text{GT}}/4)*(i_r*(1+i_r)^{n_y}/((1+i_r)^{n_y}-1))/(3600*RTY)$$

$$Z_{\text{CI_CC}}=(PEC_{\text{GT}}/4)*(i_r*(1+i_r)^{n_y}/((1+i_r)^{n_y}-1))/(3600*RTY)$$

$$Z_{\text{CI_GT}}=(PEC_{\text{GT}}/4)*(i_r*(1+i_r)^{n_y}/((1+i_r)^{n_y}-1))/(3600*RTY)$$

$Z_{CI_Gen} = (PEC_GT/8) * (i_r * (1+i_r)^n_y / ((1+i_r)^n_y - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_{OP_LPC} = OP \& M * (PEC_GT/8) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_{OP_HPC} = OP \& M * (PEC_GT/4) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_{OP_CC} = OP \& M * (PEC_GT/4) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_{OP_GT} = OP \& M * (PEC_GT/4) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_{OP_Gen} = OP \& M * (PEC_GT/8) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_{dot_LPC} = Z_{CI_LPC} + Z_{OP_LPC}$
 $Z_{dot_HPC} = Z_{CI_HPC} + Z_{OP_HPC}$
 $Z_{dot_CC} = Z_{CI_CC} + Z_{OP_CC}$
 $Z_{dot_GT} = Z_{CI_GT} + Z_{OP_GT}$
 $Z_{dot_Gen} = Z_{CI_Gen} + Z_{OP_Gen}$
 $c[2] = 0$
 $c[6] = c[5]$
 $c[15] = 6.77 * (0.947817 / 1000000) \{ (USD/MBTU)(1MBTU/1000BTU)(0,9748BTU/1KJ) \}$

$c[3] * (m_{dot}[3] * e[3] - m_{dot}[2] * e[2]) = c_{elect} * W_{dot_LPC} + Z_{dot_LPC}$

$AC_F_LPC = c_{elect} * W_{dot_LPC}$
 $AC_P_LPC = c[3] * (m_{dot}[3] * e[3] - m_{dot}[2] * e[2])$

$C_D_LPC = c_{elect} * E_D_LPC$

$r_LPC = (c[3] - c_{elect}) / c_{elect}$

$f_LPC = Z_{dot_LPC} / (Z_{dot_LPC} + C_D_LPC)$

$c[4] * m_{dot}[4] * e[4] - c[3] * m_{dot}[3] * e[3] = c_{elect} * W_{dot_HPC} + Z_{dot_HPC}$

$AC_F_HPC = c_{elect} * W_{dot_HPC}$
 $AC_P_HPC = c[4] * m_{dot}[4] * e[4] - c[3] * m_{dot}[3] * e[3]$

$C_D_HPC = c_{elect} * E_D_HPC$

$r_HPC = (c[4] - c_{elect}) / c_{elect}$

$f_HPC = Z_{dot_HPC} / (Z_{dot_HPC} + C_D_HPC)$

$c[5] * m_{dot}[5] * e[5] - c[4] * m_{dot}[4] * e[4] = c[15] * m_{dot}[15] * e[15] + Z_{dot_CC}$

$AC_F_CC = c[15] * m_{dot}[15] * e[15]$
 $AC_P_CC = c[5] * m_{dot}[5] * e[5] - c[4] * m_{dot}[4] * e[4]$

$C_D_CC = c[15] * E_D_CC$

$r_CC = (c[5] - c[15]) / c[15]$

$f_CC = Z_{dot_CC} / (Z_{dot_CC} + C_D_CC)$

$c_{elect} * W_{dot_GT} = c[5] * m_{dot}[5] * e[5] - c[6] * m_{dot}[6] * e[6] + Z_{dot_GT}$

$AC_F_GT = c[5] * m_{dot}[5] * e[5] - c[6] * m_{dot}[6] * e[6]$
 $AC_P_GT = c_{elect} * W_{dot_GT}$

$C_D_GT = c[6] * E_D_GT$

$$r_{GT}=(c_{elect}-c[6])/c[6]$$

$$f_{GT}=Z_{dot_GT}/(Z_{dot_GT}+C_{D_GT})$$

$$c_{Pelec} * P_{elect} = c_{elect} * W_{dot_net} + Z_{dot_Gen}$$

$$AC_{F_Gen} = c_{elect} * W_{dot_net}$$

$$AC_{P_Gen} = c_{Pelec} * P_{elect}$$

$$AC_{Pelec} = 3600 * c_{Pelec}$$

$$C_{dot}[2] = c[2] * m_{dot}[2] * e[2]$$

$$C_{dot}[3] = c[3] * m_{dot}[3] * e[3]$$

$$C_{dot}[4] = c[4] * m_{dot}[4] * e[4]$$

$$C_{dot}[5] = c[5] * m_{dot}[5] * e[5]$$

$$C_{dot}[6] = c[6] * m_{dot}[6] * e[6]$$

$$C_{dot}[15] = c[15] * m_{dot}[15] * e[15]$$

$$E_{dot}[2] = m_{dot}[2] * e[2]$$

$$E_{dot}[3] = m_{dot}[3] * e[3]$$

$$E_{dot}[4] = m_{dot}[4] * e[4]$$

$$E_{dot}[5] = m_{dot}[5] * e[5]$$

$$E_{dot}[6] = m_{dot}[6] * e[6]$$

$$E_{dot}[15] = m_{dot}[15] * e[15]$$

"Análisis Económico"

$$\text{Annuity} = ((1+i_r)^{n_y} - 1) / (i_r * (1+i_r)^{n_y})$$

$$c_{sale} = 165.75 / 3000 \text{ \{USD/KWh\}}$$

$$P_{TG} = P_{Elect}$$

$$PEC_{TG} = PEC$$

$$AE_{dot_TG} = P_{TG} * RTY$$

$$c_{TG} = 0.09378$$

"COMBUSTION DE AIRE HUMEDO E INYECCION DE VAPOR"

"CH4 +

$$(\lambda)(\alpha)(O_2 + 3.76N_2 + 1.608\omega[4]H_2O) = a * CO_2 + b * CO + c * H_2O + d * O_2 + e * N_2 + f * NO$$

$$\alpha = (n_C + n_{H/4})$$

$$n_C = 0.979458 + 0.002062 + 0.002521 * 2 + 0.000541 * 3 + 0.000302 * 4 + 0.000094 * 5 + 0.00189 * 6$$

$$n_H = 0.979458 * 4 + 0.002521 * 6 + 0.000541 * 8 + 0.000302 * 10 + 0.000094 * 12 + 0.00189 * 14$$

$$n_{O_2} = \alpha * \lambda + 0.002062$$

$$n_{N_2} = \alpha * \lambda * 3.76 + 0.014832$$

$$n_{\omega} = \alpha * \lambda * 4.76 * 1.608 * \omega[4]$$

"FRACCION VOLUMETRICA"

$$fv_{CO_2} = a / (a + b + c + d + e + f) \text{ "CO2"}$$

$$fv_{CO} = b / (a + b + c + d + e + f) \text{ "CO"}$$

$$fv_{H_2O} = c / (a + b + c + d + e + f) \text{ "H2O"}$$

$$fv_{O_2} = d / (a + b + c + d + e + f) \text{ "O2"}$$

$$fv_{N_2} = e / (a + b + c + d + e + f) \text{ "N2"}$$

$$fv_{NO} = f / (a + b + c + d + e + f) \text{ "NO"}$$

"Balance de moles"

"Balance de C"

$$n_{CH_4} = a + b$$

$$b = n_C - a$$

"Balance de H"

$$n_{H_2} + 2n_{O_2} = 2c$$

$$(n_{H_2} + 2n_{O_2})/2 = c$$

"Balance de O"

$$2n_{O_2} + n_{H_2O} = 2a + b + c + d + 2f$$

$$(2n_{O_2} + n_{O_2} - 2a - b - c - f)/2 = d$$

"Balance de N"

$$2n_{N_2} = 2e + f$$

$$2n_{N_2} - 2e = f$$

$$N_{total} = a + b + c + d + e + f$$

"Ecuaciones de disociacion"

$$Gibbs_{CO_2,5} = h_{bar,CO_2,5} - (T[5] + 273.15) * s_{bar,CO_2,5}$$

$$Gibbs_{CO,5} = h_{bar,CO,5} - (T[5] + 273.15) * s_{bar,CO,5}$$

$$Gibbs_{O_2,5} = h_{bar,O_2,5} - (T[5] + 273.15) * s_{bar,O_2,5}$$

$$Gibbs_{N_2,5} = h_{bar,N_2,5} - (T[5] + 273.15) * s_{bar,N_2,5}$$

$$Gibbs_{NO,5} = h_{bar,NO,5} - (T[5] + 273.15) * s_{bar,NO,5}$$

"Disociacion de CO2 - CO + 0,5*O2"

$$v_{CO_2} = 2$$

$$v_{CO} = 2$$

$$v_{O_2} = 1$$

$$\Delta_{Gibbs,CO_2} = Gibbs_{CO,5} + 0.5 * Gibbs_{O_2,5} - Gibbs_{CO_2,5}$$

$$KP_{CO_2} = \exp(-\Delta_{Gibbs,CO_2} / (R * (T[5] + 273.15)))$$

$$KP_{CO_2} = (b^{v_{CO}} + d^{v_{O_2}} / a^{v_{CO_2}}) * (P[5] / (101.325 * N_{total}))^{(v_{CO} + v_{O_2} - v_{CO_2})}$$

$$a^{v_{CO_2}} * 2 * KP_{CO_2} = (b^{v_{CO}} * d^{v_{O_2}}) * ((P[5] / (101.325 * N_{total}))^{v_{O_2}})$$

"Disociacion de 0,5*N2 + 0,5*O2 - NO"

$$v_{N_2} = 1$$

$$\{v_{O_2} = 1\}$$

$$v_{NO} = 2$$

$$\Delta_{Gibbs,NO} = Gibbs_{NO,5} - 0.5 * Gibbs_{N_2,5} - 0.5 * Gibbs_{O_2,5}$$

$$KP_{NO} = \exp(-\Delta_{Gibbs,NO} / (R * (T[5] + 273.15)))$$

$$KP_{NO} = (f^{v_{NO}} / (e^{v_{N_2}} + d^{v_{O_2}})) * (P[5] / (101.325 * N_{total}))^{(v_{NO} - v_{N_2} - v_{O_2})}$$

$$f^{v_{NO}} = 2 * KP_{NO} * (e^{v_{N_2}} * d^{v_{O_2}})$$

$$HR = h_{bar,CH_4} + (\alpha * \lambda) * h_{bar,O_2} + (\alpha * \lambda * 3.76) * h_{bar,N_2} + n_{O_2} * h_{bar,H_2O}$$

"Entalpia de Reactivos"

$$HP = a * h_{bar,CO_2,5} + b * h_{bar,CO,5} + c * h_{bar,H_2O,5} + d * h_{bar,O_2,5} + e * h_{bar,N_2,5} + f * h_{bar,N_2,5}$$

O_5 "Entalpia de Productos"

$$HP = HR * \eta_{Comb}$$

"Entalpias de Reactivos"

$$\{h_{bar,CH_4} = f_{v,CH_4} * Enthalpy(CH_4; T=T[15]) * molar_{mass}(CH_4) + f_{v,N_2} * Enthalpy(N_2; T=T[15]) * molar_{mass}(N_2) + f_{v,CO_2} * Enthalpy(CO_2; T=T[15]) * molar_{mass}(CO_2) + f_{v,C_2H_6} * Enthalpy(C_2H_6; T=T[15]) * molar_{mass}(C_2H_6) + f_{v,C_3H_8} * Enthalpy(C_3H_8; T=T[15]) * molar_{mass}(C_3H_8) + f_{v,C_4H_{10}} * Enthalpy(C_4H_{10}; T=T[15]) * molar_{mass}(C_4H_{10}) + f_{v,C_5H_{12}} * Enthalpy(C_5H_{12}; T=T[15]) * molar_{mass}(C_5H_{12}) + f_{v,C_6H_{14}} * Enthalpy(C_6H_{14}; T=T[15]) * molar_{mass}(C_6H_{14})\}$$

$$h_{bar,O_2} = enthalpy(O_2, T=T[4]) * MW_{O_2}$$

$$h_{bar,N_2} = enthalpy(N_2, T=T[4]) * MW_{N_2}$$

$$h_{bar,H_2O} = enthalpy(H_2O, T=T[4]) * MW_{H_2O}$$

"Entalpia de Productos"

$$h_{bar,CO_2,5} = enthalpy(CO_2, T=T[5]) * MW_{CO_2}$$

$$h_{bar,CO,5} = enthalpy(CO, T=T[5]) * MW_{CO}$$

$$h_{bar,H_2O,5} = enthalpy(H_2O, T=T[5]) * MW_{H_2O}$$

$$h_{bar,O_2,5} = enthalpy(O_2, T=T[5]) * MW_{O_2}$$

$h_{\text{bar_N2_5}} = \text{enthalpy}(\text{N2}, T=T[5]) * \text{MW_N2}$
 $h_{\text{bar_NO_5}} = \text{enthalpy}(\text{NO}, T=T[5]) * \text{MW_NO}$

$dh_{\text{bar_CO2_5}} = (\text{enthalpy}(\text{CO2}, T=T[5]) - \text{enthalpy}(\text{CO2}, T=25)) * \text{MW_CO2}$
 $dh_{\text{bar_CO_5}} = (\text{enthalpy}(\text{CO}, T=T[5]) - \text{enthalpy}(\text{CO}, T=25)) * \text{MW_CO}$
 $dh_{\text{bar_H2O_5}} = (\text{enthalpy}(\text{H2O}, T=T[5]) - \text{enthalpy}(\text{H2O}, T=25)) * \text{MW_H2O}$
 $dh_{\text{bar_O2_5}} = (\text{enthalpy}(\text{O2}, T=T[5]) - \text{enthalpy}(\text{O2}, T=25)) * \text{MW_O2}$
 $dh_{\text{bar_N2_5}} = (\text{enthalpy}(\text{N2}, T=T[5]) - \text{enthalpy}(\text{N2}, T=25)) * \text{MW_N2}$
 $dh_{\text{bar_NO_5}} = (\text{enthalpy}(\text{NO}, T=T[5]) - \text{enthalpy}(\text{NO}, T=25)) * \text{MW_NO}$

$h_{\text{bar_gas_5}} = (fv_{\text{CO2}} * dh_{\text{bar_CO2_5}} + fv_{\text{CO}} * dh_{\text{bar_CO_5}} + fv_{\text{H2O}} * dh_{\text{bar_H2O_5}} + fv_{\text{O2}} * dh_{\text{bar_O2_5}} + fv_{\text{N2}} * dh_{\text{bar_N2_5}} + fv_{\text{NO}} * dh_{\text{bar_NO_5}})$

$h_{\text{bar_CO2_6}} = \text{enthalpy}(\text{CO2}, T=T[6]) * \text{MW_CO2}$
 $h_{\text{bar_CO_6}} = \text{enthalpy}(\text{CO}, T=T[6]) * \text{MW_CO}$
 $h_{\text{bar_H2O_6}} = \text{enthalpy}(\text{H2O}, T=T[6]) * \text{MW_H2O}$
 $h_{\text{bar_O2_6}} = \text{enthalpy}(\text{O2}, T=T[6]) * \text{MW_O2}$
 $h_{\text{bar_N2_6}} = \text{enthalpy}(\text{N2}, T=T[6]) * \text{MW_N2}$
 $h_{\text{bar_NO_6}} = \text{enthalpy}(\text{NO}, T=T[6]) * \text{MW_NO}$

$dh_{\text{bar_CO2_6}} = (\text{enthalpy}(\text{CO2}, T=T[6]) - \text{enthalpy}(\text{CO2}, T=25)) * \text{MW_CO2}$
 $dh_{\text{bar_CO_6}} = (\text{enthalpy}(\text{CO}, T=T[6]) - \text{enthalpy}(\text{CO}, T=25)) * \text{MW_CO}$
 $dh_{\text{bar_H2O_6}} = (\text{enthalpy}(\text{H2O}, T=T[6]) - \text{enthalpy}(\text{H2O}, T=25)) * \text{MW_H2O}$
 $dh_{\text{bar_O2_6}} = (\text{enthalpy}(\text{O2}, T=T[6]) - \text{enthalpy}(\text{O2}, T=25)) * \text{MW_O2}$
 $dh_{\text{bar_N2_6}} = (\text{enthalpy}(\text{N2}, T=T[6]) - \text{enthalpy}(\text{N2}, T=25)) * \text{MW_N2}$
 $dh_{\text{bar_NO_6}} = (\text{enthalpy}(\text{NO}, T=T[6]) - \text{enthalpy}(\text{NO}, T=25)) * \text{MW_NO}$

$h_{\text{bar_gas_6}} = (fv_{\text{CO2}} * dh_{\text{bar_CO2_6}} + fv_{\text{CO}} * dh_{\text{bar_CO_6}} + fv_{\text{H2O}} * dh_{\text{bar_H2O_6}} + fv_{\text{O2}} * dh_{\text{bar_O2_6}} + fv_{\text{N2}} * dh_{\text{bar_N2_6}} + fv_{\text{NO}} * dh_{\text{bar_NO_6}})$

$s_{\text{bar_CO2_5}} = \text{entropy}(\text{CO2}, T=T[5], P=fv_{\text{CO2}} * P[5]) * \text{MW_CO2}$
 $s_{\text{bar_CO_5}} = \text{entropy}(\text{CO}, T=T[5], P=fv_{\text{CO}} * P[5]) * \text{MW_CO}$
 $s_{\text{bar_H2O_5}} = \text{entropy}(\text{H2O}, T=T[5], P=fv_{\text{H2O}} * P[5]) * \text{MW_H2O}$
 $s_{\text{bar_O2_5}} = \text{entropy}(\text{O2}, T=T[5], P=fv_{\text{O2}} * P[5]) * \text{MW_O2}$
 $s_{\text{bar_N2_5}} = \text{entropy}(\text{N2}, T=T[5], P=fv_{\text{N2}} * P[5]) * \text{MW_N2}$
 $s_{\text{bar_NO_5}} = \text{entropy}(\text{NO}, T=T[5], P=fv_{\text{NO}} * P[5]) * \text{MW_NO}$
 $s_{\text{bar_gas_5}} = (fv_{\text{CO2}} * s_{\text{bar_CO2_5}} + fv_{\text{CO}} * s_{\text{bar_CO_5}} + fv_{\text{H2O}} * s_{\text{bar_H2O_5}} + fv_{\text{O2}} * s_{\text{bar_O2_5}} + fv_{\text{N2}} * s_{\text{bar_N2_5}} + fv_{\text{NO}} * s_{\text{bar_NO_5}})$

$s_{\text{bar_CO2_6}} = \text{entropy}(\text{CO2}, T=T[6], P=fv_{\text{CO2}} * P[6]) * \text{MW_CO2}$
 $s_{\text{bar_CO_6}} = \text{entropy}(\text{CO}, T=T[6], P=fv_{\text{CO}} * P[6]) * \text{MW_CO}$
 $s_{\text{bar_H2O_6}} = \text{entropy}(\text{H2O}, T=T[6], P=fv_{\text{H2O}} * P[6]) * \text{MW_H2O}$
 $s_{\text{bar_O2_6}} = \text{entropy}(\text{O2}, T=T[6], P=fv_{\text{O2}} * P[6]) * \text{MW_O2}$
 $s_{\text{bar_N2_6}} = \text{entropy}(\text{N2}, T=T[6], P=fv_{\text{N2}} * P[6]) * \text{MW_N2}$
 $s_{\text{bar_NO_6}} = \text{entropy}(\text{NO}, T=T[6], P=fv_{\text{NO}} * P[6]) * \text{MW_NO}$
 $s_{\text{bar_gas_6}} = (fv_{\text{CO2}} * s_{\text{bar_CO2_6}} + fv_{\text{CO}} * s_{\text{bar_CO_6}} + fv_{\text{H2O}} * s_{\text{bar_H2O_6}} + fv_{\text{O2}} * s_{\text{bar_O2_6}} + fv_{\text{N2}} * s_{\text{bar_N2_6}} + fv_{\text{NO}} * s_{\text{bar_NO_6}})$

"CALORES ESPECIFICOS DE LOS GASES DE ESCAPE"

$Cp_{\text{bar_CO2_5}} = cp(\text{CO2}, T=T[5]) * \text{MW_CO2}$
 $Cp_{\text{bar_CO_5}} = cp(\text{CO}, T=T[5]) * \text{MW_CO}$
 $Cp_{\text{bar_H2O_5}} = cp(\text{H2O}, T=T[5]) * \text{MW_H2O}$
 $Cp_{\text{bar_O2_5}} = cp(\text{O2}, T=T[5]) * \text{MW_O2}$
 $Cp_{\text{bar_N2_5}} = cp(\text{N2}, T=T[5]) * \text{MW_N2}$
 $Cp_{\text{bar_NO_5}} = cp(\text{NO}, T=T[5]) * \text{MW_NO}$

$$Cp_bar_gas_5=(fv_CO2*Cp_bar_CO2_5+fv_CO*Cp_bar_CO_5+fv_H2O*Cp_bar_H2O_5+fv_O2*Cp_bar_O2_5+fv_N2*Cp_bar_N2_5+fv_NO*Cp_bar_NO_5)$$

$$Cv_bar_CO2_5=cv(CO2,T=T[5])*MW_CO2$$

$$Cv_bar_CO_5=cv(CO,T=T[5])*MW_CO$$

$$Cv_bar_H2O_5=cv(H2O,T=T[5])*MW_H2O$$

$$Cv_bar_O2_5=cv(O2,T=T[5])*MW_O2$$

$$Cv_bar_N2_5=cv(N2,T=T[5])*MW_N2$$

$$Cv_bar_NO_5=cv(NO,T=T[5])*MW_NO$$

$$Cv_bar_gas_5=(fv_CO2*Cv_bar_CO2_5+fv_CO*Cv_bar_CO_5+fv_H2O*Cv_bar_H2O_5+fv_O2*Cv_bar_O2_5+fv_N2*Cv_bar_N2_5+fv_NO*Cv_bar_NO_5)$$

$$Cp_bar_CO2_6=cp(CO2,T=T[6])*MW_CO2$$

$$Cp_bar_CO_6=cp(CO,T=T[6])*MW_CO$$

$$Cp_bar_H2O_6=cp(H2O,T=T[6])*MW_H2O$$

$$Cp_bar_O2_6=cp(O2,T=T[6])*MW_O2$$

$$Cp_bar_N2_6=cp(N2,T=T[6])*MW_N2$$

$$Cp_bar_NO_6=cp(NO,T=T[6])*MW_NO$$

$$Cp_bar_gas_6=(fv_CO2*Cp_bar_CO2_6+fv_CO*Cp_bar_CO_6+fv_H2O*Cp_bar_H2O_6+fv_O2*Cp_bar_O2_6+fv_N2*Cp_bar_N2_6+fv_NO*Cp_bar_NO_6)$$

$$Cv_bar_CO2_6=cv(CO2,T=T[6])*MW_CO2$$

$$Cv_bar_CO_6=cv(CO,T=T[6])*MW_CO$$

$$Cv_bar_H2O_6=cv(H2O,T=T[6])*MW_H2O$$

$$Cv_bar_O2_6=cv(O2,T=T[6])*MW_O2$$

$$Cv_bar_N2_6=cv(N2,T=T[6])*MW_N2$$

$$Cv_bar_NO_6=cv(NO,T=T[6])*MW_NO$$

$$Cv_bar_gas_6=(fv_CO2*Cv_bar_CO2_6+fv_CO*Cv_bar_CO_6+fv_H2O*Cv_bar_H2O_6+fv_O2*Cv_bar_O2_6+fv_N2*Cv_bar_N2_6+fv_NO*Cv_bar_NO_6)$$

"Cinetica Quimica. Formacion de NO"

"Mecanismo de reaccion para la formacion de NO. Mecanismo de zeldovich extendido"

1. $O+N2-NO+N$
2. $N+O2-NO+O$
3. $N+OH-NO+H$

$$K_{1f}=1.8*10^{(11)}*exp(-38370/(T_5))$$

$$K_{1r}=3.8*10^{(10)}*exp(-425/(T_5))$$

$$K_{2f}=1.8*10^{(7)}*(T[5]+273)*exp(-4680/(T_5))$$

$$K_{2r}=3.8*10^{(6)}*(T[5]+273)*exp(-20820/(T_5))$$

$$K_{3f}=7.1*10^{(10)}*exp(-450/(T_5))$$

$$K_{3r}=1.7*10^{(11)}*exp(-24560/(T_5))$$

"Concentraciones de NO"

$$\Delta_Gibbs_O2m=v_Om*Gibbs_Om-v_O2m*Gibbs_O2m$$

$$h_bar_O2m=enthalpy(O2,T=T_5)*MW_O2$$

$$h_bar_Om=enthalpy(O,T=T_5)*MW_O$$

$$s_bar_O2m=entropy(O2,T=T_5,P=P[5])*MW_O2$$

$$s_bar_Om=entropy(O,T=T_5,P=P[5])*MW_O$$

$$Gibbs_O2m=h_bar_O2m-(T_5+273)*s_bar_O2m$$

$$Gibbs_Om=h_bar_Om-(T_5+273)*s_bar_Om$$

$$v_O2m=1$$

$$v_Om=2$$

$$Kp_O2m=exp(-\Delta_Gibbs_O2m/(R*(T_5)))$$

$$X_{N2}=(n_{N2}/N_{total})*P[5]/(R*(T_5)) \text{ "Kmol/m3"}$$

$$X_{O2}=(n_{O2}+n_{omega}/2-a-b/2-c/2)/N_{total}*P[5]/(R*(T_5))$$

$$X_O=(Kp_O2m*X_{O2})^{(1/2)}$$

$X_{OH}=0$
 $X_N=k_{1f}X_{N2}X_O/(k_{2f}X_{O2}+k_{3f}X_{OH})$
 $\Delta X_{NO}=(k_{1f}X_{N2}X_O+k_{2f}X_NX_{O2}+k_{3f}X_NX_{OH})$ "Kmol/m3*s"
 $\Delta C_{NO_mg}=\Delta X_{NO}*MW_{NO}*10^6$ "mg/m3"
 $\Delta X_{NO_PPM}=\Delta X_{NO}*R\#*(T[5]+273)/P[5]*10^6$ "ppm/s"
 $m_dot_{NO_Kwh}=3600*v_gas*\Delta X_{NO_mg}/P_elect$
 $\Delta X_{NO_mg}=\Delta C_{NO_mg}*((21-15)/(21-fv_{O2}*100))$

$v_{CO2_5}=\text{volume}(CO2,T=T[5],P=P[5])*MW_{CO2}$
 $v_{CO_5}=\text{volume}(CO,T=T[5],P=P[5])*MW_{CO}$
 $v_{H2O_5}=\text{volume}(H2O,T=T[5],P=P[5])*MW_{H2O}$
 $v_{O2_5}=\text{volume}(O2,T=T[5],P=P[5])*MW_{O2}$
 $v_{N2_5}=\text{volume}(N2,T=T[5],P=P[5])*MW_{N2}$
 $v_{NO_5}=\text{volume}(NO,T=T[5],P=P[5])*MW_{NO}$

$v_gas=(fv_{CO2}*v_{CO2_5}+fv_{CO}*v_{CO_5}+fv_{H2O}*v_{H2O_5}+fv_{O2}*v_{O2_5}+fv_{N2}*v_{N2_5}+fv_{NO}*v_{NO_5})/MW_gas$

"Propiedades del combustible"

$fv_{CH4}=0.979458$
 $fv_{N2}=0.014832$
 $fv_{CO2}=0.002062$
 $fv_{C2H6}=0.002521$
 $fv_{C3H8}=0.000541$
 $fv_{C4H10}=0.000302$
 $fv_{C5H12}=0.000094$
 $fv_{C6H14}=0.000189$

$MW_{CH4}=fv_{CH4}*molar\ mass(CH4)+fv_{N2}*molar\ mass(N2)+fv_{CO2}*molar\ mass(CO2)+fv_{C2H6}*molar\ mass(C2H6)+fv_{C3H8}*molar\ mass(C3H8)+fv_{C4H10}*molar\ mass(C4H10)+fv_{C5H12}*molar\ mass(C5H12)+fv_{C6H14}*Molar\ mass(C6H14)$

$LHV_bar_{CH4}=fv_{CH4}*lower\ heating\ value(CH4)*molar\ mass(CH4)+fv_{N2}*lower\ heating\ value(N2)*molar\ mass(N2)+fv_{CO2}*lower\ heating\ value(CO2)*molar\ mass(CO2)+fv_{C2H6}*lower\ heating\ value(C2H6)*molar\ mass(C2H6)+fv_{C3H8}*lower\ heating\ value(C3H8)*molar\ mass(C3H8)+fv_{C4H10}*lower\ heating\ value(C4H10)*molar\ mass(C4H10)+fv_{C5H12}*Lower\ Heating\ Value(C5H12)*molar\ mass(C5H12)+fv_{C6H14}*Lower\ Heating\ Value(C6H14)*molar\ mass(C6H14)$

$h_bar_{CH4}=fv_{CH4}*enthalpy(CH4,T=T[15])*molar\ mass(CH4)+fv_{N2}*enthalpy(N2,T=T[15])*molar\ mass(N2)+fv_{CO2}*enthalpy(CO2,T=T[15])*molar\ mass(CO2)+fv_{C2H6}*enthalpy(C2H6,T=T[15])*molar\ mass(C2H6)+fv_{C3H8}*enthalpy(C3H8,T=T[15])*molar\ mass(C3H8)+fv_{C4H10}*enthalpy(C4H10,T=T[15])*molar\ mass(C4H10)+fv_{C5H12}*enthalpy(C5H12,T=T[15])*molar\ mass(C5H12)+fv_{C6H14}*Enthalpy(C6H14,T=T[15])*molar\ mass(C6H14)$

$s_bar_{CH4}=fv_{CH4}*entropy(CH4,T=T[15],P=fv_{CH4}*P[15])*molar\ mass(CH4)+fv_{N2}*entropy(N2,T=T[15],P=fv_{N2}*P[15])*molar\ mass(N2)+fv_{CO2}*entropy(CO2,T=T[15],P=fv_{CO2}*P[15])*molar\ mass(CO2)+fv_{C2H6}*entropy(C2H6,T=T[15],P=fv_{C2H6}*P[15])*molar\ mass(C2H6)+fv_{C3H8}*entropy(C3H8,T=T[15],P=fv_{C3H8}*P[15])*molar\ mass(C3H8)+fv_{C4H10}*entropy(C4H10,T=T[15],P=fv_{C4H10}*P[15])*molar\ mass(C4H10)+fv_{C5H12}*entropy(C5H12,T=T[15],P=fv_{C5H12}*P[15])*molar\ mass(C5H12)+fv_{C6H14}*entropy(C6H14,T=T[15],P=fv_{C6H14}*P[15])*molar\ mass(C6H14)$

$Cp_bar_{CH4}=fv_{CH4}*cp(CH4,T=T[15])*molar\ mass(CH4)+fv_{N2}*cp(N2,T=T[15])*molar\ mass(N2)+fv_{CO2}*cp(CO2,T=T[15])*molar\ mass(CO2)+fv_{C2H6}*cp(C2H6,T=T[15])*molar\ mass(C2H6)+fv_{C3H8}*cp(C3H8,T=T[15])*molar\ mass(C3H8)+fv_{C4H10}*cp(C4H10,T=T[15])*molar\ mass(C4H10)+fv_{C5H12}*cp(C5H12,T=T[15])*molar\ mass(C5H12)+fv_{C6H14}*cp(C6H14,T=T[15])*molar\ mass(C6H14)$

$_C5H12*cp(C5H12,T=T[15])*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*cp(C6H14,T=T[15])*molarmass(C6H14)$

Modelo termodinámico en EES para el sistema de potencia con turbina a gas y enfriamiento de aire a la entrada del compresor

"DATOS EQUIPOS"

DeltaP_HRSG=0,05 [-]
DeltaP_HRSG_TEMP=0,05 [-]
DeltaP_HRSG_PRESS=0,05 [-]
DeltaP_CC=0,05 [-]
DeltaP_Evap=0,05 [-]
DeltaP_Cond=0,05 [-]
eta_LPC=0,85
eta_HPC=0,8405
eta_GT=0,888 $\{(787.78-407.22)/(787.78-Ts_6)\}$
eta_MUP=0,8
eta_FDP=0,8
eta_Pcond=0,8
eta_Pevap=0,8
eta_CCH1=0,8
eta_CCH2=0,8
eta_Comb=0,98
eta_HRSG=0,88
eta_Coil=0,774
eta_CondCH1=1
eta_EvapCH1=1
eta_CondCH2=1
eta_EvapCH2=1
eta_mec=0,985 {Buscar eficiencia de mecanica}
eta_gen=0,98 {Buscar eficiencia de generador}
RP_LPC=2,5
RP_HPC=12,5
RP_GT=29
RP_MUP=15,2
RP_FDP=4,2
W_dot_fan=16*7,5*0,7457 [KW]
 $\{Ts_6/787.78=(1/RP_GT)^{(k_GT-1)/k_GT}\}$

"PESOS MOLECULARES DE GASES"

MW_CO2=molarmass(CO2)
MW_CO=molarmass(CO)
MW_H2O=molarmass(H2O)
MW_O2=molarmass(O2)
MW_O=molarmass(O)
MW_N2=molarmass(N2)
MW_NO=molarmass(NO)
MW_Air=molarmass(Air)
MW_AirH2O_1=(1+1,608*omega[1])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[1]/molarmass(H2O))
MW_AirH2O_2=(1+1,608*omega[2])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[2]/molarmass(H2O))
MW_AirH2O_3=(1+1,608*omega[3])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[3]/molarmass(H2O))
MW_AirH2O_4=(1+1,608*omega[4])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[4]/molarmass(H2O))
MW_AirH2O_40=(1+1,608*omega[40])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[40]/molarmass(H2O))

$MW_AirH2O_41=(1+1,608*\omega[41])/(1/molar\ mass(Air)+1,608*\omega[41]/molar\ mass(H2O))$
 $MW_gas=fv_CO2*MW_CO2+fv_CO*MW_CO+fv_H2O*MW_H2O+fv_O2*MW_O2+fv_N2*MW_N2+fv_NO*MW_NO$

"EXERGIA QUIMICA"

"EXERGIA QUIMICA DE AIRE"

$n_omega_1=\alpha*\lambda^{4,76*1,608*\omega[1]}$
 $y_O2_1=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_1)$
 $y_N2_1=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_1)$
 $y_H2O_1=n_omega_1/(n_O2+n_N2+n_omega_1)$
 $e_ch_1=(y_O2_1*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_1*\ln(y_O2_1)+y_N2_1*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_1*\ln(y_N2_1)+y_H2O_1*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_1*\ln(y_H2O_1))/MW_AirH2O_1$
 $n_omega_2=\alpha*\lambda^{4,76*1,608*\omega[2]}$
 $y_O2_2=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_2)$
 $y_N2_2=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_2)$
 $y_H2O_2=n_omega_2/(n_O2+n_N2+n_omega_2)$
 $e_ch_2=(y_O2_2*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_2*\ln(y_O2_2)+y_N2_2*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_2*\ln(y_N2_2)+y_H2O_2*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_2*\ln(y_H2O_2))/MW_AirH2O_2$
 $n_omega_3=\alpha*\lambda^{4,76*1,608*\omega[3]}$
 $y_O2_3=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_3)$
 $y_N2_3=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_3)$
 $y_H2O_3=n_omega_3/(n_O2+n_N2+n_omega_3)$
 $e_ch_3=(y_O2_3*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_3*\ln(y_O2_3)+y_N2_3*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_3*\ln(y_N2_3)+y_H2O_3*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_3*\ln(y_H2O_3))/MW_AirH2O_3$
 $n_omega_4=\alpha*\lambda^{4,76*1,608*\omega[4]}$
 $y_O2_4=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_4)$
 $y_N2_4=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_4)$
 $y_H2O_4=n_omega_4/(n_O2+n_N2+n_omega_4)$
 $e_ch_4=(y_O2_4*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_4*\ln(y_O2_4)+y_N2_4*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_4*\ln(y_N2_4)+y_H2O_4*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_4*\ln(y_H2O_4))/MW_AirH2O_4$
 $n_omega_40=4,76*1,608*\omega[40]$
 $y_O2_40=1/(1+3,76+n_omega_40)$
 $y_N2_40=3,71/(1+3,76+n_omega_40)$
 $y_H2O_40=n_omega_40/(1+3,76+n_omega_40)$
 $e_ch_40=(y_O2_40*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_40*\ln(y_O2_40)+y_N2_40*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_40*\ln(y_N2_40)+y_H2O_40*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_40*\ln(y_H2O_40))/MW_AirH2O_40$
 $n_omega_41=4,76*1,608*\omega[41]$
 $y_O2_41=1/(1+3,76+n_omega_41)$
 $y_N2_41=3,71/(1+3,76+n_omega_41)$
 $y_H2O_41=n_omega_41/(1+3,76+n_omega_41)$
 $e_ch_41=(y_O2_41*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*y_O2_41*\ln(y_O2_41)+y_N2_41*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*y_N2_41*\ln(y_N2_41)+y_H2O_41*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*y_H2O_41*\ln(y_H2O_41))/MW_AirH2O_41$

"EXERGIA QUIMICA DE LOS GASES DE ESCAPE"

$e_bar_ch_CO2=19480$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_CO=274710$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_H2O=9500$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_O2=3970$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_N2=720$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_NO=88900$ [Kj/Kmol]
 $e_bar_ch_gas=fv_CO2*e_bar_ch_CO2+R\#*T_0*fv_CO2*\ln(fv_CO2)+fv_CO*e_bar_ch_CO+R\#*T_0*fv_CO*\ln(fv_CO)+fv_H2O*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*fv_H2O*\ln(fv_H2O)+fv_O2*e_bar_ch_O2+R\#*T_0*fv_O2*\ln(fv_O2)+fv_N2*e_bar_ch_N2+R\#*T_0*fv_N2*\ln(fv_N2)+fv_NO*e_bar_ch_NO+R\#*T_0*fv_NO*\ln(fv_NO)$

"EXERGIA QUIMICA DEL COMBUSTIBLE"

$e_{\text{bar_ch_CH4}}=831200$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_ch_C2H6}}=1495000$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_ch_C3H8}}=2152800$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_ch_C4H10}}=2804200$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_ch_C5H12}}=3461300$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_ch_C6H14}}=4113300$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_che_CH4}}=f_{\text{v_CH4}}*e_{\text{bar_ch_CH4}}+f_{\text{v_N2}}*e_{\text{bar_ch_N2}}+f_{\text{v_CO2}}*e_{\text{bar_ch_CO2}}+f_{\text{v_C2H6}}*e_{\text{bar_ch_C2H6}}+f_{\text{v_C3H8}}*e_{\text{bar_ch_C3H8}}+f_{\text{v_C4H10}}*e_{\text{bar_ch_C4H10}}+f_{\text{v_C5H12}}*e_{\text{bar_ch_C5H12}}+f_{\text{v_C6H14}}*e_{\text{bar_ch_C6H14}}+R\#*T_0*f_{\text{v_CH4}}*\ln(f_{\text{v_CH4}})+R\#*T_0*f_{\text{v_N2}}*\ln(f_{\text{v_N2}})+R\#*T_0*f_{\text{v_CO2}}*\ln(f_{\text{v_CO2}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C2H6}}*\ln(f_{\text{v_C2H6}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C3H8}}*\ln(f_{\text{v_C3H8}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C4H10}}*\ln(f_{\text{v_C4H10}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C5H12}}*\ln(f_{\text{v_C5H12}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C6H14}}*\ln(f_{\text{v_C6H14}})$

"ESTADOS "

"Estado 0: Estado Muerto"

$T[0]=3,424$ [°C]
 $T_0=T[0]+273,15$ [K]
 $P[0]=38,15$ [KPa]
 $x[0]=0$
 $h_{\text{H2O}_0}=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[0];P=P[0])$
 $s_{\text{H2O}_0}=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[0];P=P[0])$
 $e_{\text{H2O}_0}=0$
 $h_{\text{R123}_0}=\text{enthalpy}(\text{R123};x=x[0];P=P[0])$
 $s_{\text{R123}_0}=\text{entropy}(\text{R123};x=x[0];P=P[0])$
 $e_{\text{R123}_0}=0$
 $h_{\text{CH4}_0}=\text{enthalpy}(\text{CH4};T=T[0])*MW_{\text{CH4}}$
 $s_{\text{CH4}_0}=\text{entropy}(\text{CH4};T=T[0];P=P[0])*MW_{\text{CH4}}$

$m_{\text{air}}=(m_{\text{fuel}}+m_{\text{fuel}}*AFR)$
 $m_{\text{air}}=v_{\text{dot_air}}/\text{volume}(\text{AirH2O};T=15;w=0,006345;P=100)$

"Estado 1: Aire, entrada Coil"

$T[1]=32$ [C]
 $T_1=T[1]+273,15$ [K]
 $P[1]=101,325$ [KPa]
 $rh[1]=0,8$ [-]
 $\omega[1]=\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[1];R=rh[1];P=P[1])$
 $m_{\text{dot}}[1]=m_{\text{dot}}[2]$
 $h[1]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $s[1]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $v[1]=\text{volume}(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $Cp[1]=\text{cp}(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $e_{\text{ph}_1}=Cp[1]*(T_1-T_0)-T_0*(Cp[1]*\ln(T_1/T_0)-R\#/MW_{\text{AirH2O}_1}*\ln(P[1]/P[0]))$
 $\{e_{\text{ch}_1}=(y_{\text{O2}_1}*e_{\text{bar_ch_O2}}+R\#*T_0*y_{\text{O2}_1}*\ln(y_{\text{O2}_1})+y_{\text{N2}_1}*e_{\text{bar_ch_N2}}+R\#*T_0*y_{\text{N2}_1}*\ln(y_{\text{N2}_1})+y_{\text{H2O}_1}*e_{\text{bar_ch_H2O}}+R\#*T_0*y_{\text{H2O}_1}*\ln(y_{\text{H2O}_1}))/MW_{\text{AirH2O}_1}\}$
 $e[1]=e_{\text{ph}_1}+e_{\text{ch}_1}$

"Estado 2: Aire, entrada LPC"

$\{T[2]=8.8$ [°C] $\}$
 $T_2=T[2]+273,15$
 $P[2]=100$ [kPa]
 $rh[2]=\text{relhum}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $m_{\text{dot}}[2]=v_{\text{dot_air}}/v[2]$
 $\omega[2]=\text{if}(\omega[1];\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[2];R=1;P=P[2]);\omega[1];\omega[1];\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[2];R=1;P=P[2]))$
 $h[2]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $s[2]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$

$v[2]=\text{volume}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\text{omega}[2];P=P[2])$
 $Cp[2]=\text{cp}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\text{omega}[2];P=P[2])$
 $Cv[2]=\text{cv}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\text{omega}[2];P=P[2])$
 $e_{ph_2}=Cp[2]*(T_2-T_0)-T_0*(Cp[2]*\ln(T_2/T_0)-R\#/MW_AirH2O_2*\ln(P[2]/P[0]))$
 $\{e_{ch_2}=(y_{O2_2}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_2}*\ln(y_{O2_2})+y_{N2_2}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_2}*\ln(y_{N2_2})+y_{H2O_2}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_2}*\ln(y_{H2O_2}))/MW_AirH2O_2\}$
 $e[2]=e_{ph_2}+e_{ch_2}$

"Estado 3: Aire, entrada HPC"

$T_3=(T_2/\text{eta_LPC})*(RP_LPC^{((k_LPC-1)/k_LPC)-1})+T_2$
 $T_3=T[3]+273,15 \text{ [K]}$
 $P[3]=P[2]*RP_LPC$
 $\text{omega}[3]=\text{omega}[2]$
 $m_dot[3]=m_dot[2]$
 $h[3]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[3];w=\text{omega}[3];P=P[3])$
 $s[3]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[3];w=\text{omega}[3];P=P[3])$
 $Cp[3]=\text{cp}(\text{AirH2O};T=T[3];w=\text{omega}[3];P=P[3])$
 $Cv[3]=\text{cv}(\text{AirH2O};T=T[3];w=\text{omega}[3];P=P[3])$
 $k_LPC=((Cp[3]+Cp[2])/2)/((Cv[3]+Cv[2])/2)$
 $e_{ph_3}=Cp[3]*(T_3-T_0)-T_0*(Cp[3]*\ln(T_3/T_0)-R\#/MW_AirH2O_3*\ln(P[3]/P[0]))$
 $\{e_{ch_3}=(y_{O2_3}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_3}*\ln(y_{O2_3})+y_{N2_3}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_3}*\ln(y_{N2_3})+y_{H2O_3}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_3}*\ln(y_{H2O_3}))/MW_AirH2O_3\}$
 $e[3]=e_{ph_3}+e_{ch_3}$

"Estado 4: Aire, entrada HPC"

$T_4=(T_3/\text{eta_HPC})*(RP_HPC^{((k_HPC-1)/k_HPC)-1})+T_3$
 $T_4=T[4]+273,15 \text{ [K]}$
 $P[4]=P[3]*RP_HPC$
 $\text{omega}[4]=\text{omega}[3]$
 $m_dot[4]=m_dot[3]$
 $h[4]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[4];w=\text{omega}[4];P=P[4])$
 $s[4]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[4];w=\text{omega}[4];P=P[4])$
 $Cp[4]=\text{cp}(\text{AirH2O};T=T[4];w=\text{omega}[4];P=P[4])$
 $Cv[4]=\text{cv}(\text{AirH2O};T=T[4];w=\text{omega}[4];P=P[4])$
 $k_HPC=((Cp[4]+Cp[3])/2)/((Cv[4]+Cv[3])/2)$
 $e_{ph_4}=Cp[4]*(T_4-T_0)-T_0*(Cp[4]*\ln(T_4/T_0)-R\#/MW_AirH2O_4*\ln(P[4]/P[0]))$
 $\{e_{ch_4}=(y_{O2_4}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_4}*\ln(y_{O2_4})+y_{N2_4}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_4}*\ln(y_{N2_4})+y_{H2O_4}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_4}*\ln(y_{H2O_4}))/MW_AirH2O_4\}$
 $e[4]=e_{ph_4}+e_{ch_4}$

"Estado 5:Entrada HPT"

$T_5=T[5]+273,15 \text{ [K]}$
 $P[5]=P[4]*(1-\text{DeltaP_CC})$
 $m_dot[5]=m_dot[4]*(1+\text{omega}[4]+1/\text{AFR})$ "Flujo de gases a la salida CC"
 $MW_mix_5=MW_gas$
 $h[5]=h_{bar_gas_5}/MW_mix_5$
 $s[5]=s_{bar_gas_5}/MW_mix_5$
 $Cp[5]=Cp_{bar_gas_5}/MW_mix_5$
 $Cv[5]=Cv_{bar_gas_5}/MW_mix_5$
 $e_{ph_5}=Cp[5]*(T_5-T_0)-T_0*(Cp[5]*\ln(T_5/T_0)-(R\#/MW_mix_5)*\ln(P[5]/P[0]))$
 $e_{ch_5}=e_{bar_ch_gas}/MW_mix_5$
 $e[5]=e_{ph_5}+e_{ch_5}$

"Estado 6:Salida PT"

$m_dot[6]=m_dot[5]$
 $T_6=T_5-\text{eta_GT}*T_5*(1-(1/(RP_GT))^{(K_GT-1)/K_GT})$

$T_6 = T[6] + 273,15$ [K]
 $P[6] = P[5] / RP_GT$
 $h[6] = h_bar_gas_6 / MW_mix_5$
 $s[6] = s_bar_gas_6 / MW_mix_5$
 $Cp[6] = Cp_bar_gas_6 / MW_mix_5$
 $Cv[6] = Cv_bar_gas_6 / MW_mix_5$
 $k_GT = ((Cp[5] + Cp[6]) / 2) / ((Cv[5] + Cv[6]) / 2)$
 $e_ph_6 = Cp[6] * (T_6 - T_0) - T_0 * (Cp[6] * \ln(T_6 / T_0) - (R\# / MW_mix_5) * \ln(P[6] / P[0]))$
 $e_ch_6 = e_bar_ch_gas / MW_mix_5$
 $e[6] = e_ph_6 + e_ch_6$

"Estado 15: Inyeccion de combustible"

$T[15] = 85,6$ [°C]
 $T_{15} = T[15] + 273,15$ [K]
 $P[15] = 3403,94$ [kPa]
 $v[15] = \text{volume}(\text{CH}_4; T = T[15]; P = P[15])$
 $AFR = 45,5$
 $AFR = m_dot[2] / m_dot[15]$
 $AFR = 4,76 * \alpha * \lambda * MW_AirH2O_4 / MW_CH4$
 $LHV = LHV_bar_CH4 / MW_CH4$
 $h[15] = \text{enthalpy}(\text{CH}_4; T = T[15]) - \text{enthalpy}(\text{CH}_4; T = 25)$
 $s[15] = \text{entropy}(\text{CH}_4; T = T[15]; P = P[15])$
 $Cp[15] = Cp_bar_CH4 / MW_CH4$
 $e[15] = cp[15] * (T_{15} - T_0) - T_0 * (cp[15] * \ln(T_{15} / T_0) - (R\# / MW_CH4) * \ln(P[15] / P[0])) + e_bar_che_CH4 / MW_CH4$

"ESTADO 40: Entrada de aire a torres"

$T[40] = 28$ [°C]
 $T_{40} = T[40] + 273,15$ [K]
 $P[40] = 101,325$ [KPa]
 $rh[40] = 0,8$ [-]
 $\omega[40] = \text{humrat}(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[40]; R = rh[40]; P = P[40])$
 $h[40] = \text{enthalpy}(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[40]; w = \omega[40]; P = P[40])$
 $s[40] = \text{entropy}(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[40]; w = \omega[40]; P = P[40])$
 $wb[40] = \text{wetbulb}(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[40]; w = \omega[40]; P = P[40])$
 $Cp[40] = cp(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[40]; w = \omega[40]; P = P[40])$
 $e_ph_40 = Cp[40] * (T_{40} - T_0) - T_0 * (Cp[40] * \ln(T_{40} / T_0) - R\# / MW_AirH2O_40 * \ln(P[40] / P[0]))$
 $\{e_ch_40 = (y_{O2_40} * e_bar_ch_{O2} + R\# * T_0 * y_{O2_40} * \ln(y_{O2_40}) + y_{N2_40} * e_bar_ch_{N2} + R\# * T_0 * y_{N2_40} * \ln(y_{N2_40}) + y_{H2O_40} * e_bar_ch_{H2O} + R\# * T_0 * y_{H2O_40} * \ln(y_{H2O_40})) / MW_AirH2O_40\}$
 $e[40] = e_ph_40 + e_ch_40$

"ESTADO 41: Salida de Aire de torres"

$T[41] = 33,5$ [°C]
 $T_{41} = T[41] + 273,17$ [K]
 $P[41] = 101,325$ [KPa]
 $rh[41] = 1$ [-]
 $m_dot[41] = m_dot[40]$
 $\omega[41] = \text{humrat}(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[41]; R = rh[41]; P = P[41])$
 $h[41] = \text{enthalpy}(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[41]; w = \omega[41]; P = P[41])$
 $s[41] = \text{entropy}(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[41]; w = \omega[41]; P = P[41])$
 $Cp[41] = cp(\text{AirH}_2\text{O}; T = T[41]; w = \omega[41]; P = P[41])$
 $e_ph_41 = Cp[41] * (T_{41} - T_0) - T_0 * (Cp[41] * \ln(T_{41} / T_0) - R\# / MW_AirH2O_41 * \ln(P[41] / P[0]))$
 $\{e_ch_41 = (y_{O2_41} * e_bar_ch_{O2} + R\# * T_0 * y_{O2_41} * \ln(y_{O2_41}) + y_{N2_41} * e_bar_ch_{N2} + R\# * T_0 * y_{N2_41} * \ln(y_{N2_41}) + y_{H2O_41} * e_bar_ch_{H2O} + R\# * T_0 * y_{H2O_41} * \ln(y_{H2O_41})) / MW_AirH2O_41\}$

e[41]=e_ph_41+e_ch_41

"Estado 21: Entrada Agua de Torres"

T[21]=38,89 [°C]
P[21]=P[25]
m_dot_cond=V_dot_cond*0,00006309/v[21] "Kg/s"
m_dot[21]=m_dot[23]
h[21]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[21];P=P[21])
s[21]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[21];P=P[21]) "[Kj/kg*K]"
v[21]=volume(Steam_IAPWS;T=T[21];P=P[21]) "[m3/kg]"
e[21]=(h[21]-h_H2O_0)-((s[21]-s_H2O_0)*T_0) "[Kj/kg]"

"ESTADO 22: Salida Agua de torres"

T[22]=30,56 [°C]
P[22]=113,212 [KPa]
m_dot[22]=m_dot[21]-m_dot_make_up
h[22]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[22];P=P[22]) "[Kj/kg]"
s[22]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[22];P=P[22]) "[Kj/kg*K]"
v[22]=volume(Steam_IAPWS;T=T[22];P=P[22])
e[22]=(h[22]-h_H2O_0)-((s[22]-s_H2O_0)*T_0) "[Kj/kg]"

"Estado 23: Salida Agua de bombas"

P[23]=334,6 [KPa]
{m_dot_cond=300}
m_dot[23]=m_dot_cond
m_dot[23]=m_dot[24]+m_dot[38]
h[23]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[23];P=P[23]) "[Kj/kg]"
s[23]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[23];P=P[23]) "[Kj/kg*K]"
e[23]=(h[23]-h_H2O_0)-((s[23]-s_H2O_0)*T_0) "[Kj/kg]"

"ESTADO 24: Agua a la entrada del condensador del chiller 1"

T[24]=T[23]
P[24]=P[23]
h[24]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[24];P=P[24])
s[24]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[24];P=P[24])
v[24]=volume(Steam_IAPWS;T=T[24];P=P[24])
e[24]=(h[24]-h_H2O_0)-((s[24]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 25: Agua a la salida del condensador del chiller 1"

T[25]=38,89 [°C]
P[25]=P[24]*(1-DeltaP_Cond)
m_dot[25]=m_dot[24]
h[25]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[25];P=P[25])
s[25]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[25];P=P[25])
e[25]=(h[25]-h_H2O_0)-((s[25]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 26: Entrada R123 al condensador del chiller 1"

T[26]=temperature(R123;h=h[26];P=P[26])
P[26]=P[27]
m_dot[26]=m_dot_r123_Evap1
s[26]=entropy(R123;h=h[26];P=P[26])
e[26]=(h[26]-h_r123_0)-((s[26]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 27: Salida R123 al condensador del chiller 1"

T[27]=temperature(R123;P=P[27];x=x[27])
P[27]=159,8 [KPa]

m_dot[27]=m_dot_r123_Evap1
x[27]=0
h[27]=enthalpy(R123;P=P[27];x=x[27])
s[27]=entropy(R123;P=P[27];x=x[27])
e[27]=(h[27]-h_r123_0)-((s[27]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 28: Entrada R123 al evaporador del chiller 1"

T[28]=temperature(R123;h=h[28];P=P[28])
P[28]=P[29]
m_dot[28]=m_dot_r123_Evap1
x[28]=quality(R123;h=h[28];P=P[28])
h[28]=h[27]
s[28]=entropy(R123;h=h[28];P=P[28])
e[28]=(h[28]-h_r123_0)-((s[28]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 29: Salida R123 al evaporador del chiller 1"

T[29]=temperature(R123;x=x[29];P=P[29])
P[29]=45,61 [KPa]
m_dot[29]=m_dot_r123_Evap1
x[29]=1
h[29]=enthalpy(R123;x=x[29];T=T[29])
s[29]=entropy(R123;x=x[29];T=T[29])
e[29]=(h[29]-h_r123_0)-((s[29]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 30: Entrada agua al evaporador del chiller 1"

P[30]=493,58 [KPa]
m_dot_Evap=V_dot_Evap*0,00006309/v[30]
m_dot[30]=m_dot_Evap
h[30]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[30];P=P[30])
s[30]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[30];P=P[30])
v[30]=volume(Steam_IAPWS;T=T[30];P=P[30])
e[30]=(h[30]-h_H2O_0)-((s[30]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 31: Salida agua al evaporador del chiller 1"

T[31]=9,13 [°C]
P[31]=P[30]*(1-DeltaP_Evap)
m_dot[31]=m_dot_Evap
h[31]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[31];P=P[31])
s[31]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[31];P=P[31])
e[31]=(h[31]-h_H2O_0)-((s[31]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 32: Salida agua al evaporador del chiller 2"

T[32]=4,44 [°C]
P[32]=P[31]*(1-DeltaP_Evap)
m_dot[32]=m_dot_Evap
h[32]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[32];P=P[32])
s[32]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[32];P=P[32])
e[32]=(h[32]-h_H2O_0)-((s[32]-s_H2O_0)*T_0)

"Estado 33: Salida de agua Coil"

T[33]=14,57 [°C]
P[33]=168 [KPa]
{m_dot_Evap=207}
m_dot[33]=m_dot_Evap
h[33]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[33];P=P[33])
s[33]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[33];P=P[33])

$$e[33]=(h[33]-h_{H2O_0})-((s[33]-s_{H2O_0})\cdot T_0) \text{ "[Kj/kg]"}$$

"ESTADO 34: Entrada R123 al evaporador del chiller 2"

$$T[34]=\text{temperature}(R123;h=h[34];P=P[34])$$

$$P[34]=P[35]$$

$$m_dot[34]=m_dot_{r123_Evap2}$$

$$x[34]=\text{quality}(R123;h=h[34];P=P[34])$$

$$h[34]=h[37]$$

$$s[34]=\text{entropy}(R123;h=h[34];P=P[34])$$

$$e[34]=(h[34]-h_{r123_0})-((s[34]-s_{r123_0})\cdot T_0)$$

"ESTADO 35: Salida R123 al evaporador del chiller 2"

$$T[35]=\text{temperature}(R123;x=x[35];P=P[35])$$

$$P[35]=38,15$$

$$m_dot[35]=m_dot_{r123_Evap2}$$

$$x[35]=1$$

$$h[35]=\text{enthalpy}(R123;x=x[35];P=P[35])$$

$$s[35]=\text{entropy}(R123;x=x[35];P=P[35])$$

$$e[35]=(h[35]-h_{r123_0})-((s[35]-s_{r123_0})\cdot T_0)$$

"ESTADO 36: Entrada R123 al condensador del chiller 2"

$$T[36]=\text{temperature}(R123;h=h[36];P=P[36])$$

$$P[36]=P[37]$$

$$m_dot[36]=m_dot_{r123_Evap2}$$

$$s[36]=\text{entropy}(R123;h=h[36];P=P[36])$$

$$e[36]=(h[36]-h_{r123_0})-((s[36]-s_{r123_0})\cdot T_0)$$

"ESTADO 37: Salida R123 al condensador del chiller 2"

$$T[37]=\text{temperature}(R123;P=P[37];x=x[37])$$

$$P[37]=159,8$$

$$m_dot[37]=m_dot_{r123_Evap2}$$

$$x[37]=0$$

$$h[37]=\text{enthalpy}(R123;P=P[37];x=x[37])$$

$$s[37]=\text{entropy}(R123;P=P[37];x=x[37])$$

$$e[37]=(h[37]-h_{r123_0})-((s[37]-s_{r123_0})\cdot T_0)$$

"ESTADO 38: Agua a la entrada del condensador del chiller 2"

$$T[38]=30,56$$

$$P[38]=P[23]$$

$$h[38]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[38];P=P[38])$$

$$s[38]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[38];P=P[38])$$

$$e[38]=(h[38]-h_{H2O_0})-((s[38]-s_{H2O_0})\cdot T_0)$$

"ESTADO 39: Agua a la salida del condensador del chiller 2"

$$T[39]=38,89$$

$$P[39]=P[38]\cdot(1-\Delta P_{\text{Cond}})$$

$$m_dot[39]=m_dot[38]$$

$$h[39]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[39];P=P[39])$$

$$s[39]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[39];P=P[39])$$

$$e[39]=(h[39]-h_{H2O_0})-((s[39]-s_{H2O_0})\cdot T_0)$$

"ANALISIS ENERGETICO"

$$m_dot[32]\cdot(h[32]-h[33])+m_dot[1]\cdot h[1]-m_dot[2]\cdot h[2]-m_dot[1]\cdot(\omega[1]-\omega[2])\cdot \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[2];x=0)+Q_dot_{\text{Coil}}=0 \text{ \{Enfriador de aire\}}$$

$$\eta_{coil} = (m_{dot}[1]*h[1] - m_{dot}[2]*h[2]) / (m_{dot}[33]*(h[33] - h[32]))$$

$$W_{dot_LPC} = (m_{dot}[3]*h[3] - m_{dot}[2]*h[2]) / \eta_{mec}$$

$$W_{dot_HPC} = (m_{dot}[4]*h[4] - m_{dot}[3]*h[3]) / \eta_{mec}$$

$$m_{dot}[15]*LHV + m_{dot}[4]*h[4] - m_{dot}[5]*h[5] - Q_{dot_CC} = 0$$

$$W_{dot_GT} = (m_{dot}[5]*Cp[5]*(T[5] - T[6]))$$

$$m_{dot}[40]*(h[40] - h[41]) + m_{dot}[21]*h[21] - m_{dot}[22]*h[22] = 0 \text{ \{Torre de enfriamiento\}}$$

$$m_{dot}[40]*(\omega[41] - \omega[40]) = m_{dot_make_up}$$

$$\eta_{CT} = (T[21] - T[22]) / (T[21] - wb[40])$$

$$W_{dot_Pcond} = (m_{dot}[23]*(h[23] - h[22])) / \eta_{mec} \text{ \{Bomba de agua de condensacion\}}$$

$$\eta_{Pcond} = (\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; s=s[22]; P=P[23]) - h[22]) / (h[23] - h[22])$$

$$\eta_{CCH1} = (\text{enthalpy}(R123; s=s[29]; P=P[26]) - h[29]) / (h[26] - h[29])$$

$$W_{dot_CCH1} = (m_{dot}[26]*(h[26] - h[29])) / \eta_{mec} \text{ \{Compresor chiller 1\}}$$

$$m_{dot}[24]*(h[24] - h[25]) + m_{dot}[26]*h[26] - m_{dot}[27]*h[27] - Q_{dot_CondCH1} = 0 \text{ \{Condensdor chiller 1\}}$$

$$\eta_{CondCH1} = m_{dot}[25]*(h[25] - h[24]) / (m_{dot}[26]*h[26] - m_{dot}[27]*h[27])$$

$$m_{dot}[30]*h[30] - m_{dot}[31]*h[31] + m_{dot}[28]*(h[28] - h[29]) + Q_{dot_EvapCH1} = 0 \text{ \{Evaporador chiller 1\}}$$

$$\eta_{EvapCH1} = (m_{dot}[30]*h[30] - m_{dot}[31]*h[31]) / (m_{dot}[29]*h[29] - m_{dot}[28]*h[28])$$

$$\eta_{CCH2} = (\text{enthalpy}(R123; s=s[35]; P=P[36]) - h[35]) / (h[36] - h[35]) \text{ \{Compresor chiller 2\}}$$

$$W_{dot_CCH2} = m_{dot}[36]*(h[36] - h[35]) / \eta_{mec}$$

$$m_{dot}[38]*(h[38] - h[39]) + m_{dot}[36]*h[36] - m_{dot}[37]*h[37] - Q_{dot_CondCH2} = 0 \text{ \{Condensador chiller 2\}}$$

$$\eta_{CondCH2} = m_{dot}[38]*(h[39] - h[38]) / (m_{dot}[36]*h[36] - m_{dot}[37]*h[37])$$

$$m_{dot}[31]*h[31] - m_{dot}[32]*h[32] + m_{dot}[34]*(h[34] - h[35]) + Q_{dot_EvapCH2} = 0 \text{ \{Evaporador chiller 2\}}$$

$$\eta_{EvapCH2} = (m_{dot}[31]*h[31] - m_{dot}[32]*h[32]) / (m_{dot}[35]*h[35] - m_{dot}[34]*h[34])$$

$$W_{dot_Pevap} = m_{dot}[30]*(h[30] - h[33]) / \eta_{mec} \text{ \{Bomba de agua de evaporacion\}}$$

$$\eta_{Pevap} = (\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; s=s[33]; P=P[30]) - h[33]) / (h[30] - h[33])$$

"Indicadores Energeticos"

$$w_{comp} = (h[4] - h[2])$$

$W_{dot_net}=W_{dot_GT}-W_{dot_HPC}-W_{dot_LPC}-W_{dot_CCH1}-W_{dot_CCH2}-W_{dot_Pevap}-W_{dot_Pcond}-W_{dot_fan}$ {Trabajo Neto}

$P_Elect=eta_gen*W_{dot_net}$ {Potencia Electrica}

$eta_TH=P_Elect/(m_dot[15]*LHV)$ {Eficiencia termica}

$HR1=(3600*m_dot[15]*LHV)/P_Elect$ {Heat Rate}

$SFC=(3600*m_dot[15])/P_Elect$ {Consumo especifico de combustible}

$PGR=(P_elect-P_GT)/P_GT*100$

$TEC=(eta_TH-eta_GTH)/eta_GTH*100$

$NOR=(NO_GTIAC-NO_GT)/NO_GT*100$

$P_GT=29753$

$eta_GTH=0,3492$

$NO_GT=8,083$

$NO_GTIAC=DeltaX_NO_mg$

$PT=32000$

$TH=0,36$

$TH=PT/(m_fuel*LHV)$

$Error_PT=abs(P_elect-PT)/PT$

$Error_TH=abs(eta_TH-TH)/TH$

"ANALISIS EXERGETICO"

$E_F_LPC=W_{dot_LPC}$

$E_P_LPC=m_dot[3]*e[3]-m_dot[2]*e[2]$

$E_D_LPC=E_F_LPC-E_P_LPC$

$Epsilon_LPC=E_P_LPC/E_F_LPC*100$

$E_F_HPC=W_{dot_HPC}$

$E_P_HPC=m_dot[4]*e[4]-m_dot[3]*e[3]$

$E_D_HPC=E_F_HPC-E_P_HPC$

$Epsilon_HPC=E_P_HPC/E_F_HPC*100$

$E_F_CC=m_dot[15]*e[15]$

$E_P_CC=m_dot[5]*e[5]-m_dot[4]*e[4]$

$E_D_CC=E_F_CC-E_P_CC$

$Epsilon_CC=E_P_CC/E_F_CC*100$

$E_F_GT=m_dot[5]*e[5]-m_dot[6]*e[6]$

$E_P_GT=W_{dot_GT}$

$E_D_GT=E_F_GT-E_P_GT$

$Epsilon_GT=E_P_GT/E_F_GT*100$

$E_F_CT=m_dot[21]*e[21]-m_dot[22]*e[22]+W_{dot_fan}$

$E_P_CT=m_dot[41]*e[41]-m_dot[40]*e[40]$

$E_D_CT=E_F_CT-E_P_CT$

$Epsilon_CT=E_P_CT/E_F_CT*100$

$E_F_Pcond=W_{dot_Pcond}$

$E_P_Pcond=m_dot[23]*(e[23]-e[22])$

$E_D_Pcond=E_F_Pcond-E_P_Pcond$

$$\text{Epsilon_Pcond}=\text{E_P_Pcond}/\text{E_F_Pcond}*100$$

$$\text{E_F_CCH1}=\text{W_dot_CCH1}$$

$$\text{E_P_CCH1}=\text{m_dot}[26]*\text{e}[26]-\text{m_dot}[29]*\text{e}[29]$$

$$\text{E_D_CCH1}=\text{E_F_CCH1}-\text{E_P_CCH1}$$

$$\text{Epsilon_CCH1}=\text{E_P_CCH1}/\text{E_F_CCH1}*100$$

$$\text{E_F_CondCH1}=\text{m_dot}[26]*\text{e}[26]-\text{m_dot}[27]*\text{e}[27]$$

$$\text{E_P_CondCH1}=\text{m_dot}[25]*\text{e}[25]-\text{m_dot}[24]*\text{e}[24]$$

$$\text{E_D_CondCH1}=\text{E_F_CondCH1}-\text{E_P_CondCH1}$$

$$\text{Epsilon_CondCH1}=\text{E_P_CondCH1}/\text{E_F_CondCH1}*100$$

$$\text{E_F_EvapCH1}=\text{abs}(\text{m_dot}[31]*\text{e}[31]-\text{m_dot}[30]*\text{e}[30])$$

$$\text{E_P_EvapCH1}=\text{abs}(\text{m_dot}[28]*\text{e}[28]-\text{m_dot}[29]*\text{e}[29])$$

$$\text{E_D_EvapCH1}=\text{E_F_EvapCH1}-\text{E_P_EvapCH1}$$

$$\text{Epsilon_EvapCH1}=\text{E_P_EvapCH1}/\text{E_F_EvapCH1}*100$$

$$\text{E_F_TVCH1}=\text{m_dot}[27]*\text{e}[27]$$

$$\text{E_P_TVCH1}=\text{m_dot}[28]*\text{e}[28]$$

$$\text{E_D_TVCH1}=\text{E_F_TVCH1}-\text{E_P_TVCH1}$$

$$\text{Epsilon_TVCH1}=\text{E_P_TVCH1}/\text{E_F_TVCH1}*100$$

$$\text{E_F_CCH2}=\text{W_dot_CCH2}$$

$$\text{E_P_CCH2}=\text{m_dot}[36]*\text{e}[36]-\text{m_dot}[35]*\text{e}[35]$$

$$\text{E_D_CCH2}=\text{E_F_CCH2}-\text{E_P_CCH2}$$

$$\text{Epsilon_CCH2}=\text{E_P_CCH2}/\text{E_F_CCH2}*100$$

$$\text{E_F_CondCH2}=\text{m_dot}[36]*\text{e}[36]-\text{m_dot}[37]*\text{e}[37]$$

$$\text{E_P_CondCH2}=\text{m_dot}[39]*\text{e}[39]-\text{m_dot}[38]*\text{e}[38]$$

$$\text{E_D_CondCH2}=\text{E_F_CondCH2}-\text{E_P_CondCH2}$$

$$\text{Epsilon_CondCH2}=\text{E_P_CondCH2}/\text{E_F_CondCH2}*100$$

$$\text{E_F_EvapCH2}=\text{abs}(\text{m_dot}[32]*\text{e}[32]-\text{m_dot}[31]*\text{e}[31])$$

$$\text{E_P_EvapCH2}=\text{abs}(\text{m_dot}[34]*\text{e}[34]-\text{m_dot}[35]*\text{e}[35])$$

$$\text{E_D_EvapCH2}=\text{E_F_EvapCH2}-\text{E_P_EvapCH2}$$

$$\text{Epsilon_EvapCH2}=\text{E_P_EvapCH2}/\text{E_F_EvapCH2}*100$$

$$\text{E_F_TVCH2}=\text{m_dot}[37]*\text{e}[37]$$

$$\text{E_P_TVCH2}=\text{m_dot}[34]*\text{e}[34]$$

$$\text{E_D_TVCH2}=\text{E_F_TVCH2}-\text{E_P_TVCH2}$$

$$\text{Epsilon_TVCH2}=\text{E_P_TVCH2}/\text{E_F_TVCH2}*100$$

$$\text{E_F_Coil}=\text{abs}(\text{m_dot}[2]*\text{e}[2]-\text{m_dot}[1]*\text{e}[1])$$

$$\text{E_P_Coil}=\text{abs}(\text{m_dot}[32]*\text{e}[32]-\text{m_dot}[33]*\text{e}[33])$$

$$\text{E_D_Coil}=\text{E_F_Coil}-\text{E_P_Coil}$$

$$\text{Epsilon_Coil}=\text{E_P_Coil}/\text{E_F_Coil}*100$$

$$\text{E_F_Pevap}=\text{W_dot_Pevap}$$

$$\text{E_P_Pevap}=\text{m_dot}[30]*\text{e}[30]-\text{m_dot}[33]*\text{e}[33]$$

$$\text{E_D_Pevap}=\text{E_F_Pevap}-\text{E_P_Pevap}$$

$$\text{Epsilon_Pevap}=\text{E_P_Pevap}/\text{E_F_Pevap}*100$$

$$\text{E_loss}=\text{m_dot}[6]*\text{e}[6]$$

$$\text{ED_Total}=\text{E_D_Coil}+\text{E_D_Pevap}+\text{E_D_TVCH2}+\text{E_D_EvapCH2}+\text{E_D_CondCH2}+\text{E_D_CCH2}+\text{E_D_TVCH1}+\text{E_D_EvapCH1}+\text{E_D_CondCH1}+\text{E_D_CCH1}+\text{E_D_Pcond}+\text{E_D_CT}+\text{E_D_GT}+\text{E_D_C}+\text{E_D_HPC}+\text{E_D_LPC}$$

Epsilon_Total=P_elect/(m_dot[15]*e[15])*100

"ANALISIS THERMOECONOMIco"

i_r=0,065 { [%]}

n_y=20 { [year]}

RTY=2688 {[Hour]}

PEC_GT=5850000000/3000 {[COP]}

PEC_CT=900000000/3000 {[COP]}

PEC_Coil=105000000/3000 {[COP]}

PEC_Pevap=20985000/3000 {[COP]}

PEC_Pcond=20985000/3000 {[COP]}

PEC_CH1=180000000/3000 {[COP]}

PEC_CH2=180000000/3000 {[COP]}

PEC_COND=(3/10)*PEC_CH1+(3/10)*PEC_CH2+PEC_Pcond+PEC_CT

PEC_EVAP=(3/10)*PEC_CH1+(3/10)*PEC_CH2+PEC_Coil+PEC_Pevap

PEC=PEC_CH1+PEC_CH2+PEC_Pevap+PEC_Pcond+PEC_Coil+PEC_CT+PEC_GT

OP&M=12*8800000/3000+0,05*PEC {[COP]}

Z_CI_LPC=(PEC_GT/8)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_HPC=(PEC_GT/4)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_CC=(PEC_GT/4)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_GT=(PEC_GT/4)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_Gen=(PEC_GT/8)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_CT=(PEC_CT)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_Coil=(PEC_Coil)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_Pcond=(PEC_Pcond)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_Pevap=(PEC_Pevap)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_EvapCH1=((3/10)*PEC_CH1)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_CCH1=((3/10)*PEC_CH1)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_CondCH1=((3/10)*PEC_CH1)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_TVCH1=((1/10)*PEC_CH1)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_EvapCH2=((3/10)*PEC_CH2)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_CCH2=((3/10)*PEC_CH2)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_CondCH2=((3/10)*PEC_CH2)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_CI_TVCH2=((1/10)*PEC_CH2)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)

Z_OP_LPC=OP&M*(PEC_GT/8)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_HPC=OP&M*(PEC_GT/4)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_CC=OP&M*(PEC_GT/4)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_GT=OP&M*(PEC_GT/4)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_Gen=OP&M*(PEC_GT/8)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_CT=OP&M*(PEC_CT)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_Coil=OP&M*(PEC_Coil)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_Pcond=OP&M*(PEC_Pcond)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_Pevap=OP&M*(PEC_Pevap)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_EvapCH1=OP&M*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_CCH1=OP&M*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_CondCH1=OP&M*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_TVCH1=OP&M*((1/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_EvapCH2=OP&M*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_CCH2=OP&M*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_CondCH2=OP&M*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)

Z_OP_TVCH2=OP&M*((1/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)

Z_H2O_CT=H2O_Cond*(PEC_CT)/(3600*RTY*PEC_COND)

Z_H2O_Pcond=H2O_Cond*(PEC_Pcond)/(3600*RTY*PEC_COND)

Z_H2O_Coil=H2O_Evap*(PEC_Coil)/(3600*RTY*PEC_EVAP)

Z_H2O_Pevap=H2O_Evap*(PEC_Pevap)/(3600*RTY*PEC_EVAP)

Z_H2O_CondCH1=H2O_Evap*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC_COND)

$Z_{H2O_EvapCH1} = H2O_Evap * ((3/10) * PEC_CH1) / (3600 * RTY * PEC_EVAP)$
 $Z_{R123_EvapCH1} = R123_CH1 * ((3/10) * PEC_CH1) / (3600 * RTY * PEC_CH1)$
 $Z_{R123_CCH1} = R123_CH1 * ((3/10) * PEC_CH1) / (3600 * RTY * PEC_CH1)$
 $Z_{R123_CondCH1} = R123_CH1 * ((3/10) * PEC_CH1) / (3600 * RTY * PEC_CH1)$
 $Z_{R123_TVCH1} = R123_CH1 * ((1/10) * PEC_CH1) / (3600 * RTY * PEC_CH1)$
 $Z_{H2O_CondCH2} = H2O_Evap * ((3/10) * PEC_CH2) / (3600 * RTY * PEC_COND)$
 $Z_{H2O_EvapCH2} = H2O_Evap * ((3/10) * PEC_CH2) / (3600 * RTY * PEC_EVAP)$
 $Z_{R123_EvapCH2} = R123_CH2 * ((3/10) * PEC_CH2) / (3600 * RTY * PEC_CH2)$
 $Z_{R123_CCH2} = R123_CH2 * ((3/10) * PEC_CH2) / (3600 * RTY * PEC_CH2)$
 $Z_{R123_CondCH2} = R123_CH2 * ((3/10) * PEC_CH2) / (3600 * RTY * PEC_CH2)$
 $Z_{R123_TVCH2} = R123_CH2 * ((1/10) * PEC_CH2) / (3600 * RTY * PEC_CH2)$
 $Z_{dot_LPC} = Z_CI_LPC + Z_OP_LPC$
 $Z_{dot_HPC} = Z_CI_HPC + Z_OP_HPC$
 $Z_{dot_CC} = Z_CI_CC + Z_OP_CC$
 $Z_{dot_GT} = Z_CI_GT + Z_OP_GT$
 $Z_{dot_Gen} = Z_CI_Gen + Z_OP_Gen$
 $Z_{dot_CT} = Z_CI_CT + Z_OP_CT + Z_{H2O_CT}$
 $Z_{dot_Coil} = Z_CI_Coil + Z_OP_Coil + Z_{H2O_Coil}$
 $Z_{dot_Pevap} = Z_CI_Pevap + Z_OP_Pevap + Z_{H2O_Pevap}$
 $Z_{dot_Pcond} = Z_CI_Pcond + Z_OP_Pcond + Z_{H2O_Pcond}$
 $Z_{dot_EvapCH1} = Z_CI_EvapCH1 + Z_OP_EvapCH1 + Z_{H2O_EvapCH1} + Z_{R123_EvapCH1}$
 $Z_{dot_CCH1} = Z_CI_CCH1 + Z_OP_CCH1 + Z_{R123_CCH1}$
 $Z_{dot_CondCH1} = Z_CI_CondCH1 + Z_OP_CondCH1 + Z_{H2O_CondCH1} + Z_{R123_CondCH1}$
 $Z_{dot_TVCH1} = Z_CI_TVCH1 + Z_OP_TVCH1 + Z_{R123_TVCH1}$
 $Z_{dot_EvapCH2} = Z_CI_EvapCH2 + Z_OP_EvapCH2 + Z_{H2O_EvapCH2} + Z_{R123_EvapCH2}$
 $Z_{dot_CCH2} = Z_CI_CCH2 + Z_OP_CCH2 + Z_{R123_CCH2}$
 $Z_{dot_CondCH2} = Z_CI_CondCH2 + Z_OP_CondCH2 + Z_{H2O_CondCH2} + Z_{R123_CondCH2}$
 $Z_{dot_TVCH2} = Z_CI_TVCH2 + Z_OP_TVCH2 + Z_{R123_TVCH2}$
 $H2O_Evap = 2000/3000 * m_dot[30] * v[30] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $H2O_Cond = 2000/3000 * m_dot[22] * v[22] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $c_Mup = 2000/3000 * v[22] / e[22] \{[(USD/m3)(m3/kg)] / (kJ/kg)\}$
 $R123_CH1 = 39800/3000 * m_dot[29] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $R123_CH2 = 39800/3000 * m_dot[34] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $c[1] = 0$
 $c[22] = 0$
 $c[29] = 0$
 $c[33] = 0$
 $c[35] = 0$
 $c[6] = c[5]$
 $c[15] = 6,77 * (0,947817 / 1000000) \{[(USD/MBTU)(1MBTU/1000000BTU)(0,947817BTU/1KJ)]\}$
 $\{c[22] = c[21]\}$
 $c[24] = c[23]$
 $c[27] = c[26]$
 $\{c[29] = c[28]\}$
 $c[33] = c[32]$
 $c[35] = c[34]$
 $c[37] = c[36]$
 $c[38] = c[23]$
 $c[40] = 0$

 $C_KWh = 3600 * c_Pelec$

 $c[2] * m_dot[2] * e[2] - c[1] * m_dot[1] * e[1] = c[32] * (m_dot[33] * e[33] - m_dot[32] * e[32]) + Z_{dot_Coil}$

 $AC_F_coil = c[32] * (m_dot[33] * e[33] - m_dot[32] * e[32])$
 $AC_P_coil = c[2] * m_dot[2] * e[2] - c[1] * m_dot[1] * e[1]$

$$C_D_Coil=c[32]*E_D_Coil$$

$$r_Coil=(c[2]-c[32])/C[32]$$

$$f_Coil=Z_dot_Coil/(Z_dot_Coil+C_D_Coil)$$

$$c[3]*m_dot[3]*e[3]-c[2]*m_dot[2]*e[2]=c_elect*W_dot_LPC+Z_dot_LPC$$

$$AC_F_LPC=c_elect*W_dot_LPC$$

$$AC_P_LPC=c[3]*m_dot[3]*e[3]-c[2]*m_dot[2]*e[2]$$

$$C_D_LPC=c_elect*E_D_LPC$$

$$r_LPC=(c[3]-c_elect)/c_elect$$

$$f_LPC=Z_dot_LPC/(Z_dot_LPC+C_D_LPC)$$

$$c[4]*m_dot[4]*e[4]-c[3]*m_dot[3]*e[3]=c_elect*W_dot_HPC+Z_dot_HPC$$

$$AC_F_HPC=c_elect*W_dot_HPC$$

$$AC_P_HPC=c[4]*m_dot[4]*e[4]-c[3]*m_dot[3]*e[3]$$

$$C_D_HPC=c_elect*E_D_HPC$$

$$r_HPC=(c[4]-c_elect)/c_elect$$

$$f_HPC=Z_dot_HPC/(Z_dot_HPC+C_D_HPC)$$

$$c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[4]*m_dot[4]*e[4]=c[15]*m_dot[15]*e[15]+Z_dot_CC$$

$$AC_F_CC=c[15]*m_dot[15]*e[15]$$

$$AC_P_CC=c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[4]*m_dot[4]*e[4]$$

$$C_D_CC=c[15]*E_D_CC$$

$$r_CC=(c[5]-c[15])/c[15]$$

$$f_CC=Z_dot_CC/(Z_dot_CC+C_D_CC)$$

$$c_elect*W_dot_GT=c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[6]*m_dot[6]*e[6]+Z_dot_GT$$

$$AC_F_GT=c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[6]*m_dot[6]*e[6]$$

$$AC_P_GT=c_elect*W_dot_GT$$

$$C_D_GT=c[6]*E_D_GT$$

$$r_GT=(c_elect-c[6])/c[6]$$

$$f_GT=Z_dot_GT/(Z_dot_GT+C_D_GT)$$

$$c_Pelec*P_elect=c_elect*W_dot_net+Z_dot_Gen$$

$$AC_F_Gen=c_elect*W_dot_net$$

$$AC_P_Gen=c_Pelec*P_elect$$

$$c[21]*m_dot[21]*e[21]=c[39]*m_dot[39]*e[39]+c[25]*m_dot[25]*e[25]$$

$$c[41]*m_dot[41]*e[41]-c[40]*m_dot[40]*e[40]=c[21]*(m_dot[21]*e[21]-m_dot[22]*e[22])+c_elect*W_dot_fan+Z_dot_CT$$

$$\{c[22]*m_dot[22]*e[22]-c[21]*m_dot[21]*e[21]=c[41]*m_dot[41]*e[41]-c[40]*m_dot[40]*e[40]+c_elect*W_dot_fan+Z_dot_CT\}$$

$$AC_F_CT=c[21]*(m_dot[21]*e[21]-m_dot[22]*e[22])+c_elect*W_dot_fan$$
$$AC_P_CT=c[41]*m_dot[41]*e[41]-c[40]*m_dot[40]*e[40]$$

$$C_D_CT=c_elect*E_D_CT$$

$$r_CT=(c[22]-c_elect)/c_elect$$

$$f_CT=Z_dot_CT/(Z_dot_CT+C_D_CT)$$

$$c[23]*m_dot[23]*e[23]-c[22]*m_dot[22]*e[22]-c_Mup*m_dot_make_up*e[22]=c_elect*W_dot_Pcond+Z_dot_Pcond$$

$$AC_F_Pcond=c_elect*W_dot_Pcond$$
$$AC_P_Pcond=c[23]*m_dot[23]*e[23]-c[22]*m_dot[22]*e[22]-c_Mup*m_dot_make_up*e[22]$$

$$C_D_PCOND=c_elect*E_D_PCOND$$

$$r_PCOND=(c[23]-c_elect)/c_elect$$

$$f_PCOND=Z_dot_PCOND/(Z_dot_PCOND+C_D_PCOND)$$

$$c[25]*m_dot[25]*e[25]-c[24]*m_dot[24]*e[24]=c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[27]*e[27])+Z_dot_CondCH1$$

$$AC_F_CondCh1=c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[27]*e[27])$$
$$AC_P_CondCh1=c[25]*m_dot[25]*e[25]-c[24]*m_dot[24]*e[24]$$

$$C_D_CondCH1=c[26]*E_D_CondCH1$$

$$r_CondCH1=(c[25]-c[26])/c[26]$$

$$f_CondCH1=Z_dot_CondCH1/(Z_dot_CondCH1+C_D_CondCH1)$$

$$c[28]*m_dot[28]*e[28]=c[27]*m_dot[27]*e[27]+Z_dot_TVCH1$$

$$AC_F_TVCh1=c[27]*m_dot[27]*e[27]$$
$$AC_P_TVCh1=c[28]*m_dot[28]*e[28]$$

$$C_D_TVCH1=c[27]*E_D_TVCH1$$

$$r_TVCH1=(c[28]-c[27])/c[27]$$

$$f_TVCH1=Z_dot_TVCH1/(Z_dot_TVCH1+C_D_TVCH1)$$

$$c[31]*m_dot[31]*e[31]-c[30]*m_dot[30]*e[30]=c[28]*(m_dot[29]*e[29]-m_dot[28]*e[28])+Z_dot_EvapCH1\{\}$$

$$AC_F_EvapCh1=c[28]*(m_dot[29]*e[29]-m_dot[28]*e[28])$$

$$AC_P_EvapCh1=c[31]*m_dot[31]*e[31]-c[30]*m_dot[30]*e[30]$$

$$C_D_EvapCH1=c[30]*E_D_EvapCH1$$

$$r_EvapCH1=(c[29]-c[30])/c[30]$$

$$f_EvapCH1=Z_dot_EvapCH1/(Z_dot_EvapCH1+C_D_EvapCH1)$$

$$c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[29]*e[29])=c_elect*W_dot_CCH1+Z_dot_CCH1\}$$

$$AC_F_CCh1=c_elect*W_dot_CCH1$$

$$AC_P_CCh1=c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[29]*e[29])$$

$$C_D_CCH1=c_elect*E_D_CCH1$$

$$r_CCH1=(c[26]-c_elect)/c_elect$$

$$f_CCH1=Z_dot_CCH1/(Z_dot_CCH1+C_D_CCH1)$$

$$c[39]*m_dot[39]*e[39]-c[38]*m_dot[38]*e[38]=c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[37]*e[37])+Z_dot_CondCH2$$

$$AC_F_CondCh2=c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[37]*e[37])$$

$$AC_P_COndCh2=c[39]*m_dot[39]*e[39]-c[38]*m_dot[38]*e[38]$$

$$C_D_CondCH2=c[36]*E_D_CondCH2$$

$$r_CondCH2=(c[39]-c[36])/c[36]$$

$$f_CondCH2=Z_dot_CondCH2/(Z_dot_CondCH2+C_D_CondCH2)$$

$$c[34]*m_dot[34]*e[34]=c[37]*m_dot[37]*e[37]+Z_dot_TVCH2$$

$$AC_F_TVCh2=c[37]*m_dot[37]*e[37]$$

$$AC_P_TVCh2=c[34]*m_dot[34]*e[34]$$

$$C_D_TVCH2=c[37]*E_D_TVCH2$$

$$r_TVCH2=(c[34]-c[37])/c[37]$$

$$f_TVCH2=Z_dot_TVCH2/(Z_dot_TVCH2+C_D_TVCH2)$$

$$c[32]*m_dot[32]*e[32]-c[31]*m_dot[31]*e[31]=c[34]*(m_dot[35]*e[35]-m_dot[34]*e[34])+Z_dot_EvapCH2\}$$

$$AC_F_EvapCh2=c[34]*(m_dot[35]*e[35]-m_dot[34]*e[34])$$

$$AC_P_EvapCh2=c[32]*m_dot[32]*e[32]-c[31]*m_dot[31]*e[31]$$

$$C_D_EvapCH2=c[31]*E_D_EvapCH2$$

$$r_EvapCH2=(c[35]-c[31])/c[31]$$

$$f_EvapCH2=Z_dot_EvapCH2/(Z_dot_EvapCH2+C_D_EvapCH2)$$

$$c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[35]*e[35])=c_elect*W_dot_CCH2+Z_dot_CCH2\}$$

AC_F_CCh2=c_elect*W_dot_CCH2
AC_P_CCh2=c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[35]*e[35])

C_D_CCH2=c_elect*E_D_CCH2

r_CCH2=(c[36]-c_elect)/c_elect

f_CCH2=Z_dot_CCH2/(Z_dot_CCH2+C_D_CCH2)

c[30]*(m_dot[30]*e[30]-m_dot[33]*e[33])=c_elect*W_dot_Pevap+Z_dot_Pevap{}

AC_F_Pevap=c_elect*W_dot_Pevap
AC_P_Pevap=c[30]*(m_dot[30]*e[30]-m_dot[33]*e[33])

C_D_Pevap=c_elect*E_D_Pevap

r_Pevap=(c[30]-c_elect)/c_elect

f_Pevap=Z_dot_Pevap/(Z_dot_Pevap+C_D_Pevap)

C_dot[1]=c[1]*m_dot[1]*e[1]
C_dot[2]=c[2]*m_dot[2]*e[2]
C_dot[3]=c[3]*m_dot[3]*e[3]
C_dot[4]=c[4]*m_dot[4]*e[4]
C_dot[5]=c[5]*m_dot[5]*e[5]
C_dot[6]=c[6]*m_dot[6]*e[6]
C_dot[15]=c[15]*m_dot[15]*e[15]
C_dot[21]=c[21]*m_dot[21]*e[21]
C_dot[22]=c[22]*m_dot[22]*e[22]
C_dot[23]=c[23]*m_dot[23]*e[23]
C_dot[24]=c[24]*m_dot[24]*e[24]
C_dot[25]=c[25]*m_dot[25]*e[25]
C_dot[26]=c[26]*m_dot[26]*e[26]
C_dot[27]=c[27]*m_dot[27]*e[27]
C_dot[28]=c[28]*m_dot[28]*e[28]
C_dot[29]=c[29]*m_dot[29]*e[29]
C_dot[30]=c[30]*m_dot[30]*e[30]
C_dot[31]=c[31]*m_dot[31]*e[31]
C_dot[32]=c[32]*m_dot[32]*e[32]
C_dot[33]=c[33]*m_dot[33]*e[33]
C_dot[34]=c[34]*m_dot[34]*e[34]
C_dot[35]=c[35]*m_dot[35]*e[35]
C_dot[36]=c[36]*m_dot[36]*e[36]
C_dot[37]=c[37]*m_dot[37]*e[37]
C_dot[38]=c[38]*m_dot[38]*e[38]
C_dot[39]=c[39]*m_dot[39]*e[39]
C_dot[40]=c[40]*m_dot[40]*e[40]
C_dot[41]=c[41]*m_dot[41]*e[41]

E_dot[1]=e[1]*m_dot[1]
E_dot[2]=e[2]*m_dot[2]
E_dot[3]=e[3]*m_dot[3]
E_dot[4]=e[4]*m_dot[4]
E_dot[5]=e[5]*m_dot[5]
E_dot[6]=e[6]*m_dot[6]

$E_dot[15]=e[15]*m_dot[15]$
 $E_dot[21]=e[21]*m_dot[21]$
 $E_dot[22]=e[22]*m_dot[22]$
 $E_dot[23]=e[23]*m_dot[23]$
 $E_dot[24]=e[24]*m_dot[24]$
 $E_dot[25]=e[25]*m_dot[25]$
 $E_dot[26]=e[26]*m_dot[26]$
 $E_dot[27]=e[27]*m_dot[27]$
 $E_dot[28]=e[28]*m_dot[28]$
 $E_dot[29]=e[29]*m_dot[29]$
 $E_dot[30]=e[30]*m_dot[30]$
 $E_dot[31]=e[31]*m_dot[31]$
 $E_dot[32]=e[32]*m_dot[32]$
 $E_dot[33]=e[33]*m_dot[33]$
 $E_dot[34]=e[34]*m_dot[34]$
 $E_dot[35]=e[35]*m_dot[35]$
 $E_dot[36]=e[36]*m_dot[36]$
 $E_dot[37]=e[37]*m_dot[37]$
 $E_dot[38]=e[38]*m_dot[38]$
 $E_dot[39]=e[39]*m_dot[39]$
 $E_dot[40]=e[40]*m_dot[40]$
 $E_dot[41]=e[41]*m_dot[41]$

"Análisis Económico"

$Annuity=(i_r*(1+i_r)^{n_y})/((1+i_r)^{n_y}-1)$
 $c_sale=244,25/3000$ {USD/KWh}
 $P_TG=29753$
 $PEC_TG=58500000000/3000$
 $AE_dot_TG=P_TG*RTY$
 $c_TG=0,04941$

{TGIAC}

$P_TGIAC=P_elect$
 $PEC_TGIAC=PEC$
 $AE_dot_TGIAC=P_TGIAC*RTY$
 $Alngresos_TGIAC=(AE_dot_TGIAC-AE_dot_TG)*C_sale$
 $ARenta_TGIAC=AE_dot_TGIAC*(C_sale-C_kWh)$
 $An_RI_TGIAC=PEC_TGIAC/(AE_dot_TGIAC*(C_sale-C_kWh))$
 $ARenta_total=ARenta_TGIAC*(1/Annuity)$

"COMBUSTION DE AIRE HUMEDO E INYECCION DE VAPOR"

"CH4 +

$(\lambda)(\alpha)(O_2+3,76N_2+1,608\omega[4]H_2O)=a*CO_2+b*CO+c*H_2O+d*O_2+e*N_2+f*NO$

$\alpha=(n_C+n_H/4)$

$n_C=0,979458+0,002062+0,002521*2+0,000541*3+0,000302*4+0,000094*5+0,00189*6$

$n_H=0,979458*4+0,002521*6+0,000541*8+0,000302*10+0,000094*12+0,00189*14$

$n_O_2=\alpha*\lambda+0,002062$

$n_N_2=\alpha*\lambda*3,76+0,014832$

$n_omega=\alpha*\lambda*4,76*1,608*\omega[4]$

"FRACCION VOLUMETRICA"

$fv_CO_2=a/(a+b+c+d+e+f)$ "CO2"

$fv_CO=b/(a+b+c+d+e+f)$ "CO"

$fv_H_2O=c/(a+b+c+d+e+f)$ "H2O"

$fv_O_2=d/(a+b+c+d+e+f)$ "O2"

$fv_N_2=e/(a+b+c+d+e+f)$ "N2"

$$fv_NO=f/(a+b+c+d+e+f) \text{ "NO"}$$

"Balance de moles"

"Balance de C"

$$n_CH4=a+b$$

$$b=n_C-a$$

"Balance de H"

$$n_H+2*n_omega=2*c$$

$$(n_H+2*n_omega)/2=c$$

"Balance de O"

$$2*n_O2+n_H2O=2*a+b+c+d*2+f$$

$$(2*n_O2+n_omega-2*a-b-c-f)/2=d$$

"Balance de N"

$$2*n_N2=2*e+f$$

$$2*n_N2-2*e=f$$

$$N_total=a+b+c+d+e+f$$

"Ecuaciones de disociacion"

$$Gibbs_CO2_5=h_bar_CO2_5-(T[5]+273,15)*s_bar_CO2_5$$

$$Gibbs_CO_5=h_bar_CO_5-(T[5]+273,15)*s_bar_CO_5$$

$$Gibbs_O2_5=h_bar_O2_5-(T[5]+273,15)*s_bar_O2_5$$

$$Gibbs_N2_5=h_bar_N2_5-(T[5]+273,15)*s_bar_N2_5$$

$$Gibbs_NO_5=h_bar_NO_5-(T[5]+273,15)*s_bar_NO_5$$

"Disociacion de CO2 - CO + 0,5*O2"

$$v_CO2=2$$

$$v_CO=2$$

$$v_O2=1$$

$$\Delta_Gibbs_CO2=Gibbs_CO_5+0,5*Gibbs_O2_5-Gibbs_CO2_5$$

$$KP_CO2=\exp(-\Delta_Gibbs_CO2/(R*(T[5]+273,15)))$$

$$\text{"}KP_CO2=(b^{v_CO}+d^{v_O2}/a^{v_CO2})*(P[5]/(101,325*N_total))^{(v_CO+v_O2-v_CO2)}\text{"}$$

$$a^{v_CO2}*2*KP_CO2=(b^{v_CO}*d^{v_O2})*((P[5]/(101,325*N_total))^{v_O2})$$

"Disociacion de 0,5*N2 + 0,5*O2 - NO"

$$v_N2=1$$

$$\{v_O2=1\}$$

$$v_NO=2$$

$$\Delta_Gibbs_NO=Gibbs_NO_5-0,5*Gibbs_N2_5-0,5*Gibbs_O2_5$$

$$KP_NO=\exp(-\Delta_Gibbs_NO/(R*(T[5]+273,15)))$$

$$\text{"}KP_NO=(f^{v_NO}/(e^{v_N2}+d^{v_O2}))*((P[5]/(101,325*N_total))^{v_NO-v_N2-v_O2})\text{"}$$

$$f^{v_NO}=2*KP_NO*(e^{v_N2}*d^{v_O2})$$

$$HR=h_bar_CH4+(\alpha*\lambda)*h_bar_O2+(\alpha*\lambda*3,76)*h_bar_N2+n_omega*h_bar_H2O$$

"Entalpia de Reactivos"

$$HP=a*h_bar_CO2_5+b*h_bar_CO_5+c*h_bar_H2O_5+d*h_bar_O2_5+e*h_bar_N2_5+f*h_bar_N$$

O_5 "Entalpia de Productos"

$$HP=HR*\eta_Comb$$

"Entalpias de Reactivos"

$$\{h_bar_CH4=fv_CH4*Enthalpy(CH4;T=T[15])*molarmass(CH4)+fv_N2*Enthalpy(N2;T=T[15])*molarmass(N2)+fv_CO2*Enthalpy(CO2;T=T[15])*molarmass(CO2)+fv_C2H6*Enthalpy(C2H6;T=T[15])*molarmass(C2H6)+fv_C3H8*Enthalpy(C3H8;T=T[15])*molarmass(C3H8)+fv_C4H10*Enthalpy(C4H10;T=T[15])*molarmass(C4H10)+fv_C5H12*Enthalpy(C5H12;T=T[15])*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*Enthalpy(C6H14;T=T[15])*molarmass(C6H14)\}$$

$$h_bar_O2=enthalpy(O2;T=T[4])*MW_O2$$

$$h_bar_N2=enthalpy(N2;T=T[4])*MW_N2$$

$$h_bar_H2O=enthalpy(H2O;T=T[4])*MW_H2O$$

"Entalpia de Productos"

$$h_bar_CO2_5=enthalpy(CO2;T=T[5])*MW_CO2$$

$$h_bar_CO_5=enthalpy(CO;T=T[5])*MW_CO$$

$$h_bar_H2O_5=enthalpy(H2O;T=T[5])*MW_H2O$$

$$h_bar_O2_5=enthalpy(O2;T=T[5])*MW_O2$$

$$h_bar_N2_5=enthalpy(N2;T=T[5])*MW_N2$$

$$h_bar_NO_5=enthalpy(NO;T=T[5])*MW_NO$$

$$dh_bar_CO2_5=(enthalpy(CO2;T=T[5])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_CO2$$

$$dh_bar_CO_5=(enthalpy(CO;T=T[5])-enthalpy(CO;T=25))*MW_CO$$

$$dh_bar_H2O_5=(enthalpy(H2O;T=T[5])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_H2O$$

$$dh_bar_O2_5=(enthalpy(O2;T=T[5])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2$$

$$dh_bar_N2_5=(enthalpy(N2;T=T[5])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2$$

$$dh_bar_NO_5=(enthalpy(NO;T=T[5])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO$$

$$h_bar_gas_5=(fv_CO2*dh_bar_CO2_5+fv_CO*dh_bar_CO_5+fv_H2O*dh_bar_H2O_5+fv_O2*dh_bar_O2_5+fv_N2*dh_bar_N2_5+fv_NO*dh_bar_NO_5)$$

$$h_bar_CO2_6=enthalpy(CO2;T=T[6])*MW_CO2$$

$$h_bar_CO_6=enthalpy(CO;T=T[6])*MW_CO$$

$$h_bar_H2O_6=enthalpy(H2O;T=T[6])*MW_H2O$$

$$h_bar_O2_6=enthalpy(O2;T=T[6])*MW_O2$$

$$h_bar_N2_6=enthalpy(N2;T=T[6])*MW_N2$$

$$h_bar_NO_6=enthalpy(NO;T=T[6])*MW_NO$$

$$dh_bar_CO2_6=(enthalpy(CO2;T=T[6])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_CO2$$

$$dh_bar_CO_6=(enthalpy(CO;T=T[6])-enthalpy(CO;T=25))*MW_CO$$

$$dh_bar_H2O_6=(enthalpy(H2O;T=T[6])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_H2O$$

$$dh_bar_O2_6=(enthalpy(O2;T=T[6])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2$$

$$dh_bar_N2_6=(enthalpy(N2;T=T[6])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2$$

$$dh_bar_NO_6=(enthalpy(NO;T=T[6])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO$$

$$h_bar_gas_6=(fv_CO2*dh_bar_CO2_6+fv_CO*dh_bar_CO_6+fv_H2O*dh_bar_H2O_6+fv_O2*dh_bar_O2_6+fv_N2*dh_bar_N2_6+fv_NO*dh_bar_NO_6)$$

$$s_bar_CO2_5=entropy(CO2;T=T[5];P=fv_CO2*P[5])*MW_CO2$$

$$s_bar_CO_5=entropy(CO;T=T[5];P=fv_CO*P[5])*MW_CO$$

$$s_bar_H2O_5=entropy(H2O;T=T[5];P=fv_H2O*P[5])*MW_H2O$$

$$s_bar_O2_5=entropy(O2;T=T[5];P=fv_O2*P[5])*MW_O2$$

$$s_bar_N2_5=entropy(N2;T=T[5];P=fv_N2*P[5])*MW_N2$$

$$s_bar_NO_5=entropy(NO;T=T[5];P=fv_NO*P[5])*MW_NO$$

$$s_bar_gas_5=(fv_CO2*s_bar_CO2_5+fv_CO*s_bar_CO_5+fv_H2O*s_bar_H2O_5+fv_O2*s_bar_O2_5+fv_N2*s_bar_N2_5+fv_NO*s_bar_NO_5)$$

$$s_bar_CO2_6=entropy(CO2;T=T[6];P=fv_CO2*P[6])*MW_CO2$$

$$s_bar_CO_6=entropy(CO;T=T[6];P=fv_CO*P[6])*MW_CO$$

$$s_bar_H2O_6=entropy(H2O;T=T[6];P=fv_H2O*P[6])*MW_H2O$$

$$s_bar_O2_6=entropy(O2;T=T[6];P=fv_O2*P[6])*MW_O2$$

$$s_bar_N2_6=entropy(N2;T=T[6];P=fv_N2*P[6])*MW_N2$$

$$s_bar_NO_6=entropy(NO;T=T[6];P=fv_NO*P[6])*MW_NO$$

$$s_bar_gas_6=(fv_CO2*s_bar_CO2_6+fv_CO*s_bar_CO_6+fv_H2O*s_bar_H2O_6+fv_O2*s_bar_O2_6+fv_N2*s_bar_N2_6+fv_NO*s_bar_NO_6)$$

"CALORES ESPECIFICOS DE LOS GASES DE ESCAPE"

$Cp_bar_CO2_5=cp(CO2;T=T[5])*MW_CO2$
 $Cp_bar_CO_5=cp(CO;T=T[5])*MW_CO$
 $Cp_bar_H2O_5=cp(H2O;T=T[5])*MW_H2O$
 $Cp_bar_O2_5=cp(O2;T=T[5])*MW_O2$
 $Cp_bar_N2_5=cp(N2;T=T[5])*MW_N2$
 $Cp_bar_NO_5=cp(NO;T=T[5])*MW_NO$
 $Cp_bar_gas_5=(fv_CO2*Cp_bar_CO2_5+fv_CO*Cp_bar_CO_5+fv_H2O*Cp_bar_H2O_5+fv_O2*$
 $Cp_bar_O2_5+fv_N2*Cp_bar_N2_5+fv_NO*Cp_bar_NO_5)$

$Cv_bar_CO2_5=cv(CO2;T=T[5])*MW_CO2$
 $Cv_bar_CO_5=cv(CO;T=T[5])*MW_CO$
 $Cv_bar_H2O_5=cv(H2O;T=T[5])*MW_H2O$
 $Cv_bar_O2_5=cv(O2;T=T[5])*MW_O2$
 $Cv_bar_N2_5=cv(N2;T=T[5])*MW_N2$
 $Cv_bar_NO_5=cv(NO;T=T[5])*MW_NO$
 $Cv_bar_gas_5=(fv_CO2*Cv_bar_CO2_5+fv_CO*Cv_bar_CO_5+fv_H2O*Cv_bar_H2O_5+fv_O2*$
 $v_bar_O2_5+fv_N2*Cv_bar_N2_5+fv_NO*Cv_bar_NO_5)$

$Cp_bar_CO2_6=cp(CO2;T=T[6])*MW_CO2$
 $Cp_bar_CO_6=cp(CO;T=T[6])*MW_CO$
 $Cp_bar_H2O_6=cp(H2O;T=T[6])*MW_H2O$
 $Cp_bar_O2_6=cp(O2;T=T[6])*MW_O2$
 $Cp_bar_N2_6=cp(N2;T=T[6])*MW_N2$
 $Cp_bar_NO_6=cp(NO;T=T[6])*MW_NO$
 $Cp_bar_gas_6=(fv_CO2*Cp_bar_CO2_6+fv_CO*Cp_bar_CO_6+fv_H2O*Cp_bar_H2O_6+fv_O2*$
 $Cp_bar_O2_6+fv_N2*Cp_bar_N2_6+fv_NO*Cp_bar_NO_6)$

$Cv_bar_CO2_6=cv(CO2;T=T[6])*MW_CO2$
 $Cv_bar_CO_6=cv(CO;T=T[6])*MW_CO$
 $Cv_bar_H2O_6=cv(H2O;T=T[6])*MW_H2O$
 $Cv_bar_O2_6=cv(O2;T=T[6])*MW_O2$
 $Cv_bar_N2_6=cv(N2;T=T[6])*MW_N2$
 $Cv_bar_NO_6=cv(NO;T=T[6])*MW_NO$
 $Cv_bar_gas_6=(fv_CO2*Cv_bar_CO2_6+fv_CO*Cv_bar_CO_6+fv_H2O*Cv_bar_H2O_6+fv_O2*$
 $v_bar_O2_6+fv_N2*Cv_bar_N2_6+fv_NO*Cv_bar_NO_6)$

"Cinetica Quimica. Formacion de NO"

"Mecanismo de reaccion para la formacion de NO. Mecanismo de zeldovich extendido"

1. $O+N2-NO+N$
2. $N+O2-NO+O$
3. $N+OH-NO+H$

$$K_{1f}=1,8*10^{11}*exp(-38370/(T_5))$$

$$K_{1r}=3,8*10^{10}*exp(-425/(T_5))$$

$$K_{2f}=1,8*10^7*(T[5]+273)*exp(-4680/(T_5))$$

$$K_{2r}=3,8*10^6*(T[5]+273)*exp(-20820/(T_5))$$

$$K_{3f}=7,1*10^{10}*exp(-450/(T_5))$$

$$K_{3r}=1,7*10^{11}*exp(-24560/(T_5))$$

"Concentraciones de NO"

$$\Delta Gibbs_O2m=v_Om*Gibbs_Om-v_O2m*Gibbs_O2m$$

$$h_bar_O2m=enthalpy(O2;T=T_5)*MW_O2$$

$$h_bar_Om=enthalpy(O;T=T_5)*MW_O$$

$$s_bar_O2m=entropy(O2;T=T_5;P=P[5])*MW_O2$$

$$s_bar_Om=entropy(O;T=T_5;P=P[5])*MW_O$$

$$Gibbs_O2m=h_bar_O2m-(T_5+273)*s_bar_O2m$$

$$Gibbs_Om=h_bar_Om-(T_5+273)*s_bar_Om$$

$v_{O2m}=1$
 $v_{Om}=2$
 $Kp_{O2m}=\exp(-\Delta_{Gibbs_O2m}/(R\#*(T_5)))$
 $X_{N2}=(n_{N2}/N_{total}) * P[5]/(R\#*(T_5))$ "Kmol/m3"
 $X_{O2}=((n_{O2}+n_{omega}/2-a-b/2-c/2)/N_{total}) * P[5]/(R\#*(T_5))$
 $X_{O}=(Kp_{O2m} * X_{O2})^{(1/2)}$
 $X_{OH}=0$
 $X_{N}=k_{1f} * X_{N2} * X_{O} / (k_{2f} * X_{O2} + k_{3f} * X_{OH})$
 $\Delta X_{NO}=(k_{1f} * X_{N2} * X_{O} + k_{2f} * X_{N} * X_{O2} + k_{3f} * X_{N} * X_{OH})$ "Kmol/m3*s"
 $\Delta X_{NO_mg}=\Delta X_{NO} * MW_{NO} * 10^6$ "mg/m3"
 $\Delta X_{NO_PPM}=\Delta X_{NO} * R\# * (T[5]+273) / P[5] * 10^6$ "ppm/s"
 $m_{dot_NO_KWh}=3600 * v_{bar_gas} * m_{dot}[5] / P_{Elect}$

$v_{bar_CO2_5}=\text{volume}(\text{CO2}; T=T[5]; P=P[5]) * MW_{CO2}$
 $v_{bar_CO_5}=\text{volume}(\text{CO}; T=T[5]; P=P[5]) * MW_{CO}$
 $v_{bar_H2O_5}=\text{volume}(\text{H2O}; T=T[5]; P=P[5]) * MW_{H2O}$
 $v_{bar_O2_5}=\text{volume}(\text{O2}; T=T[5]; P=P[5]) * MW_{O2}$
 $v_{bar_N2_5}=\text{volume}(\text{N2}; T=T[5]; P=P[5]) * MW_{N2}$
 $v_{bar_NO_5}=\text{volume}(\text{NO}; T=T[5]; P=P[5]) * MW_{NO}$
 $v_{bar_gas}=(fv_{CO2} * v_{bar_CO2_5} + fv_{CO} * v_{bar_CO_5} + fv_{H2O} * v_{bar_H2O_5} + fv_{O2} * v_{bar_O2_5} + fv_{N2} * v_{bar_N2_5} + fv_{NO} * v_{bar_NO_5}) / MW_{gas}$

"Propiedades del combustible"

$fv_{CH4}=0,979458$
 $fv_{N2}=0,014832$
 $fv_{CO2}=0,002062$
 $fv_{C2H6}=0,002521$
 $fv_{C3H8}=0,000541$
 $fv_{C4H10}=0,000302$
 $fv_{C5H12}=0,000094$
 $fv_{C6H14}=0,000189$

$MW_{CH4}=fv_{CH4} * \text{molar mass}(\text{CH4}) + fvc_{N2} * \text{molar mass}(\text{N2}) + fvc_{CO2} * \text{molar mass}(\text{CO2}) + fv_{C2H6} * \text{molar mass}(\text{C2H6}) + fvc_{C3H8} * \text{molar mass}(\text{C3H8}) + fv_{C4H10} * \text{molar mass}(\text{C4H10}) + fv_{C5H12} * \text{molar mass}(\text{C5H12}) + fvc_{C6H14} * \text{Molar mass}(\text{C6H14})$

$LHV_{bar_CH4}=fv_{CH4} * \text{lower heating value}(\text{CH4}) * \text{molar mass}(\text{CH4}) + fvc_{N2} * \text{lower heating value}(\text{N2}) * \text{molar mass}(\text{N2}) + fvc_{CO2} * \text{lower heating value}(\text{CO2}) * \text{molar mass}(\text{CO2}) + fv_{C2H6} * \text{lower heating value}(\text{C2H6}) * \text{molar mass}(\text{C2H6}) + fvc_{C3H8} * \text{lower heating value}(\text{C3H8}) * \text{molar mass}(\text{C3H8}) + fv_{C4H10} * \text{lower heating value}(\text{C4H10}) * \text{molar mass}(\text{C4H10}) + fv_{C5H12} * \text{Lower Heating Value}(\text{C5H12}) * \text{molar mass}(\text{C5H12}) + fv_{C6H14} * \text{Lower Heating Value}(\text{C6H14}) * \text{molar mass}(\text{C6H14})$

$h_{bar_CH4}=fv_{CH4} * \text{enthalpy}(\text{CH4}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{CH4}) + fvc_{N2} * \text{enthalpy}(\text{N2}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{N2}) + fvc_{CO2} * \text{enthalpy}(\text{CO2}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{CO2}) + fv_{C2H6} * \text{enthalpy}(\text{C2H6}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{C2H6}) + fvc_{C3H8} * \text{enthalpy}(\text{C3H8}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{C3H8}) + fv_{C4H10} * \text{enthalpy}(\text{C4H10}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{C4H10}) + fv_{C5H12} * \text{enthalpy}(\text{C5H12}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{C5H12}) + fv_{C6H14} * \text{Enthalpy}(\text{C6H14}; T=T[15]) * \text{molar mass}(\text{C6H14})$

$s_{bar_CH4}=fv_{CH4} * \text{entropy}(\text{CH4}; T=T[15]; P=fv_{CH4} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{CH4}) + fvc_{N2} * \text{entropy}(\text{N2}; T=T[15]; P=fvc_{N2} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{N2}) + fvc_{CO2} * \text{entropy}(\text{CO2}; T=T[15]; P=fvc_{CO2} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{CO2}) + fv_{C2H6} * \text{entropy}(\text{C2H6}; T=T[15]; P=fv_{C2H6} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{C2H6}) + fvc_{C3H8} * \text{entropy}(\text{C3H8}; T=T[15]; P=fvc_{C3H8} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{C3H8}) + fv_{C4H10} * \text{entropy}(\text{C4H10}; T=T[15]; P=fv_{C4H10} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{C4H10}) + fv_{C5H12} * \text{entropy}(\text{C5H12}; T=T[15]; P=fv_{C5H12} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{C5H12}) + fv_{C6H14} * \text{entropy}(\text{C6H14}; T=T[15]; P=fv_{C6H14} * P[15]) * \text{molar mass}(\text{C6H14})$

$Cp_bar_CH4=fv_CH4*cp(CH4;T=T[15])*molarmass(CH4)+fv_N2*cp(N2;T=T[15])*molarmass(N2)$
 $+fv_CO2*cp(CO2;T=T[15])*molarmass(CO2)+fv_C2H6*cp(C2H6;T=T[15])*molarmass(C2H6)+fv_C3H8*cp(C3H8;T=T[15])*molarmass(C3H8)+fv_C4H10*cp(C4H10;T=T[15])*molarmass(C4H10)+fv_C5H12*cp(C5H12;T=T[15])*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*cp(C6H14;T=T[15])*molarmass(C6H14)$

Modelo termodinámico en EES para el sistema de potencia con turbina a gas e inyección de vapor

"DATOS EQUIPOS"

DeltaP_HRSG_DA=0,05 [-]
DeltaP_HRSG_ECO=0,05 [-]
DeltaP_HRSG_LP=0,05 [-]
DeltaP_HRSG_HP=0,05 [-]
DeltaP_HRSG_TEMP=0,05 [-]
DeltaP_HRSG_PRESS=0,05 [-]
DeltaP_CC=0,05 [-]
eta_LPC=0,85
eta_HPC=0,8405
eta_GT=0,888 $\{(787.78-407.22)/(787.78-Ts_6)\}$
eta_MUP=0,8
eta_FDP=0,8
eta_comb=0,98
eta_HRSG=0,88
eta_CC=0,985 [-] {Buscar eficiencia de la combustion}
eta_mec=0,985 {Buscar eficiencia de mecanica}
eta_gen=0,98 {Buscar eficiencia de generador}
RP_LPC=2,5
RP_HPC=12,5
RP_GT=29
RP_MUP=15,2
RP_FDP=4,2
 $\{Ts_6/787.78=(1/RP_GT)^{(k_GT-1)/k_GT}\}$

"PESOS MOLECULARES DE GASES"

MW_CO2=molarmass(CO2)
MW_CO=molarmass(CO)
MW_H2O=molarmass(H2O)
MW_O2=molarmass(O2)
MW_O=molarmass(O)
MW_N2=molarmass(N2)
MW_NO=molarmass(NO)
MW_Air=molarmass(Air)
 $MW_AirH2O_2=(1+1,608*\omega[2])/(1/molarmass(Air)+1,608*\omega[2]/molarmass(H2O))$
 $MW_AirH2O_3=(1+1,608*\omega[3])/(1/molarmass(Air)+1,608*\omega[3]/molarmass(H2O))$
 $MW_AirH2O_4=(1+1,608*\omega[4])/(1/molarmass(Air)+1,608*\omega[4]/molarmass(H2O))$
 $MW_AirH2O_4_5=(1+1,608*\omega[4_5])/(1/molarmass(Air)+1,608*\omega[4_5]/molarmass(H2O))$
 $MW_gas=fv_CO2*MW_CO2+fv_CO*MW_CO+fv_H2O*MW_H2O+fv_O2*MW_O2+fv_N2*MW_N2+fv_NO*MW_NO$

"EXERGIA QUIMICA"

$n_omega_2=alpha*\lambda*4,76*1,608*\omega[2]$
 $y_O2_2=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_2)$

$y_{N2_2} = n_{N2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_2})$
 $y_{H2O_2} = n_{\omega_2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_2})$

$e_{ch_2} = (y_{O2_2} * e_{bar_ch_O2} + R \# * T_0 * y_{O2_2} * \ln(y_{O2_2}) + y_{N2_2} * e_{bar_ch_N2} + R \# * T_0 * y_{N2_2} * \ln(y_{N2_2}) + y_{H2O_2} * e_{bar_ch_H2O} + R \# * T_0 * y_{H2O_2} * \ln(y_{H2O_2})) / MW_{AirH2O_2}$
 $n_{\omega_3} = \alpha * \lambda * 4,76 * 1,608 * \omega_3 [3]$
 $y_{O2_3} = n_{O2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_3})$
 $y_{N2_3} = n_{N2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_3})$
 $y_{H2O_3} = n_{\omega_3} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_3})$
 $e_{ch_3} = (y_{O2_3} * e_{bar_ch_O2} + R \# * T_0 * y_{O2_3} * \ln(y_{O2_3}) + y_{N2_3} * e_{bar_ch_N2} + R \# * T_0 * y_{N2_3} * \ln(y_{N2_3}) + y_{H2O_3} * e_{bar_ch_H2O} + R \# * T_0 * y_{H2O_3} * \ln(y_{H2O_3})) / MW_{AirH2O_3}$
 $n_{\omega_4} = \alpha * \lambda * 4,76 * 1,608 * \omega_4 [4]$
 $y_{O2_4} = n_{O2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_4})$
 $y_{N2_4} = n_{N2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_4})$
 $y_{H2O_4} = n_{\omega_4} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_4})$
 $e_{ch_4} = (y_{O2_4} * e_{bar_ch_O2} + R \# * T_0 * y_{O2_4} * \ln(y_{O2_4}) + y_{N2_4} * e_{bar_ch_N2} + R \# * T_0 * y_{N2_4} * \ln(y_{N2_4}) + y_{H2O_4} * e_{bar_ch_H2O} + R \# * T_0 * y_{H2O_4} * \ln(y_{H2O_4})) / MW_{AirH2O_4}$
 $n_{\omega_4_5} = \alpha * \lambda * 4,76 * 1,608 * \omega_4_5$
 $y_{O2_4_5} = n_{O2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_4_5})$
 $y_{N2_4_5} = n_{N2} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_4_5})$
 $y_{H2O_4_5} = n_{\omega_4_5} / (n_{O2} + n_{N2} + n_{\omega_4_5})$
 $e_{ch_4_5} = (y_{O2_4_5} * e_{bar_ch_O2} + R \# * T_0 * y_{O2_4_5} * \ln(y_{O2_4_5}) + y_{N2_4_5} * e_{bar_ch_N2} + R \# * T_0 * y_{N2_4_5} * \ln(y_{N2_4_5}) + y_{H2O_4_5} * e_{bar_ch_H2O} + R \# * T_0 * y_{H2O_4_5} * \ln(y_{H2O_4_5})) / MW_{AirH2O_4_5}$

$e_{bar_ch_CO2} = 19480$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_CO} = 274710$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_H2O} = 9500$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_O2} = 3970$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_N2} = 720$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_NO} = 88900$ [Kj/Kmol]

$e_{bar_ch_gas} = f_{v_CO2} * e_{bar_ch_CO2} + R \# * T_0 * f_{v_CO2} * \ln(f_{v_CO2}) + f_{v_CO} * e_{bar_ch_CO} + R \# * T_0 * f_{v_CO} * \ln(f_{v_CO}) + f_{v_H2O} * e_{bar_ch_H2O} + R \# * T_0 * f_{v_H2O} * \ln(f_{v_H2O}) + f_{v_O2} * e_{bar_ch_O2} + R \# * T_0 * f_{v_O2} * \ln(f_{v_O2}) + f_{v_N2} * e_{bar_ch_N2} + R \# * T_0 * f_{v_N2} * \ln(f_{v_N2}) + f_{v_NO} * e_{bar_ch_NO} + R \# * T_0 * f_{v_NO} * \ln(f_{v_NO})$

$e_{bar_ch_CH4c} = 831200$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_C2H6} = 1495000$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_C3H8} = 2152800$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_C4H10} = 2804200$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_C5H12} = 3461300$ [Kj/Kmol]
 $e_{bar_ch_C6H14} = 4113300$ [Kj/Kmol]

$e_{bar_ch_CH4} = f_{v_CH4} * e_{bar_ch_CH4c} + f_{v_N2} * e_{bar_ch_N2} + f_{v_CO2} * e_{bar_ch_CO2} + f_{v_C2H6} * e_{bar_ch_C2H6} + f_{v_C3H8} * e_{bar_ch_C3H8} + f_{v_C4H10} * e_{bar_ch_C4H10} + f_{v_C5H12} * e_{bar_ch_C5H12} + f_{v_C6H14} * e_{bar_ch_C6H14} + R \# * T_0 * f_{v_CH4} * \ln(f_{v_CH4}) + R \# * T_0 * f_{v_N2} * \ln(f_{v_N2}) + R \# * T_0 * f_{v_CO2} * \ln(f_{v_CO2}) + R \# * T_0 * f_{v_C2H6} * \ln(f_{v_C2H6}) + R \# * T_0 * f_{v_C3H8} * \ln(f_{v_C3H8}) + R \# * T_0 * f_{v_C4H10} * \ln(f_{v_C4H10}) + R \# * T_0 * f_{v_C5H12} * \ln(f_{v_C5H12}) + R \# * T_0 * f_{v_C6H14} * \ln(f_{v_C6H14})$

"ESTADOS "
"Estado 0: Estado Muerto"
 $T[0] = 3,424$ [°C]
 $T_0 = T[0] + 273,15$ [K]
 $P[0] = 38,15$ [kPa]
 $x[0] = 0$
 $h_{H2O_0} = \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T = T[0]; P = P[0])$
 $s_{H2O_0} = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T = T[0]; P = P[0])$
 $e_{H2O_0} = 0$
 $h_{R123_0} = \text{enthalpy}(R123; x = x[0]; P = P[0])$

```

s_R123_0=entropy(R123;x=x[0];P=P[0])
e_R123_0=0
h_CH4_0=enthalpy(CH4;T=T[0])*MW_CH4
s_CH4_0=entropy(CH4;T=T[0];P=P[0])*MW_CH4

```

```

m_air=(m_fuel+m_fuel*AFR)
m_air=v_dot_air/volume(AirH2O;T=15;w=0,00643;P=100)

```

"Estado 2: Aire, entrada LPC"

```

T[2]=32 [C]
T_2=T[2]+273,15 [K]
P[2]=100 [kPa]
rh[2]=0,8 [-]
m_dot[2]=v_dot_air/v[2]
omega[2]=humrat(AirH2O;T=T[2];R=rh[2];P=P[2])
h[2]=enthalpy(AirH2O;T=T[2];w=omega[2];P=P[2])
s[2]=entropy(AirH2O;T=T[2];w=omega[2];P=P[2])
v[2]=volume(AirH2O;T=T[2];w=omega[2];P=P[2])
Cp[2]=cp(AirH2O;T=T[2];w=omega[2];P=P[2])
Cv[2]=cv(AirH2O;T=T[2];w=omega[2];P=P[2])
e_ph_2=Cp[2]*(T_2-T_0)-T_0*(Cp[2]*ln(T_2/T_0)-R#/MW_AirH2O_2*ln(P[2]/P[0]))
{e_ch_2=(y_O2_2*e_bar_ch_O2+R#*T_0*y_O2_2*ln(y_O2_2)+y_N2_2*e_bar_ch_N2+R#*T_0*y_
N2_2*ln(y_N2_2)+y_H2O_2*e_bar_ch_H2O+R#*T_0*y_H2O_2*ln(y_H2O_2))/MW_AirH2O_2}
e[2]=e_ph_2+e_ch_2

```

"Estado 3: Aire, entrada HPC"

```

T_3=(T_2/eta_LPC)*(RP_LPC^((k_LPC-1)/k_LPC)-1)+T_2
T_3=T[3]+273,15 [K]
P[3]=P[2]*RP_LPC
omega[3]=omega[2]
m_dot[3]=m_dot[2]
h[3]=enthalpy(AirH2O;T=T[3];w=omega[3];P=P[3])
s[3]=entropy(AirH2O;T=T[3];w=omega[3];P=P[3])
Cp[3]=cp(AirH2O;T=T[3];w=omega[3];P=P[3])
Cv[3]=cv(AirH2O;T=T[3];w=omega[3];P=P[3])
k_LPC=((Cp[3]+Cp[2])/2)/((Cv[3]+Cv[2])/2)
e_ph_3=Cp[3]*(T_3-T_0)-T_0*(Cp[3]*ln(T_3/T_0)-R#/MW_AirH2O_3*ln(P[3]/P[0]))
{e_ch_3=(y_O2_3*e_bar_ch_O2+R#*T_0*y_O2_3*ln(y_O2_3)+y_N2_3*e_bar_ch_N2+R#*T_0*y_
N2_3*ln(y_N2_3)+y_H2O_3*e_bar_ch_H2O+R#*T_0*y_H2O_3*ln(y_H2O_3))/MW_AirH2O_3}
e[3]=e_ph_3+e_ch_3

```

"Estado 4: Aire, entrada HPC"

```

T_4=(T_3/eta_HPC)*(RP_HPC^((k_HPC-1)/k_HPC)-1)+T_3
T_4=T[4]+273,15 [K]
P[4]=P[3]*RP_HPC
omega[4]=omega[3]
m_dot[4]=m_dot[3]
h[4]=enthalpy(AirH2O;T=T[4];w=omega[4];P=P[4])
s[4]=entropy(AirH2O;T=T[4];w=omega[4];P=P[4])
Cp[4]=cp(AirH2O;T=T[4];w=omega[4];P=P[4])
Cv[4]=cv(AirH2O;T=T[4];w=omega[4];P=P[4])
k_HPC=((Cp[4]+Cp[3])/2)/((Cv[4]+Cv[3])/2)
e_ph_4=Cp[4]*(T_4-T_0)-T_0*(Cp[4]*ln(T_4/T_0)-R#/MW_AirH2O_4*ln(P[4]/P[0]))
{e_ch_4=(y_O2_4*e_bar_ch_O2+R#*T_0*y_O2_4*ln(y_O2_4)+y_N2_4*e_bar_ch_N2+R#*T_0*y_
N2_4*ln(y_N2_4)+y_H2O_4*e_bar_ch_H2O+R#*T_0*y_H2O_4*ln(y_H2O_4))/MW_AirH2O_4}
e[4]=e_ph_4+e_ch_4

```

"Estado 4.5:Aire Entrada de la CC"

$m_{dot}[17]+m_{dot}[4]*\omega[4]=m_{dot}[4]*\omega_{4_5}$
 $m_{dot}[17]*h[17]+m_{dot}[4]*h[4]=m_{dot}[4]*h_{4_5}$
 $rh[4]=relhum(AirH2O;T=T[4];w=\omega_{4_5};P=P[4])$
 $s_{4_5}=entropy(AirH2O;T=T[4];w=\omega_{4_5};P=P[4])$
 $Cp_{4_5}=cp(AirH2O;T=T[4];w=\omega_{4_5};P=P[4])$
 $e_{ph_{4_5}}=Cp_{4_5}*(T_{4_5}-T_0)-T_0*(Cp_{4_5}*ln(T_{4_5}/T_0)-R\#/MW_{AirH2O_{4_5}}*ln(P[4]/P[0]))$
 $\{e_{ch_{4_5}}=(y_{O2_{4_5}}*e_{bar_{ch_{O2}}}+R\#*T_0*y_{O2_{4_5}}*ln(y_{O2_{4_5}})+y_{N2_{4_5}}*e_{bar_{ch_{N2}}}+R\#*T_0*y_{N2_{4_5}}*ln(y_{N2_{4_5}})+y_{H2O_{4_5}}*e_{bar_{ch_{H2O}}}+R\#*T_0*y_{H2O_{4_5}}*ln(y_{H2O_{4_5}}))/MW_{AirH2O_{4_5}}\}$
 $e[45]=e_{ph_{4_5}}+e_{ch_{4_5}}$

"Estado 5:Entrada HPT"

$T_5=T[5]+273,15 [K]$
 $P[5]=P[4]*(1-\Delta P_{CC})$
 $m_{dot}[5]=m_{dot}[2]*(1+\omega[4]+1/AFR+(n_{CDP}+n_{NOx})*SAR)$ "Flujo de gases a la salida CC"
 $MW_{mix_5}=MW_{gas}$
 $h[5]=h_{bar_{gas_5}}/MW_{mix_5}$
 $s[5]=s_{bar_{gas_5}}/MW_{mix_5}$
 $Cp[5]=Cp_{bar_{gas_5}}/MW_{mix_5}$
 $Cv[5]=Cv_{bar_{gas_5}}/MW_{mix_5}$
 $e_{ph_5}=Cp[5]*(T_5-T_0)-T_0*(Cp[5]*ln(T_5/T_0)-(R\#/MW_{mix_5})*ln(P[5]/P[0]))$
 $e_{ch_5}=e_{bar_{ch_{gas}}}/MW_{mix_5}$
 $e[5]=e_{ph_5}+e_{ch_5}$

"Estado 6:Salida PT"

$T_6=T_5-\eta_{GT}*T_5*(1-(1/(RP_{GT}))^{(K_{GT}-1)/K_{GT}})$
 $T_6=T[6]+273,15 [K]$
 $P[6]=P[5]/RP_{GT}$
 $m_{dot}[6]=m_{dot}[4]*(1+\omega[4]+1/AFR+(n_{CDP}+n_{NOx}+n_{LP})*SAR)$
 $fm_{gas_6}=m_{dot}[5]/m_{dot}[6]$
 $fm_{steam_6}=m_{dot}[18]/m_{dot}[6]$
 $fv_{gas_6}=(fm_{gas_6}/MW_{gas})/(fm_{gas_6}/MW_{gas}+fm_{steam_6}/MW_{H2O})$
 $fv_{steam_6}=(fm_{steam_6}/MW_{H2O})/(fm_{gas_6}/MW_{gas}+fm_{steam_6}/MW_{H2O})$
 $MW_{mix_6}=fv_{gas_6}*MW_{gas}+fv_{steam_6}*MW_{H2O}$
 $h_{bar_{steam_6}}=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_{steam_6}*P[6])*MW_{H2O}$
 $s_{bar_{steam_6}}=entropy(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_{steam_6}*P[6])*MW_{H2O}$
 $h[6]=(fv_{gas_6}*h_{bar_{gas_6}}+fv_{steam_6}*h_{bar_{steam_6}})/MW_{mix_6}$
 $s[6]=(fv_{gas_6}*s_{bar_{gas_6}}+fv_{steam_6}*s_{bar_{steam_6}})/MW_{mix_6}$
 $Cp_{bar_{steam_6}}=cp(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_{steam_6}*P[6])*MW_{H2O}$
 $Cv_{bar_{steam_6}}=cv(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_{steam_6}*P[6])*MW_{H2O}$
 $Cp[6]=(fv_{gas_6}*Cp_{bar_{gas_6}}+fv_{steam_6}*Cp_{bar_{steam_6}})/MW_{mix_6}$
 $Cv[6]=(fv_{gas_6}*Cv_{bar_{gas_6}}+fv_{steam_6}*Cv_{bar_{steam_6}})/MW_{mix_6}$
 $Cp[42]=Cp_{bar_{gas_6}}/MW_{gas}$
 $k_{GT}=(Cp[5]+Cp[6])/2/((Cv[5]+Cv[6])/2)$
 $e_{ph_6}=Cp[6]*(T_6-T_0)-T_0*(Cp[6]*ln(T_6/T_0)-R\#/MW_{mix_6}*ln(P[6]/P[0]))$
 $e_{ch_6}=(fv_{gas_6}*e_{bar_{ch_{gas}}}+fv_{steam_6}*e_{bar_{ch_{H2O}}}+R\#*T_0*fv_{gas_6}*ln(fv_{gas_6})+R\#*T_0*fv_{steam_6}*ln(fv_{steam_6}))/MW_{mix_6}$
 $e[6]=e_{ph_6}+e_{ch_6}$

"Estado 7:Salida HRSG"

$T_7=T[7]+273,15 [K]$
 $P[7]=101,325 [Kpa]$
 $m_{dot}[7]=m_{dot}[6]$
 $h_{bar_{steam_7}}=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[7];P=fv_{steam_6}*P[7])*MW_{H2O}$

$s_{\text{bar_steam_7}} = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[7]; P=fv_{\text{steam_6}} \cdot P[7]) \cdot MW_{\text{H2O}}$
 $h[7] = (fv_{\text{gas_6}} \cdot h_{\text{bar_gas_7}} + fv_{\text{steam_6}} \cdot h_{\text{bar_steam_7}}) / MW_{\text{mix_6}}$
 $s[7] = (fv_{\text{gas_6}} \cdot s_{\text{bar_gas_7}} + fv_{\text{steam_6}} \cdot s_{\text{bar_steam_7}}) / MW_{\text{mix_6}}$
 $Cp_{\text{bar_steam_7}} = cp(\text{Steam_IAPWS}; T=T[7]; P=fv_{\text{steam_6}} \cdot P[7]) \cdot MW_{\text{H2O}}$
 $Cv_{\text{bar_steam_7}} = cv(\text{Steam_IAPWS}; T=T[7]; P=fv_{\text{steam_6}} \cdot P[7]) \cdot MW_{\text{H2O}}$
 $Cp[7] = (fv_{\text{gas_6}} \cdot Cp_{\text{bar_gas_7}} + fv_{\text{steam_6}} \cdot Cp_{\text{bar_steam_7}}) / MW_{\text{mix_6}}$
 $Cv[7] = (fv_{\text{gas_6}} \cdot Cv_{\text{bar_gas_7}} + fv_{\text{steam_6}} \cdot Cv_{\text{bar_steam_7}}) / MW_{\text{mix_6}}$
 $e_{\text{ph_7}} = Cp[7] \cdot (T_7 - T_0) - T_0 \cdot (Cp[7] \cdot \ln(T_7/T_0)) \{-R \# / MW_{\text{mix_6}} \cdot \ln(P[7]/P[0])\}$
 $e_{\text{ch_7}} = e_{\text{ch_6}}$
 $e[7] = e_{\text{ph_7}} + e_{\text{ch_7}}$

"Estado 19: Agua Almacenada"

$P[19] = 101,325 \text{ [Kpa]}$
 $T[19] = 30,56 \text{ [}^\circ\text{C]}$
 $m_{\text{dot}}[19] = m_{\text{dot_steam}}$
 $v[19] = \text{volume}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[19]; P=P[19])$
 $h[19] = \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[19]; P=P[19])$
 $s[19] = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[19]; P=P[19])$
 $e[19] = h[19] - h_{\text{H2O_0}} - T_0 \cdot (s[19] - s_{\text{H2O_0}})$

"Estado 20: Salida bomba MUP"

$P[20] = P[19] \cdot RP_{\text{MUP}}$
 $m_{\text{dot}}[20] = m_{\text{dot}}[19]$
 $h[20] = \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[20]; P=P[20])$
 $s[20] = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[20]; P=P[20])$
 $e[20] = h[20] - h_{\text{H2O_0}} - T_0 \cdot (s[20] - s_{\text{H2O_0}})$

"Estado 8: Salida Del Deareador"

$T[8] = 119,98$
 $P[8] = P[20] \cdot (1 - \Delta P_{\text{HRSG_DA}})$
 $m_{\text{dot}}[8] = m_{\text{dot}}[20]$
 $h[8] = \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[8]; P=P[8])$
 $s[8] = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[8]; P=P[8])$
 $e[8] = h[8] - h_{\text{H2O_0}} - T_0 \cdot (s[8] - s_{\text{H2O_0}})$

"Estado 9. Entrada HRSG del economizador"

$P[9] = P[8] \cdot RP_{\text{FDP}}$
 $m_{\text{dot}}[9] = m_{\text{dot}}[8]$
 $h[9] = \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[9]; P=P[9])$
 $s[9] = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[9]; P=P[9])$
 $e[9] = h[9] - h_{\text{H2O_0}} - T_0 \cdot (s[9] - s_{\text{H2O_0}})$

"Estado 10. Salida HRSG del economizador"

$T[10] = 180 \text{ [}^\circ\text{C]}$
 $P[10] = P[9] \cdot (1 - \Delta P_{\text{HRSG_ECO}})$
 $m_{\text{dot}}[10] = m_{\text{dot}}[9]$
 $h[10] = \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[10]; P=P[10])$
 $s[10] = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[10]; P=P[10])$
 $e[10] = h[10] - h_{\text{H2O_0}} - T_0 \cdot (s[10] - s_{\text{H2O_0}})$

"Estado 11. Entrada agua LP"

$P[11] = 1200 \text{ [Kpa]}$
 $T[11] = T[10]$
 $m_{\text{dot}}[11] = n_{\text{LP}} \cdot m_{\text{dot}}[10]$
 $h[11] = \text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[11]; P=P[11])$
 $s[11] = \text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[11]; P=P[11])$

$$e[11]=h[11]-h_{H2O_0}-T_0*(s[11]-s_{H2O_0})$$

"Estado 12: Salida Steam LP"

$$T[12]=260 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$P[12]=P[11]*(1-\Delta P_{HRSG_LP})$$

$$m_{dot}[12]=m_{dot}[11]$$

$$h[12]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[12]; P=P[12])$$

$$s[12]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[12]; P=P[12])$$

$$e[12]=h[12]-h_{H2O_0}-T_0*(s[12]-s_{H2O_0})$$

"Estado 13. Entrada Steam HP"

$$T[13]=T[10]$$

$$P[13]=3600 \text{ [kPa]}$$

$$m_{dot}[13]=(n_{NOX}+n_{CDP})*m_{dot}[10]$$

$$h[13]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[13]; P=P[13])$$

$$s[13]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[13]; P=P[13])$$

$$e[13]=h[13]-h_{H2O_0}-T_0*(s[13]-s_{H2O_0})$$

"Estado 14: Salida Steam HP"

$$T[14]=315 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$P[14]=P[13]*(1-\Delta P_{HRSG_HP})$$

$$m_{dot}[14]=m_{dot}[13] \text{ \{Inyección en turbina HP\}}$$

$$h[14]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[14]; P=P[14])$$

$$s[14]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[14]; P=P[14])$$

$$e[14]=h[14]-h_{H2O_0}-T_0*(s[14]-s_{H2O_0})$$

"Estado 15: Inyección de combustible"

$$T[15]=85,6 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$T_{15}=T[15]+273,15 \text{ [K]}$$

$$P[15]=3403,94 \text{ [kPa]}$$

$$v[15]=\text{volume}(\text{CH}_4; T=15,56; P=101,325)$$

$$\text{AFR}=45,5$$

$$\text{AFR}=m_{dot}[2]/m_{dot}[15]$$

$$\text{AFR}=4,76*\alpha*\lambda*MW_{AirH2O_4}/MW_{CH4}$$

$$\text{LHV}=\text{LHV}_{bar_CH4}/MW_{CH4}$$

$$h[15]=\text{enthalpy}(\text{CH}_4; T=T[15])-\text{enthalpy}(\text{CH}_4; T=25)$$

$$s[15]=\text{entropy}(\text{CH}_4; T=T[15]; P=P[15])$$

$$Cp[15]=Cp_{bar_CH4}/MW_{CH4}$$

$$e[15]=cp[15]*(T_{15}-T_0)-T_0*(cp[15]*\ln(T_{15}/T_0)-$$

$$(R\#/MW_{CH4})*\ln(P[15]/P[0]))+e_{bar_ch_CH4}/MW_{CH4}$$

"Estado 16: Inyección de vapor NOx" "En la CC"

$$T[16]=T[14]*(1-\Delta P_{HRSG_TEMP})$$

$$P[16]=P[14]*(1-\Delta P_{HRSG_PRESS})$$

$$\{m_{dot_steam}= 16.585\}$$

$$\text{SAR}=m_{dot_steam}/m_{dot}[2]$$

$$\{\text{SAR}=0.1429\}$$

$$n_{NOX}=0,203$$

$$m_{dot}[16]=m_{dot_steam}*n_{NOX}$$

$$h[16]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[16]; P=P[16])$$

$$s[16]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS}; T=T[16]; P=P[16])$$

$$e[16]=(h[16]-h_{H2O_0})-T_0*(s[16]-s_{H2O_0})+e_{bar_ch_H2O}/MW_{H2O}$$

"Estado 17: Inyección de vapor CDP" "Antes de la CC"

$$T[17]=T[14]*(1-\Delta P_{HRSG_TEMP})$$

$$P[17]=P[14]*(1-\Delta P_{HRSG_PRESS})$$

$n_CDP=0,372$
 $m_dot[17]=m_dot_steam*n_CDP$
 $h[17]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[17];P=P[17])$
 $s[17]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[17]; P=P[17])$
 $e[17]=(h[17]-h_H2O_0)-T_0*(s[17]-s_H2O_0)+e_bar_ch_H2O/MW_H2O$

"Estado 18: Inyeccion de vapor LP"

$T[18]=T[12]*(1-DeltaP_HRSG_TEMP)$
 $P[18]=P[12]*(1-DeltaP_HRSG_PRESS)$
 $n_LP=0,425$
 $m_dot[18]=m_dot_steam*n_LP$
 $h[18]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[18];P=P[18])$
 $s[18]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[18]; P=P[18])$
 $e[18]=h[18]-h_H2O_0-T_0*(s[18]-s_H2O_0)+e_bar_ch_H2O/MW_H2O$

"ANALISIS ENERGETICO"

$W_dot_LPC=(m_dot[3]*h[3]-m_dot[2]*h[2])/eta_mec$

$W_dot_HPC=(m_dot[4]*h[4]-m_dot[3]*h[3])/eta_mec$

$W_Comp=(h[4]-h[2])$

$m_dot[15]*LHV+m_dot[16]*h[16]+m_dot[4]*h_4_5-m_dot[5]*h[5]-Q_dot_CC=0$

$h[42]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_steam_6*P[6])$

$W_dot_GT=m_dot[5]*Cp[5]*(T[5]-T[6])+m_dot[18]*(h[18]-h[42])$

$W_dot_MUP=(m_dot[20]*h[20]-m_dot[19]*h[19])/eta_mec$

$eta_MUP=(enthalpy(Steam_IAPWS;P=P[20];s=s[19])-h[19])/(h[20]-h[19])$

$W_dot_FDP=(m_dot[9]*h[9]-m_dot[8]*h[8])/eta_mec$

$eta_FDP=(enthalpy(Steam_IAPWS;P=P[9];s=s[8])-h[8])/(h[9]-h[8])$

$m_dot[6]*(Cp[6]+Cp[7])/2*(T[6]-T[7])-m_dot[14]*h[14]+m_dot[13]*h[13]-$
 $m_dot[12]*h[12]+m_dot[11]*h[11]-m_dot[10]*h[10]+m_dot[9]*h[9]-m_dot[8]*h[8]+m_dot[20]*h[20]-$
 $Q_dot_HRSG=0$ {HRSG}

$eta_HRSG=(m_dot[14]*h[14]-m_dot[13]*h[13]+m_dot[12]*h[12]-m_dot[11]*h[11]+m_dot[10]*h[10]-$
 $m_dot[9]*h[9]+m_dot[8]*h[8]-m_dot[20]*h[20])/(m_dot[6]*(Cp[6]+Cp[7])/2*(T[6]-T[7]))$

$W_dot_net=W_dot_GT-W_dot_HPC-W_dot_LPC-W_dot_MUP-W_dot_FDP$ {Trabajo Neto}

$P_Elect=(eta_gen*W_dot_net)$

$eta_TH=W_dot_net/(m_dot[15]*LHV)$

$HR1=(3600*m_dot[15]*LHV)/P_Elect$

$SFC=(3600*m_dot[15])/P_Elect$

$PGR=(P_elect-P_GT)/P_GT*100$

$TEC=(eta_TH-eta_GTH)/eta_GTH*100$

$$\text{NOR}=(\text{NO_STIG}-\text{NO_GT})/\text{NO_GT}*100$$

$$\text{P_GT}=29753$$

$$\text{eta_GTH}=0,3492$$

$$\text{NO_GT}=8,083$$

$$\text{NO_STIG}=\text{DeltaX_NO_mg}$$

$$\text{PT}=52000$$

$$\text{TH}=0,43$$

$$\text{TH}=\text{PT}/(\text{m_fuel}*\text{LHV})$$

$$\text{Error_PT}=\text{abs}(\text{P_elect}-\text{PT})/\text{PT}$$

$$\text{Error_TH}=\text{abs}(\text{eta_TH}-\text{TH})/\text{TH}$$

"ANALISIS EXERGETICO"

$$\text{E_F_LPC}=\text{W_dot_LPC}$$

$$\text{E_P_LPC}=\text{m_dot}[3]*\text{e}[3]-\text{m_dot}[2]*\text{e}[2]$$

$$\text{E_D_LPC}=\text{E_F_LPC}-\text{E_P_LPC}$$

$$\text{Epsilon_LPC}=\text{E_P_LPC}/\text{E_F_LPC}*100$$

$$\text{E_F_HPC}=\text{W_dot_HPC}$$

$$\text{E_P_HPC}=\text{m_dot}[4]*\text{e}[4]-\text{m_dot}[3]*\text{e}[3]$$

$$\text{E_D_HPC}=\text{E_F_HPC}-\text{E_P_HPC}$$

$$\text{Epsilon_HPC}=\text{E_P_HPC}/\text{E_F_HPC}*100$$

$$\text{E_F_CC}=\text{m_dot}[15]*\text{e}[15]$$

$$\text{E_P_CC}=\text{m_dot}[5]*\text{e}[5]-\text{m_dot}[4]*\text{e}[4]-\text{m_dot}[16]*\text{e}[16]$$

$$\text{E_D_CC}=\text{E_F_CC}-\text{E_P_CC}$$

$$\text{Epsilon_CC}=\text{E_P_CC}/\text{E_F_CC}*100$$

$$\text{E_F_GT}=\text{m_dot}[5]*\text{e}[5]+\text{m_dot}[18]*\text{e}[18]-\text{m_dot}[6]*\text{e}[6]$$

$$\text{E_P_GT}=\text{W_dot_GT}$$

$$\text{E_D_GT}=\text{E_F_GT}-\text{E_P_GT}$$

$$\text{Epsilon_GT}=\text{E_P_GT}/\text{E_F_GT}*100$$

$$\text{E_F_HRSG}=\text{m_dot}[6]*\text{e}[6]-\text{m_dot}[7]*\text{e}[7]$$

$$\text{E_P_HRSG}=\text{m_dot}[14]*\text{e}[14]-\text{m_dot}[13]*\text{e}[13]+\text{m_dot}[12]*\text{e}[12]-\text{m_dot}[11]*\text{e}[11]+\text{m_dot}[10]*\text{e}[10]-\text{m_dot}[9]*\text{e}[9]+\text{m_dot}[8]*\text{e}[8]-\text{m_dot}[20]*\text{e}[20]$$

$$\text{E_D_HRSG}=\text{E_F_HRSG}-\text{E_P_HRSG}$$

$$\text{Epsilon_HRSG}=\text{E_P_HRSG}/\text{E_F_HRSG}*100$$

$$\text{E_F_MUP}=\text{W_dot_MUP}$$

$$\text{E_P_MUP}=\text{m_dot}[20]*\text{e}[20]-\text{m_dot}[19]*\text{e}[19]$$

$$\text{E_D_MUP}=\text{E_F_MUP}-\text{E_P_MUP}$$

$$\text{Epsilon_MUP}=\text{E_P_MUP}/\text{E_F_MUP}*100$$

$$\text{E_F_FDP}=\text{W_dot_FDP}$$

$$\text{E_P_FDP}=\text{m_dot}[9]*\text{e}[9]-\text{m_dot}[8]*\text{e}[8]$$

$$\text{E_D_FDP}=\text{E_F_FDP}-\text{E_P_FDP}$$

$$\text{Epsilon_FDP}=\text{E_P_FDP}/\text{E_F_FDP}*100$$

$$\text{E_D_Total}=\text{E_D_FDP}+\text{E_D_MUP}+\text{E_D_HRSG}+\text{E_D_GT}+\text{E_D_CC}+\text{E_D_HPC}+\text{E_D_LPC}$$

$$\text{Epsilon_total}=\text{P_elect}/(\text{m_dot}[15]*\text{e}[15])*100$$

"ANALISIS TERMOCONOMICO"

$$i_r=0,065 \{ \text{\%} \}$$

```

n_y=20 { [year]}
RTY=2688 {[Hour]}
PEC_GT=5850000000/3000 {[COP]}
PEC_HRSG=1800000000/3000 {[COP]}
PEC_Pump_HRSG=20685000/3000{[COP]}
PEC=2*PEC_Pump_HRSG+PEC_HRSG+PEC_GT
OP&M=12*8800000/3000+0,05*(PEC) {[COP]}
Z_CI_LPC=(PEC_GT/8)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_CI_HPC=(PEC_GT/4)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_CI_CC=(PEC_GT/4)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_CI_GT=(PEC_GT/4)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_CI_Gen=(PEC_GT/8)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_CI_HRSG=(PEC_HRSG)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_CI_MUP=(PEC_Pump_HRSG)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_CI_FDP=(PEC_Pump_HRSG)*(i_r*(1+i_r)^n_y/((1+i_r)^n_y-1))/(3600*RTY)
Z_OP_LPC=OP&M*(PEC_GT/8)/(3600*RTY*PEC)
Z_OP_HPC=OP&M*(PEC_GT/4)/(3600*RTY*PEC)
Z_OP_CC=OP&M*(PEC_GT/4)/(3600*RTY*PEC)
Z_OP_GT=OP&M*(PEC_GT/4)/(3600*RTY*PEC)
Z_OP_Gen=OP&M*(PEC_GT/8)/(3600*RTY*PEC)
Z_OP_HRSG=OP&M*(PEC_HRSG)/(3600*RTY*PEC)
Z_OP_MUP=OP&M*(PEC_Pump_HRSG)/(3600*RTY*PEC)
Z_OP_FDP=OP&M*(PEC_Pump_HRSG)/(3600*RTY*PEC)
Z_dot_LPC=Z_CI_LPC+Z_OP_LPC
Z_dot_HPC=Z_CI_HPC+Z_OP_HPC
Z_dot_CC=Z_CI_CC+Z_OP_CC
Z_dot_GT=Z_CI_GT+Z_OP_GT
Z_dot_Gen=Z_CI_Gen+Z_OP_Gen
Z_dot_HRSG=Z_CI_HRSG+Z_OP_HRSG
Z_dot_MUP=Z_CI_MUP+Z_OP_MUP
Z_dot_FDP=Z_CI_FDP+Z_OP_FDP
c[2]=0
(c[6]*m_dot[6]*e[6])/(m_dot[6]*e[6])=(c[5]*m_dot[5]*e[5]+c[18]*m_dot[18]*e[18])/(m_dot[5]*e[5]+m_dot[18]*e[18])
c[7]=c[6]
c[15]=6,77*(0,947817/1000000) {(USD/MBTU)(1MBTU/1000000BTU)(0,947817BTU/1KJ)}
c[19]=3000/3000*v[19]/e[19] {(USD/m3)(m3/kg)/(kJ/kg)}
(c[20]*m_dot[20]*e[20]-c[8]*m_dot[8]*e[8])/(m_dot[20]*e[20]-m_dot[8]*e[8])=(c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11])/(m_dot[12]*e[12]-m_dot[11]*e[11])
(c[10]*m_dot[10]*e[10]-c[9]*m_dot[9]*e[9])/(m_dot[10]*e[10]-m_dot[9]*e[9])=(c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11])/(m_dot[12]*e[12]-m_dot[11]*e[11])
(c[14]*m_dot[14]*e[14]-c[13]*m_dot[13]*e[13])/(m_dot[14]*e[14]-m_dot[13]*e[13])=(c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11])/(m_dot[12]*e[12]-m_dot[11]*e[11])
c[11]=c[10]
c[13]=c[10]
c[16]=c[14]
c[17]=c[14]
c[18]=c[12]

c_KWh=3600*c_Pelec

c[3]*m_dot[3]*e[3]-c[2]*m_dot[2]*e[2]=c_elect*W_dot_LPC+Z_dot_LPC

AC_F_LPC=c_elect*W_dot_LPC
AC_P_LPC=c[3]*m_dot[3]*e[3]-c[2]*m_dot[2]*e[2]

```

$$C_D_LPC=c_elect*E_D_LPC$$

$$r_LPC=(c[3]-c_elect)/c_elect$$

$$f_LPC=Z_dot_LPC/(Z_dot_LPC+C_D_LPC)$$

$$c[4]*m_dot[4]*e[4]-c[3]*m_dot[3]*e[3]=c_elect*W_dot_HPC+Z_dot_HPC$$

$$AC_F_HPC=c_elect*W_dot_HPC$$

$$AC_P_HPC=c[4]*m_dot[4]*e[4]-c[3]*m_dot[3]*e[3]$$

$$C_D_HPC=c_elect*E_D_HPC$$

$$r_HPC=(c[4]-c_elect)/c_elect$$

$$f_HPC=Z_dot_HPC/(Z_dot_HPC+C_D_HPC)$$

$$c[45]*m_dot[4]*e[45]=c[4]*m_dot[4]*e[4]+c[17]*m_dot[17]*e[17]$$

$$c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[45]*m_dot[4]*e[45]-c[16]*m_dot[16]*e[16]=c[15]*m_dot[15]*e[15]+Z_dot_CC$$

$$AC_F_CC=c[15]*m_dot[15]*e[15]$$

$$AC_P_CC=c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[45]*m_dot[4]*e[45]-c[16]*m_dot[16]*e[16]$$

$$C_D_CC=c[5]*E_D_CC$$

$$r_CC=(c[5]-c[15])/c[15]$$

$$f_CC=Z_dot_CC/(Z_dot_CC+C_D_CC)$$

$$c_elect*W_dot_GT=c[5]*m_dot[5]*e[5]+c[18]*m_dot[18]*e[18]-c[6]*m_dot[6]*e[6]+Z_dot_GT$$

$$AC_F_GT=c[5]*m_dot[5]*e[5]+c[18]*m_dot[18]*e[18]-c[6]*m_dot[6]*e[6]$$

$$AC_P_GT=c_elect*W_dot_GT$$

$$C_D_GT=c[6]*E_D_GT$$

$$r_GT=(c_elect-c[6])/c[6]$$

$$f_GT=Z_dot_GT/(Z_dot_GT+C_D_GT)$$

$$c_Pelec*P_elect=c_elect*W_dot_net+Z_dot_Gen$$

$$AC_F_Gen=c_elect*W_dot_net$$

$$AC_P_Gen=c_Pelec*P_elect$$

$$c[20]*m_dot[20]*e[20]-c[19]*m_dot[19]*e[19]=c_elect*W_dot_MUP+Z_dot_MUP$$

$$AC_F_MUP=c_elect*W_dot_MUP$$

$$AC_P_MUP=c[20]*m_dot[20]*e[20]-c[19]*m_dot[19]*e[19]$$

$$C_D_MUP=c_elect*E_D_MUP$$

$$r_MUP=(c[20]-c_elect)/c_elect$$

$$f_MUP=Z_dot_MUP/(Z_dot_MUP+C_D_MUP)$$

$$c[9]*m_dot[9]*e[9]-c[8]*m_dot[8]*e[8]=c_elect*W_dot_FDP+Z_dot_FDP$$

$$AC_F_FDP=c_elect*W_dot_FDP$$

$$AC_P_FDP=c[9]*m_dot[9]*e[9]-c[8]*m_dot[8]*e[8]$$

$$C_D_FDP=c_elect*E_D_FDP$$

$$r_FDP=(c[9]-c_elect)/c_elect$$

$$f_FDP=Z_dot_FDP/(Z_dot_FDP+C_D_FDP)$$

$$c[14]*m_dot[14]*e[14]-c[13]*m_dot[13]*e[13]+c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11]+c[10]*m_dot[10]*e[10]-c[9]*m_dot[9]*e[9]+c[8]*m_dot[8]*e[8]-c[20]*m_dot[20]*e[20]=c[6]*m_dot[6]*e[6]-c[7]*m_dot[7]*e[7]+Z_dot_HRSG$$

$$AC_F_HRSG=c[6]*m_dot[6]*e[6]-c[7]*m_dot[7]*e[7]$$

$$AC_P_HRSG=c[14]*m_dot[14]*e[14]-c[13]*m_dot[13]*e[13]+c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11]+c[10]*m_dot[10]*e[10]-c[9]*m_dot[9]*e[9]+c[8]*m_dot[8]*e[8]-c[20]*m_dot[20]*e[20]$$

$$C_D_HRSG=c[6]*E_D_HRSG$$

$$r_HRSG=(c[14]-c[6])/c[6]$$

$$f_HRSG=Z_dot_HRSG/(Z_dot_HRSG+C_D_HRSG)$$

$$C_dot[2]=c[2]*m_dot[2]*e[2]$$

$$C_dot[3]=c[3]*m_dot[3]*e[3]$$

$$C_dot[4]=c[4]*m_dot[4]*e[4]$$

$$C_dot[5]=c[5]*m_dot[5]*e[5]$$

$$C_dot[6]=c[6]*m_dot[6]*e[6]$$

$$C_dot[7]=c[7]*m_dot[7]*e[7]$$

$$C_dot[8]=c[8]*m_dot[8]*e[8]$$

$$C_dot[9]=c[9]*m_dot[9]*e[9]$$

$$C_dot[10]=c[10]*m_dot[10]*e[10]$$

$$C_dot[11]=c[11]*m_dot[11]*e[11]$$

$$C_dot[12]=c[12]*m_dot[12]*e[12]$$

$$C_dot[13]=c[13]*m_dot[13]*e[13]$$

$$C_dot[14]=c[14]*m_dot[14]*e[14]$$

$$C_dot[15]=c[15]*m_dot[15]*e[15]$$

$$C_dot[16]=c[16]*m_dot[16]*e[16]$$

$$C_dot[17]=c[17]*m_dot[17]*e[17]$$

$$C_dot[18]=c[18]*m_dot[18]*e[18]$$

$$C_dot[19]=c[19]*m_dot[19]*e[19]$$

$$C_dot[20]=c[20]*m_dot[20]*e[20]$$

$$C_dot[45]=c[45]*m_dot[4]*e[45]$$

$$E_dot[2]=e[2]*m_dot[2]$$

$$E_dot[3]=e[3]*m_dot[3]$$

$$E_dot[4]=e[4]*m_dot[4]$$

$$E_dot[5]=e[5]*m_dot[5]$$

$$E_dot[6]=e[6]*m_dot[6]$$

$$E_dot[7]=e[7]*m_dot[7]$$

$$E_dot[8]=e[8]*m_dot[8]$$

$$E_dot[9]=e[9]*m_dot[9]$$

$E_dot[10]=e[10]*m_dot[10]$
 $E_dot[11]=e[11]*m_dot[11]$
 $E_dot[12]=e[12]*m_dot[12]$
 $E_dot[13]=e[13]*m_dot[13]$
 $E_dot[14]=e[14]*m_dot[14]$
 $E_dot[15]=e[15]*m_dot[15]$
 $E_dot[16]=e[16]*m_dot[16]$
 $E_dot[17]=e[17]*m_dot[17]$
 $E_dot[18]=e[18]*m_dot[18]$
 $E_dot[19]=e[19]*m_dot[19]$
 $E_dot[20]=e[20]*m_dot[20]$
 $E_dot[45]=e[45]*m_dot[4]$

"Análisis Economico"

$Annuity=((1+i_r)^{n_y}-1)/(i_r*(1+i_r)^{n_y})$
 $c_sale=244,29/3000 \text{ {USD/KWh}}$
 $P_TG=29753$
 $PEC_TG=58500000000/3000$
 $AE_dot_TG=P_TG*RTY$
 $c_TG=0,04941$

{STIG}

$P_STIG=P_elect$
 $PEC_STIG=PEC$
 $AE_dot_STIG=P_STIG*RTY$
 $c_STIG=c_KWh$
 $Alngresos_STIG=(AE_dot_STIG-AE_dot_TG)*C_sale$
 $ARenta_STIG=AE_dot_STIG*(C_sale-C_kWh)$
 $An_RI_STIG=PEC_STIG/(AE_dot_STIG*(C_sale-C_kWh))$
 $ARenta_total=ARenta_STIG*Annuity$

"COMBUSTION DE AIRE HUMEDO E INYECCION DE VAPOR"

"CH4 +

$(\lambda)(\alpha)(O_2+3,76N_2+1,608\omega_4H_2O)=a*CO_2+b*CO+c*H_2O+d*O_2+e*N_2+f*NO$

$\alpha=(n_C+n_H/4)$

$n_C=0,979458+0,002062+0,002521*2+0,000541*3+0,000302*4+0,000094*5+0,00189*6$

$n_H=0,979458*4+0,002521*6+0,000541*8+0,000302*10+0,000094*12+0,00189*14$

$n_{O_2}=\alpha*\lambda+0,002062$

$n_{N_2}=\alpha*\lambda*3,76+0,014832$

$n_{\omega}=\alpha*\lambda*4,76*1,608*\omega_{4_5}$

$n_{steam_16}=m_dot[16]*MW_{CH4}/(m_dot[15]*MW_{H_2O})$

"FRACCION VOLUMETRICA"

$fv_{CO_2}=a/(a+b+c+d+e+f) \text{ "CO2"}$

$fv_{CO}=b/(a+b+c+d+e+f) \text{ "CO"}$

$fv_{H_2O}=c/(a+b+c+d+e+f) \text{ "H2O"}$

$fv_{O_2}=d/(a+b+c+d+e+f) \text{ "O2"}$

$fv_{N_2}=e/(a+b+c+d+e+f) \text{ "N2"}$

$fv_{NO}=f/(a+b+c+d+e+f) \text{ "NO"}$

"Balance de moles"

"Balance de C"

$n_{CH_4}=a+b$

$b=n_C-a$

"Balance de H"

$$(n_H+2*n_{\text{omega}}+2*n_{\text{steam}_16}+2*n_{\text{steam}_17})=2*c$$

$$(n_H+2*n_{\text{omega}_4_5}+2*n_{\text{steam}_16})/2=c$$

"Balance de O"

$$2*n_{\text{O}_2}+n_{\text{H}_2\text{O}}+n_{\text{steam}_16}+n_{\text{steam}_17}=2*a+b+c+d*2+f$$

$$(2*n_{\text{O}_2}+n_{\text{omega}_4_5}+n_{\text{steam}_16}-2*a-b-c-f)/2=d$$

"Balance de N"

$$2*n_{\text{N}_2}=2*e+f$$

$$2*n_{\text{N}_2}-2*e=f$$

$$N_{\text{total}}=a+b+c+d+e+f$$

"Ecuaciones de disociacion"

$$\text{Gibbs_CO}_2_5=h_{\text{bar_CO}_2_5}-(T[5]+273,15)*s_{\text{bar_CO}_2_5}$$

$$\text{Gibbs_CO}_5=h_{\text{bar_CO}_5}-(T[5]+273,15)*s_{\text{bar_CO}_5}$$

$$\text{Gibbs_O}_2_5=h_{\text{bar_O}_2_5}-(T[5]+273,15)*s_{\text{bar_O}_2_5}$$

$$\text{Gibbs_N}_2_5=h_{\text{bar_N}_2_5}-(T[5]+273,15)*s_{\text{bar_N}_2_5}$$

$$\text{Gibbs_NO}_5=h_{\text{bar_NO}_5}-(T[5]+273,15)*s_{\text{bar_NO}_5}$$

"Disociacion de CO2 - CO + 0,5*O2"

$$v_{\text{CO}_2}=2$$

$$v_{\text{CO}}=2$$

$$v_{\text{O}_2}=1$$

$$\Delta_{\text{Gibbs_CO}_2}=\text{Gibbs_CO}_5+0,5*\text{Gibbs_O}_2_5-\text{Gibbs_CO}_2_5$$

$$K_{\text{P_CO}_2}=\exp(-\Delta_{\text{Gibbs_CO}_2}/(R*(T[5]+273,15)))$$

$$"K_{\text{P_CO}_2}=(b^{v_{\text{CO}}}+d^{v_{\text{O}_2}}/a^{v_{\text{CO}_2}})*(P[5]/(101,325*N_{\text{total}}))^{(v_{\text{CO}}+v_{\text{O}_2}-v_{\text{CO}_2})}"$$

$$a^{v_{\text{CO}_2}}*2*K_{\text{P_CO}_2}=(b^{v_{\text{CO}}}*d^{v_{\text{O}_2}})*((P[5]/(101,325*N_{\text{total}}))^{v_{\text{O}_2}})$$

"Disociacion de 0,5*N2 + 0,5*O2 - NO"

$$v_{\text{N}_2}=1$$

$$\{v_{\text{O}_2}=1\}$$

$$v_{\text{NO}}=2$$

$$\Delta_{\text{Gibbs_NO}}=\text{Gibbs_NO}_5-0,5*\text{Gibbs_N}_2_5-0,5*\text{Gibbs_O}_2_5$$

$$K_{\text{P_NO}}=\exp(-\Delta_{\text{Gibbs_NO}}/(R*(T[5]+273,15)))$$

$$"K_{\text{P_NO}}=(f^{v_{\text{NO}}}/(e^{v_{\text{N}_2}}+d^{v_{\text{O}_2}}))*(P[5]/(101,325*N_{\text{total}}))^{(v_{\text{NO}}-v_{\text{N}_2}-v_{\text{O}_2})}"$$

$$f^{v_{\text{NO}}}=2*K_{\text{P_NO}}*(e^{v_{\text{N}_2}}*d^{v_{\text{O}_2}})$$

$$\text{HR}=h_{\text{bar_CH}_4}+(\text{lambda}*\alpha)*h_{\text{bar_O}_2}+(\text{lambda}*\alpha*3,76)*h_{\text{bar_N}_2}+n_{\text{omega}_4_5}*h_{\text{bar_H}_2\text{O}}+n_{\text{steam}_16}*h_{\text{bar}_16}$$

"Entalpia de Reactivos"

$$\text{HP}=a*h_{\text{bar_CO}_2_5}+b*h_{\text{bar_CO}_5}+c*h_{\text{bar_H}_2\text{O}_5}+d*h_{\text{bar_O}_2_5}+e*h_{\text{bar_N}_2_5}+f*h_{\text{bar_N}_2_5}$$

"Entalpia de Productos"

$$\text{HP}=\text{HR}*\eta_{\text{comb}}$$

"Entalpias de Reactivos"

$$\{h_{\text{bar_CH}_4}=f_{\text{v_CH}_4}*\text{Enthalpy}(\text{CH}_4;T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{CH}_4)+f_{\text{v_N}_2}*\text{Enthalpy}(\text{N}_2;T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{N}_2)+f_{\text{v_CO}_2}*\text{Enthalpy}(\text{CO}_2;T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{CO}_2)+f_{\text{v_C}_2\text{H}_6}*\text{Enthalpy}(\text{C}_2\text{H}_6;T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{C}_2\text{H}_6)+f_{\text{v_C}_3\text{H}_8}*\text{Enthalpy}(\text{C}_3\text{H}_8;T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{C}_3\text{H}_8)+f_{\text{v_C}_4\text{H}_{10}}*\text{Enthalpy}(\text{C}_4\text{H}_{10};T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{C}_4\text{H}_{10})+f_{\text{v_C}_5\text{H}_{12}}*\text{Enthalpy}(\text{C}_5\text{H}_{12};T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{C}_5\text{H}_{12})+f_{\text{v_C}_6\text{H}_{14}}*\text{Enthalpy}(\text{C}_6\text{H}_{14};T=T[15])*m_{\text{olarmass}}(\text{C}_6\text{H}_{14})\}$$

$$h_{\text{bar_O}_2}=\text{enthalpy}(\text{O}_2;T=T[4])*MW_{\text{O}_2}$$

$$h_{\text{bar_N}_2}=\text{enthalpy}(\text{N}_2;T=T[4])*MW_{\text{N}_2}$$

$$h_{\text{bar_H}_2\text{O}}=\text{enthalpy}(\text{H}_2\text{O};T=T[4])*MW_{\text{H}_2\text{O}}$$

$$h_{\text{bar}_16}=\text{enthalpy}(\text{H}_2\text{O};T=T[16])*MW_{\text{H}_2\text{O}}$$

"HENTALPIA DE PRODUCTOS"

$$h_{\text{bar_CO}_2_5}=\text{enthalpy}(\text{CO}_2;T=T[5])*MW_{\text{CO}_2}$$

$$h_{\text{bar_CO}_5}=\text{enthalpy}(\text{CO};T=T[5])*MW_{\text{CO}}$$

$h_bar_H2O_5=enthalpy(H2O;T=T[5])*MW_H2O$
 $h_bar_O2_5=enthalpy(O2;T=T[5])*MW_O2$
 $h_bar_N2_5=enthalpy(N2;T=T[5])*MW_N2$
 $h_bar_NO_5=enthalpy(NO;T=T[5])*MW_NO$

$dh_bar_CO2_5=(enthalpy(CO2;T=T[5])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_CO2$
 $dh_bar_CO_5=(enthalpy(CO;T=T[5])-enthalpy(CO;T=25))*MW_CO$
 $dh_bar_H2O_5=(enthalpy(H2O;T=T[5])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_H2O$
 $dh_bar_O2_5=(enthalpy(O2;T=T[5])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2$
 $dh_bar_N2_5=(enthalpy(N2;T=T[5])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2$
 $dh_bar_NO_5=(enthalpy(NO;T=T[5])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO$

$h_bar_gas_5=(fv_CO2*dh_bar_CO2_5+fv_CO*dh_bar_CO_5+fv_H2O*dh_bar_H2O_5+fv_O2*dh_bar_O2_5+fv_N2*dh_bar_N2_5+fv_NO*dh_bar_NO_5)$

$h_bar_CO2_6=enthalpy(CO2;T=T[6])*MW_CO2$
 $h_bar_CO_6=enthalpy(CO;T=T[6])*MW_CO$
 $h_bar_H2O_6=enthalpy(H2O;T=T[6])*MW_H2O$
 $h_bar_O2_6=enthalpy(O2;T=T[6])*MW_O2$
 $h_bar_N2_6=enthalpy(N2;T=T[6])*MW_N2$
 $h_bar_NO_6=enthalpy(NO;T=T[6])*MW_NO$

$dh_bar_CO2_6=(enthalpy(CO2;T=T[6])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_CO2$
 $dh_bar_CO_6=(enthalpy(CO;T=T[6])-enthalpy(CO;T=25))*MW_CO$
 $dh_bar_H2O_6=(enthalpy(H2O;T=T[6])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_H2O$
 $dh_bar_O2_6=(enthalpy(O2;T=T[6])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2$
 $dh_bar_N2_6=(enthalpy(N2;T=T[6])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2$
 $dh_bar_NO_6=(enthalpy(NO;T=T[6])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO$

$h_bar_gas_6=(fv_CO2*dh_bar_CO2_6+fv_CO*dh_bar_CO_6+fv_H2O*dh_bar_H2O_6+fv_O2*dh_bar_O2_6+fv_N2*dh_bar_N2_6+fv_NO*dh_bar_NO_6)$

$h_bar_CO2_7=enthalpy(CO2;T=T[7])*MW_CO2$
 $h_bar_CO_7=enthalpy(CO;T=T[7])*MW_CO$
 $h_bar_H2O_7=enthalpy(H2O;T=T[7])*MW_H2O$
 $h_bar_O2_7=enthalpy(O2;T=T[7])*MW_O2$
 $h_bar_N2_7=enthalpy(N2;T=T[7])*MW_N2$
 $h_bar_NO_7=enthalpy(NO;T=T[7])*MW_NO$

$dh_bar_CO2_7=(enthalpy(CO2;T=T[7])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_CO2$
 $dh_bar_CO_7=(enthalpy(CO;T=T[7])-enthalpy(CO;T=25))*MW_CO$
 $dh_bar_H2O_7=(enthalpy(H2O;T=T[7])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_H2O$
 $dh_bar_O2_7=(enthalpy(O2;T=T[7])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2$
 $dh_bar_N2_7=(enthalpy(N2;T=T[7])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2$
 $dh_bar_NO_7=(enthalpy(NO;T=T[7])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO$

$h_bar_gas_7=(fv_CO2*dh_bar_CO2_7+fv_CO*dh_bar_CO_7+fv_H2O*dh_bar_H2O_7+fv_O2*dh_bar_O2_7+fv_N2*dh_bar_N2_7+fv_NO*dh_bar_NO_7)$

"ENTROPIA DE LOS GASES DE ESCAPE"

$s_bar_CO2_5=entropy(CO2;T=T[5];P=fv_CO2*P[5])*MW_CO2$
 $s_bar_CO_5=entropy(CO;T=T[5];P=fv_CO*P[5])*MW_CO$
 $s_bar_H2O_5=entropy(H2O;T=T[5];P=fv_H2O*P[5])*MW_H2O$
 $s_bar_O2_5=entropy(O2;T=T[5];P=fv_O2*P[5])*MW_O2$
 $s_bar_N2_5=entropy(N2;T=T[5];P=fv_N2*P[5])*MW_N2$

$s_{\text{bar_NO_5}} = \text{entropy}(\text{NO}; T=T[5]; P= f_v_{\text{NO}}*P[5]) * MW_{\text{NO}}$
 $s_{\text{bar_gas_5}} = (f_v_{\text{CO2}}*s_{\text{bar_CO2_5}} + f_v_{\text{CO}}*s_{\text{bar_CO_5}} + f_v_{\text{H2O}}*s_{\text{bar_H2O_5}} + f_v_{\text{O2}}*s_{\text{bar_O2_5}} + f_v_{\text{N2}}*s_{\text{bar_N2_5}} + f_v_{\text{NO}}*s_{\text{bar_NO_5}})$

$s_{\text{bar_CO2_6}} = \text{entropy}(\text{CO2}; T=T[6]; P= f_v_{\text{CO2}}*P[6]) * MW_{\text{CO2}}$
 $s_{\text{bar_CO_6}} = \text{entropy}(\text{CO}; T=T[6]; P= f_v_{\text{CO}}*P[6]) * MW_{\text{CO}}$
 $s_{\text{bar_H2O_6}} = \text{entropy}(\text{H2O}; T=T[6]; P= f_v_{\text{H2O}}*P[6]) * MW_{\text{H2O}}$
 $s_{\text{bar_O2_6}} = \text{entropy}(\text{O2}; T=T[6]; P= f_v_{\text{O2}}*P[6]) * MW_{\text{O2}}$
 $s_{\text{bar_N2_6}} = \text{entropy}(\text{N2}; T=T[6]; P= f_v_{\text{N2}}*P[6]) * MW_{\text{N2}}$
 $s_{\text{bar_NO_6}} = \text{entropy}(\text{NO}; T=T[6]; P= f_v_{\text{NO}}*P[6]) * MW_{\text{NO}}$
 $s_{\text{bar_gas_6}} = (f_v_{\text{CO2}}*s_{\text{bar_CO2_6}} + f_v_{\text{CO}}*s_{\text{bar_CO_6}} + f_v_{\text{H2O}}*s_{\text{bar_H2O_6}} + f_v_{\text{O2}}*s_{\text{bar_O2_6}} + f_v_{\text{N2}}*s_{\text{bar_N2_6}} + f_v_{\text{NO}}*s_{\text{bar_NO_6}})$

$s_{\text{bar_CO2_7}} = \text{entropy}(\text{CO2}; T=T[7]; P= f_v_{\text{CO2}}*P[7]) * MW_{\text{CO2}}$
 $s_{\text{bar_CO_7}} = \text{entropy}(\text{CO}; T=T[7]; P= f_v_{\text{CO}}*P[7]) * MW_{\text{CO}}$
 $s_{\text{bar_H2O_7}} = \text{entropy}(\text{H2O}; T=T[7]; P= f_v_{\text{H2O}}*P[7]) * MW_{\text{H2O}}$
 $s_{\text{bar_O2_7}} = \text{entropy}(\text{O2}; T=T[7]; P= f_v_{\text{O2}}*P[7]) * MW_{\text{O2}}$
 $s_{\text{bar_N2_7}} = \text{entropy}(\text{N2}; T=T[7]; P= f_v_{\text{N2}}*P[7]) * MW_{\text{N2}}$
 $s_{\text{bar_NO_7}} = \text{entropy}(\text{NO}; T=T[7]; P= f_v_{\text{NO}}*P[7]) * MW_{\text{NO}}$
 $s_{\text{bar_gas_7}} = (f_v_{\text{CO2}}*s_{\text{bar_CO2_7}} + f_v_{\text{CO}}*s_{\text{bar_CO_7}} + f_v_{\text{H2O}}*s_{\text{bar_H2O_7}} + f_v_{\text{O2}}*s_{\text{bar_O2_7}} + f_v_{\text{N2}}*s_{\text{bar_N2_7}} + f_v_{\text{NO}}*s_{\text{bar_NO_7}})$

"CALORES ESPECIFICOS DE LOS GASES DE ESCAPE"

$Cp_{\text{bar_CO2_5}} = cp(\text{CO2}; T=T[5]) * MW_{\text{CO2}}$
 $Cp_{\text{bar_CO_5}} = cp(\text{CO}; T=T[5]) * MW_{\text{CO}}$
 $Cp_{\text{bar_H2O_5}} = cp(\text{H2O}; T=T[5]) * MW_{\text{H2O}}$
 $Cp_{\text{bar_O2_5}} = cp(\text{O2}; T=T[5]) * MW_{\text{O2}}$
 $Cp_{\text{bar_N2_5}} = cp(\text{N2}; T=T[5]) * MW_{\text{N2}}$
 $Cp_{\text{bar_NO_5}} = cp(\text{NO}; T=T[5]) * MW_{\text{NO}}$
 $Cp_{\text{bar_gas_5}} = (f_v_{\text{CO2}}*Cp_{\text{bar_CO2_5}} + f_v_{\text{CO}}*Cp_{\text{bar_CO_5}} + f_v_{\text{H2O}}*Cp_{\text{bar_H2O_5}} + f_v_{\text{O2}}*Cp_{\text{bar_O2_5}} + f_v_{\text{N2}}*Cp_{\text{bar_N2_5}} + f_v_{\text{NO}}*Cp_{\text{bar_NO_5}})$

$Cv_{\text{bar_CO2_5}} = cv(\text{CO2}; T=T[5]) * MW_{\text{CO2}}$
 $Cv_{\text{bar_CO_5}} = cv(\text{CO}; T=T[5]) * MW_{\text{CO}}$
 $Cv_{\text{bar_H2O_5}} = cv(\text{H2O}; T=T[5]) * MW_{\text{H2O}}$
 $Cv_{\text{bar_O2_5}} = cv(\text{O2}; T=T[5]) * MW_{\text{O2}}$
 $Cv_{\text{bar_N2_5}} = cv(\text{N2}; T=T[5]) * MW_{\text{N2}}$
 $Cv_{\text{bar_NO_5}} = cv(\text{NO}; T=T[5]) * MW_{\text{NO}}$
 $Cv_{\text{bar_gas_5}} = (f_v_{\text{CO2}}*Cv_{\text{bar_CO2_5}} + f_v_{\text{CO}}*Cv_{\text{bar_CO_5}} + f_v_{\text{H2O}}*Cv_{\text{bar_H2O_5}} + f_v_{\text{O2}}*Cv_{\text{bar_O2_5}} + f_v_{\text{N2}}*Cv_{\text{bar_N2_5}} + f_v_{\text{NO}}*Cv_{\text{bar_NO_5}})$

$Cp_{\text{bar_CO2_6}} = cp(\text{CO2}; T=T[6]) * MW_{\text{CO2}}$
 $Cp_{\text{bar_CO_6}} = cp(\text{CO}; T=T[6]) * MW_{\text{CO}}$
 $Cp_{\text{bar_H2O_6}} = cp(\text{H2O}; T=T[6]) * MW_{\text{H2O}}$
 $Cp_{\text{bar_O2_6}} = cp(\text{O2}; T=T[6]) * MW_{\text{O2}}$
 $Cp_{\text{bar_N2_6}} = cp(\text{N2}; T=T[6]) * MW_{\text{N2}}$
 $Cp_{\text{bar_NO_6}} = cp(\text{NO}; T=T[6]) * MW_{\text{NO}}$
 $Cp_{\text{bar_gas_6}} = (f_v_{\text{CO2}}*Cp_{\text{bar_CO2_6}} + f_v_{\text{CO}}*Cp_{\text{bar_CO_6}} + f_v_{\text{H2O}}*Cp_{\text{bar_H2O_6}} + f_v_{\text{O2}}*Cp_{\text{bar_O2_6}} + f_v_{\text{N2}}*Cp_{\text{bar_N2_6}} + f_v_{\text{NO}}*Cp_{\text{bar_NO_6}})$

$Cv_{\text{bar_CO2_6}} = cv(\text{CO2}; T=T[6]) * MW_{\text{CO2}}$
 $Cv_{\text{bar_CO_6}} = cv(\text{CO}; T=T[6]) * MW_{\text{CO}}$
 $Cv_{\text{bar_H2O_6}} = cv(\text{H2O}; T=T[6]) * MW_{\text{H2O}}$
 $Cv_{\text{bar_O2_6}} = cv(\text{O2}; T=T[6]) * MW_{\text{O2}}$
 $Cv_{\text{bar_N2_6}} = cv(\text{N2}; T=T[6]) * MW_{\text{N2}}$
 $Cv_{\text{bar_NO_6}} = cv(\text{NO}; T=T[6]) * MW_{\text{NO}}$

$$v_bar_gas_6=(fv_CO2*Cv_bar_CO2_6+fv_CO*Cv_bar_CO_6+fv_H2O*Cv_bar_H2O_6+fv_O2*Cv_bar_O2_6+fv_N2*Cv_bar_N2_6+fv_NO*Cv_bar_NO_6)$$

$$\begin{aligned} Cp_bar_CO2_7 &= cp(CO2; T=T[7]) * MW_CO2 \\ Cp_bar_CO_7 &= cp(CO; T=T[7]) * MW_CO \\ Cp_bar_H2O_7 &= cp(H2O; T=T[7]) * MW_H2O \\ Cp_bar_O2_7 &= cp(O2; T=T[7]) * MW_O2 \\ Cp_bar_N2_7 &= cp(N2; T=T[7]) * MW_N2 \\ Cp_bar_NO_7 &= cp(NO; T=T[7]) * MW_NO \\ Cp_bar_gas_7 &= (fv_CO2 * Cp_bar_CO2_7 + fv_CO * Cp_bar_CO_7 + fv_H2O * Cp_bar_H2O_7 + fv_O2 * \\ & Cp_bar_O2_7 + fv_N2 * Cp_bar_N2_7 + fv_NO * Cp_bar_NO_7) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Cv_bar_CO2_7 &= cv(CO2; T=T[7]) * MW_CO2 \\ Cv_bar_CO_7 &= cv(CO; T=T[7]) * MW_CO \\ Cv_bar_H2O_7 &= cv(H2O; T=T[7]) * MW_H2O \\ Cv_bar_O2_7 &= cv(O2; T=T[7]) * MW_O2 \\ Cv_bar_N2_7 &= cv(N2; T=T[7]) * MW_N2 \\ Cv_bar_NO_7 &= cv(NO; T=T[7]) * MW_NO \\ Cv_bar_gas_7 &= (fv_CO2 * Cv_bar_CO2_7 + fv_CO * Cv_bar_CO_7 + fv_H2O * Cv_bar_H2O_7 + fv_O2 * \\ & Cv_bar_O2_7 + fv_N2 * Cv_bar_N2_7 + fv_NO * Cv_bar_NO_7) \end{aligned}$$

"Cinetica Quimica. Formacion de NO"

"Mecanismo de reaccion para la formacion de NO. Mecanismo de zeldovich extendido"

{1. O+N2-NO+N

2. N+O2-NO+O

3. N+OH-NO+H}

$$K_1f=1,8*10^{(11)}*exp(-38370/(T_5))$$

$$K_1r=3,8*10^{(10)}*exp(-425/(T_5))*10^{(-3)}$$

$$K_2f=1,8*10^{(7)}*(T[5]+273)*exp(-4680/(T_5))$$

$$K_2r=3,8*10^{(6)}*(T[5]+273)*exp(-20820/(T_5))$$

$$K_3f=7,1*10^{(10)}*exp(-450/(T_5))$$

$$K_3r=1,7*10^{(11)}*exp(-24560/(T_5))$$

"Concentraciones de NO"

$$\Delta_Gibbs_O2m=v_Om * Gibbs_Om - v_O2m * Gibbs_O2m$$

$$h_bar_O2m=enthalpy(O2; T=T_5) * MW_O2$$

$$h_bar_Om=enthalpy(O; T=T_5) * MW_O$$

$$s_bar_O2m=entropy(O2; T=T_5; P=P[5]) * MW_O2$$

$$s_bar_Om=entropy(O; T=T_5; P=P[5]) * MW_O$$

$$Gibbs_O2m=h_bar_O2m - (T_5+273) * s_bar_O2m$$

$$Gibbs_Om=h_bar_Om - (T_5+273) * s_bar_Om$$

$$v_O2m=1$$

$$v_Om=2$$

$$Kp_O2m=exp(-\Delta_Gibbs_O2m / (R * (T_5)))$$

$$X_N2=(n_N2 / N_total) * P[5] / (R * (T_5)) \text{ "Kmol/m3"}$$

$$X_O2=((n_O2 + n_omega/2 + n_steam_16/2 - a - b/2 - c/2) / N_total) * P[5] / (R * (T_5))$$

$$X_O=(Kp_O2m * X_O2)^{(1/2)}$$

$$X_OH=0$$

$$X_N=k_1f * X_N2 * X_O / (k_2f * X_O2 + k_3f * X_OH)$$

$$\Delta X_NO=(k_1f * X_N2 * X_O + k_2f * X_N * X_O2 + k_3f * X_N * X_OH) \text{ "Kmol/m3*s"}$$

$$\Delta X_NO_mg=\Delta X_NO * MW_NO * 10^6 \text{ "mg/m3-s"}$$

$$\Delta X_NO_PPM=\Delta X_NO * R * (T[5]+273) / P[5] * 10^6 \text{ "ppm/s"}$$

$$m_dot_NO_KWh=3600 * v_bar_gas * m_dot[5] / P_Elect$$

$$v_bar_CO2_5=volume(CO2; T=T[5]; P=P[5]) * MW_CO2$$

$$v_bar_CO_5=volume(CO; T=T[5]; P=P[5]) * MW_CO$$

$v_bar_H2O_5 = volume(H2O; T=T[5]; P=P[5]) * MW_H2O$
 $v_bar_O2_5 = volume(O2; T=T[5]; P=P[5]) * MW_O2$
 $v_bar_N2_5 = volume(N2; T=T[5]; P=P[5]) * MW_N2$
 $v_bar_NO_5 = volume(NO; T=T[5]; P=P[5]) * MW_NO$
 $v_bar_gas = (fv_CO2 * v_bar_CO2_5 + fv_CO * v_bar_CO_5 + fv_H2O * v_bar_H2O_5 + fv_O2 * v_bar_O2_5 + fv_N2 * v_bar_N2_5 + fv_NO * v_bar_NO_5) / MW_gas$

"Propiedades del combustible"

$fv_CH4 = 0,979458$
 $fv_N2 = 0,014832$
 $fv_CO2 = 0,002062$
 $fv_C2H6 = 0,002521$
 $fv_C3H8 = 0,000541$
 $fv_C4H10 = 0,000302$
 $fv_C5H12 = 0,000094$
 $fv_C6H14 = 0,000189$

$MW_CH4 = fv_CH4 * molar mass(CH4) + fv_N2 * molar mass(N2) + fv_CO2 * molar mass(CO2) + fv_C2H6 * molar mass(C2H6) + fv_C3H8 * molar mass(C3H8) + fv_C4H10 * molar mass(C4H10) + fv_C5H12 * molar mass(C5H12) + fv_C6H14 * molar mass(C6H14)$

$LHV_bar_CH4 = fv_CH4 * lower heating value(CH4) * molar mass(CH4) + fv_N2 * lower heating value(N2) * molar mass(N2) + fv_CO2 * lower heating value(CO2) * molar mass(CO2) + fv_C2H6 * lower heating value(C2H6) * molar mass(C2H6) + fv_C3H8 * lower heating value(C3H8) * molar mass(C3H8) + fv_C4H10 * lower heating value(C4H10) * molar mass(C4H10) + fv_C5H12 * Lower Heating Value(C5H12) * molar mass(C5H12) + fv_C6H14 * Lower Heating Value(C6H14) * molar mass(C6H14)$

$h_bar_CH4 = fv_CH4 * enthalpy(CH4; T=T[15]) * molar mass(CH4) + fv_N2 * enthalpy(N2; T=T[15]) * molar mass(N2) + fv_CO2 * enthalpy(CO2; T=T[15]) * molar mass(CO2) + fv_C2H6 * enthalpy(C2H6; T=T[15]) * molar mass(C2H6) + fv_C3H8 * enthalpy(C3H8; T=T[15]) * molar mass(C3H8) + fv_C4H10 * enthalpy(C4H10; T=T[15]) * molar mass(C4H10) + fv_C5H12 * enthalpy(C5H12; T=T[15]) * molar mass(C5H12) + fv_C6H14 * enthalpy(C6H14; T=T[15]) * molar mass(C6H14)$

$s_bar_CH4 = fv_CH4 * entropy(CH4; T=T[15]; P=fv_CH4 * P[15]) * molar mass(CH4) + fv_N2 * entropy(N2; T=T[15]; P=fv_N2 * P[15]) * molar mass(N2) + fv_CO2 * entropy(CO2; T=T[15]; P=fv_CO2 * P[15]) * molar mass(CO2) + fv_C2H6 * entropy(C2H6; T=T[15]; P=fv_C2H6 * P[15]) * molar mass(C2H6) + fv_C3H8 * entropy(C3H8; T=T[15]; P=fv_C3H8 * P[15]) * molar mass(C3H8) + fv_C4H10 * entropy(C4H10; T=T[15]; P=fv_C4H10 * P[15]) * molar mass(C4H10) + fv_C5H12 * entropy(C5H12; T=T[15]; P=fv_C5H12 * P[15]) * molar mass(C5H12) + fv_C6H14 * entropy(C6H14; T=T[15]; P=fv_C6H14 * P[15]) * molar mass(C6H14)$

$Cp_bar_CH4 = fv_CH4 * cp(CH4; T=T[15]) * molar mass(CH4) + fv_N2 * cp(N2; T=T[15]) * molar mass(N2) + fv_CO2 * cp(CO2; T=T[15]) * molar mass(CO2) + fv_C2H6 * cp(C2H6; T=T[15]) * molar mass(C2H6) + fv_C3H8 * cp(C3H8; T=T[15]) * molar mass(C3H8) + fv_C4H10 * cp(C4H10; T=T[15]) * molar mass(C4H10) + fv_C5H12 * cp(C5H12; T=T[15]) * molar mass(C5H12) + fv_C6H14 * cp(C6H14; T=T[15]) * molar mass(C6H14)$

Modelo termodinámico en EES para el sistema de potencia con turbina a gas e inyección de vapor y enfriamiento de aire a la entrada del compresor

"DATOS EQUIPOS"

DeltaP_HRSG=0,05 [-]

DeltaP_HRSG_TEMP=0,05 [-]
 DeltaP_HRSG_PRESS=0,05 [-]
 DeltaP_CC=0,05 [-]
 DeltaP_Evap=0,05 [-]
 DeltaP_Cond=0,05 [-]
 eta_LPC=0,85
 eta_HPC=0,8405
 eta_GT=0,888 $\{(787.78-407.22)/(787.78-Ts_6)\}$
 eta_MUP=0,8
 eta_FDP=0,8
 eta_Pcond=0,8
 eta_Pevap=0,8
 eta_CCH1=0,8
 eta_CCH2=0,8
 eta_Comb=0,98
 eta_HRSG=0,88
 eta_Coil=0,774
 eta_CondCH1=1
 eta_EvapCH1=1
 eta_CondCH2=1
 eta_EvapCH2=1
 eta_mec=0,985 {Buscar eficiencia de mecanica}
 eta_gen=0,98 {Buscar eficiencia de generador}
 RP_LPC=2,5
 RP_HPC=12,5
 RP_GT=29
 RP_MUP=15,2
 RP_FDP=4,2
 W_dot_fan=16*7,5*0,7457 [KW]
 $\{Ts_6/787.78=(1/RP_GT)^(k_GT-1)/k_GT\}$

"PESOS MOLECULARES DE GASES"

MW_CO2=molarmass(CO2)
 MW_CO=molarmass(CO)
 MW_H2O=molarmass(H2O)
 MW_O2=molarmass(O2)
 MW_O=molarmass(O)
 MW_N2=molarmass(N2)
 MW_NO=molarmass(NO)
 MW_Air=molarmass(Air)
 MW_AirH2O_1=(1+1,608*omega[1])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[1]/molarmass(H2O))
 MW_AirH2O_2=(1+1,608*omega[2])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[2]/molarmass(H2O))
 MW_AirH2O_3=(1+1,608*omega[3])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[3]/molarmass(H2O))
 MW_AirH2O_4=(1+1,608*omega[4])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[4]/molarmass(H2O))
 MW_AirH2O_45=(1+1,608*omega[45])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[45]/molarmass(H2O))
 MW_AirH2O_40=(1+1,608*omega[40])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[40]/molarmass(H2O))
 MW_AirH2O_41=(1+1,608*omega[41])/(1/molarmass(Air)+1,608*omega[41]/molarmass(H2O))
 MW_gas=fv_CO2*MW_CO2+fv_CO*MW_CO+fv_H2O*MW_H2O+fv_O2*MW_O2+fv_N2*MW_N2+
 fv_NO*MW_NO

"EXERGIA QUIMICA"

n_omega_1=alpha*lambda*4,76*1,608*omega[1]
 y_O2_1=n_O2/(n_O2+n_N2+n_omega_1)
 y_N2_1=n_N2/(n_O2+n_N2+n_omega_1)
 y_H2O_1=n_omega_1/(n_O2+n_N2+n_omega_1)

$$e_{ch_1}=(y_{O2_1}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_1}*\ln(y_{O2_1})+y_{N2_1}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_1}*\ln(y_{N2_1})+y_{H2O_1}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_1}*\ln(y_{H2O_1}))/MW_{AirH2O_1}$$

$$n_{omega_2}=\alpha*\lambda*4,76*1,608*omega[2]$$

$$y_{O2_2}=n_{O2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_2})$$

$$y_{N2_2}=n_{N2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_2})$$

$$y_{H2O_2}=n_{omega_2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_2})$$

$$e_{ch_2}=(y_{O2_2}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_2}*\ln(y_{O2_2})+y_{N2_2}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_2}*\ln(y_{N2_2})+y_{H2O_2}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_2}*\ln(y_{H2O_2}))/MW_{AirH2O_2}$$

$$n_{omega_3}=\alpha*\lambda*4,76*1,608*omega[3]$$

$$y_{O2_3}=n_{O2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_3})$$

$$y_{N2_3}=n_{N2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_3})$$

$$y_{H2O_3}=n_{omega_3}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_3})$$

$$e_{ch_3}=(y_{O2_3}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_3}*\ln(y_{O2_3})+y_{N2_3}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_3}*\ln(y_{N2_3})+y_{H2O_3}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_3}*\ln(y_{H2O_3}))/MW_{AirH2O_3}$$

$$n_{omega_4}=\alpha*\lambda*4,76*1,608*omega[4]$$

$$y_{O2_4}=n_{O2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_4})$$

$$y_{N2_4}=n_{N2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_4})$$

$$y_{H2O_4}=n_{omega_4}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_4})$$

$$e_{ch_4}=(y_{O2_4}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_4}*\ln(y_{O2_4})+y_{N2_4}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_4}*\ln(y_{N2_4})+y_{H2O_4}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_4}*\ln(y_{H2O_4}))/MW_{AirH2O_4}$$

$$n_{omega_45}=\alpha*\lambda*4,76*1,608*omega[45]$$

$$y_{O2_45}=n_{O2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_45})$$

$$y_{N2_45}=n_{N2}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_45})$$

$$y_{H2O_45}=n_{omega_45}/(n_{O2}+n_{N2}+n_{omega_45})$$

$$e_{ch_45}=(y_{O2_45}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_45}*\ln(y_{O2_45})+y_{N2_45}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_45}*\ln(y_{N2_45})+y_{H2O_45}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_45}*\ln(y_{H2O_45}))/MW_{AirH2O_45}$$

$$n_{omega_40}=4,76*1,608*omega[40]$$

$$y_{O2_40}=1/(1+3,76+n_{omega_40})$$

$$y_{N2_40}=3,71/(1+3,76+n_{omega_40})$$

$$y_{H2O_40}=n_{omega_40}/(1+3,76+n_{omega_40})$$

$$e_{ch_40}=(y_{O2_40}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_40}*\ln(y_{O2_40})+y_{N2_40}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_40}*\ln(y_{N2_40})+y_{H2O_40}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_40}*\ln(y_{H2O_40}))/MW_{AirH2O_40}$$

$$n_{omega_41}=4,76*1,608*omega[41]$$

$$y_{O2_41}=1/(1+3,76+n_{omega_41})$$

$$y_{N2_41}=3,71/(1+3,76+n_{omega_41})$$

$$y_{H2O_41}=n_{omega_41}/(1+3,76+n_{omega_41})$$

$$e_{ch_41}=(y_{O2_41}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_41}*\ln(y_{O2_41})+y_{N2_41}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_41}*\ln(y_{N2_41})+y_{H2O_41}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_41}*\ln(y_{H2O_41}))/MW_{AirH2O_41}$$

$$e_{bar_ch_CO2}=19480 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_CO}=274710 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_H2O}=9500 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_O2}=3970 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_N2}=720 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_NO}=88900 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_gas}=fv_{CO2}*e_{bar_ch_CO2}+R\#*T_0*fv_{CO2}*\ln(fv_{CO2})+fv_{CO}*e_{bar_ch_CO}+R\#*T_0*fv_{CO}*\ln(fv_{CO})+fv_{H2O}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*fv_{H2O}*\ln(fv_{H2O})+fv_{O2}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*fv_{O2}*\ln(fv_{O2})+fv_{N2}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*fv_{N2}*\ln(fv_{N2})+fv_{NO}*e_{bar_ch_NO}+R\#*T_0*fv_{NO}*\ln(fv_{NO})$$

$$e_{bar_ch_CH4c}=831200 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_C2H6}=1495000 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_C3H8}=2152800 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$$e_{bar_ch_C4H10}=2804200 \text{ [Kj/Kmol]}$$

$e_{\text{bar_ch_C5H12}}=3461300$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_ch_C6H14}}=4113300$ [Kj/Kmol]
 $e_{\text{bar_ch_CH4}}=f_{\text{v_CH4}}*e_{\text{bar_ch_CH4c}}+f_{\text{v_N2}}*e_{\text{bar_ch_N2}}+f_{\text{v_CO2}}*e_{\text{bar_ch_CO2}}+f_{\text{v_C2H6}}*e_{\text{bar_ch_C2H6}}+f_{\text{v_C3H8}}*e_{\text{bar_ch_C3H8}}+f_{\text{v_C4H10}}*e_{\text{bar_ch_C4H10}}+f_{\text{v_C5H12}}*e_{\text{bar_ch_C5H12}}+f_{\text{v_C6H14}}*e_{\text{bar_ch_C6H14}}+R\#*T_0*f_{\text{v_CH4}}*\ln(f_{\text{v_CH4}})+R\#*T_0*f_{\text{v_N2}}*\ln(f_{\text{v_N2}})+R\#*T_0*f_{\text{v_CO2}}*\ln(f_{\text{v_CO2}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C2H6}}*\ln(f_{\text{v_C2H6}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C3H8}}*\ln(f_{\text{v_C3H8}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C4H10}}*\ln(f_{\text{v_C4H10}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C5H12}}*\ln(f_{\text{v_C5H12}})+R\#*T_0*f_{\text{v_C6H14}}*\ln(f_{\text{v_C6H14}})$

"ESTADOS "

"Estado 0: Estado Muerto"

$T[0]=T[34]$
 $T_0=T[0]+273,15$ [K]
 $P[0]=P[34]$
 $x[0]=0$
 $h_{\text{H2O}_0}=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[0];P=P[0])$
 $s_{\text{H2O}_0}=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[0];P=P[0])$
 $e_{\text{H2O}_0}=0$
 $h_{\text{R123}_0}=\text{enthalpy}(\text{R123};x=x[0];P=P[0])$
 $s_{\text{R123}_0}=\text{entropy}(\text{R123};x=x[0];P=P[0])$
 $e_{\text{R123}_0}=0$
 $h_{\text{CH4}_0}=\text{enthalpy}(\text{CH4};T=T[0])*MW_{\text{CH4}}$
 $s_{\text{CH4}_0}=\text{entropy}(\text{CH4};T=T[0];P=P[0])*MW_{\text{CH4}}$
 $m_{\text{air}}=(m_{\text{fuel}}+m_{\text{fuel}}*AFR)$
 $m_{\text{air}}=v_{\text{dot_air}}/\text{volume}(\text{AirH2O};T=8,8;w=0,007119;P=100)$

"Estado 1: Aire, entrada Coil"

$T[1]=32$ [°C]
 $T_1=T[1]+273,15$ [K]
 $P[1]=101,325$ [KPa]
 $rh[1]=0,8$ [-]
 $\omega[1]=\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[1];R=rh[1];P=P[1])$
 $m_{\text{dot}}[1]=m_{\text{dot}}[2]$
 $h[1]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $s[1]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $v[1]=\text{volume}(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $Cp[1]=cp(\text{AirH2O};T=T[1];w=\omega[1];P=P[1])$
 $e_{\text{ph}_1}=Cp[1]*(T_1-T_0)-T_0*(Cp[1]*\ln(T_1/T_0)-R\#/MW_{\text{AirH2O}_1}*\ln(P[1]/P[0]))$
 $\{e_{\text{ch}_1}=(y_{\text{O2}_1}*e_{\text{bar_ch_O2}}+R\#*T_0*y_{\text{O2}_1}*\ln(y_{\text{O2}_1})+y_{\text{N2}_1}*e_{\text{bar_ch_N2}}+R\#*T_0*y_{\text{N2}_1}*\ln(y_{\text{N2}_1})+y_{\text{H2O}_1}*e_{\text{bar_ch_H2O}}+R\#*T_0*y_{\text{H2O}_1}*\ln(y_{\text{H2O}_1}))/MW_{\text{AirH2O}_1}\}$
 $e[1]=e_{\text{ph}_1}+e_{\text{ch}_1}$

"Estado 2: Aire, entrada LPC"

$\{T[2]=8.8$ [°C] $\}$
 $T_2=T[2]+273,15$ [K]
 $P[2]=100$ [KPa]
 $rh[2]=\text{relhum}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $m_{\text{dot}}[2]=v_{\text{dot_air}}/v[2]$
 $\omega[2]=\text{if}(\omega[1];\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[2];R=1;P=P[2]);\omega[1];\omega[1];\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[2];R=1;P=P[2]))$
 $h[2]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $s[2]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $v[2]=\text{volume}(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $Cp[2]=cp(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $Cv[2]=cv(\text{AirH2O};T=T[2];w=\omega[2];P=P[2])$
 $e_{\text{ph}_2}=Cp[2]*(T_2-T_0)-T_0*(Cp[2]*\ln(T_2/T_0)-R\#/MW_{\text{AirH2O}_2}*\ln(P[2]/P[0]))$

$$\{e_{ch_2}=(y_{O2_2}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_2}*\ln(y_{O2_2})+y_{N2_2}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_2}*\ln(y_{N2_2})+y_{H2O_2}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_2}*\ln(y_{H2O_2}))/MW_{AirH2O_2}\}$$

$$e[2]=e_{ph_2}+e_{ch_2}$$

"Estado 3: Aire, entrada HPC"

$$T_3=(T_2/\eta_{LPC})*(RP_{LPC}^{((k_{LPC}-1)/k_{LPC})-1})+T_2$$

$$T_3=T[3]+273,15 \text{ [K]}$$

$$P[3]=P[2]*RP_{LPC}$$

$$\omega[3]=\omega[2]$$

$$m_{dot}[3]=m_{dot}[2]$$

$$h[3]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O}; T=T[3]; w=\omega[3]; P=P[3])$$

$$s[3]=\text{entropy}(\text{AirH2O}; T=T[3]; w=\omega[3]; P=P[3])$$

$$Cp[3]=\text{cp}(\text{AirH2O}; T=T[3]; w=\omega[3]; P=P[3])$$

$$Cv[3]=\text{cv}(\text{AirH2O}; T=T[3]; w=\omega[3]; P=P[3])$$

$$k_{LPC}=(Cp[3]+Cp[2])/2)/((Cv[3]+Cv[2])/2)$$

$$e_{ph_3}=Cp[3]*(T_3-T_0)-T_0*(Cp[3]*\ln(T_3/T_0)-R\#/MW_{AirH2O_3}*\ln(P[3]/P[0]))$$

$$\{e_{ch_3}=(y_{O2_3}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_3}*\ln(y_{O2_3})+y_{N2_3}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_3}*\ln(y_{N2_3})+y_{H2O_3}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_3}*\ln(y_{H2O_3}))/MW_{AirH2O_3}\}$$

$$e[3]=e_{ph_3}+e_{ch_3}$$

"Estado 4: Aire, entrada HPC"

$$T_4=(T_3/\eta_{HPC})*(RP_{HPC}^{((k_{HPC}-1)/k_{HPC})-1})+T_3$$

$$T_4=T[4]+273,15 \text{ [K]}$$

$$P[4]=P[3]*RP_{HPC}$$

$$\omega[4]=\omega[3]$$

$$m_{dot}[4]=m_{dot}[3]$$

$$h[4]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O}; T=T[4]; w=\omega[4]; P=P[4])$$

$$s[4]=\text{entropy}(\text{AirH2O}; T=T[4]; w=\omega[4]; P=P[4])$$

$$Cp[4]=\text{cp}(\text{AirH2O}; T=T[4]; w=\omega[4]; P=P[4])$$

$$Cv[4]=\text{cv}(\text{AirH2O}; T=T[4]; w=\omega[4]; P=P[4])$$

$$k_{HPC}=(Cp[4]+Cp[3])/2)/((Cv[4]+Cv[3])/2)$$

$$e_{ph_4}=Cp[4]*(T_4-T_0)-T_0*(Cp[4]*\ln(T_4/T_0)-R\#/MW_{AirH2O_4}*\ln(P[4]/P[0]))$$

$$\{e_{ch_4}=(y_{O2_4}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_4}*\ln(y_{O2_4})+y_{N2_4}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_4}*\ln(y_{N2_4})+y_{H2O_4}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_4}*\ln(y_{H2O_4}))/MW_{AirH2O_4}\}$$

$$e[4]=e_{ph_4}+e_{ch_4}$$

"Estado 4.5:Aire Entrada de la CC"

$$m_{dot}[17]+m_{dot}[4]*\omega[4]=m_{dot}[4]*\omega[45]$$

$$m_{dot}[17]*h[17]+m_{dot}[4]*h[4]=m_{dot}[4]*h[45]$$

$$rh[45]=\text{relhum}(\text{AirH2O}; T=T[4]; w=\omega[45]; P=P[4])$$

$$s[45]=\text{entropy}(\text{AirH2O}; T=T[4]; w=\omega[45]; P=P[4])$$

$$Cp[45]=\text{cp}(\text{AirH2O}; T=T[4]; w=\omega[45]; P=P[4])$$

$$e_{ph_45}=Cp[45]*(T_4-T_0)-T_0*(Cp[45]*\ln(T_4/T_0)-R\#/MW_{AirH2O_45}*\ln(P[4]/P[0]))$$

$$\{e_{ch_4_5}=(y_{O2_4_5}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_4_5}*\ln(y_{O2_4_5})+y_{N2_4_5}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_4_5}*\ln(y_{N2_4_5})+y_{H2O_4_5}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_4_5}*\ln(y_{H2O_4_5}))/MW_{AirH2O_4_5}\}$$

$$e[45]=e_{ph_45}+e_{ch_45}$$

"Estado 5:Entrada PT"

$$T_5=T[5]+273,15 \text{ [K]}$$

$$P[5]=P[4]*(1-\Delta P_{CC})$$

$$m_{dot}[5]=m_{dot}[4]*(1+\omega[4]+1/AFR+(n_{CDP}+n_{NOx}+n_{LP}))*SAR) \text{ "Flujo de gases a la salida CC"}$$

$$MW_{mix_5}=MW_{gas}$$

$$h[5]=h_{bar_gas_5}/MW_{mix_5}$$

$$s[5]=s_{bar_gas_5}/MW_{mix_5}$$

$Cp[5]=Cp_bar_gas_5/MW_mix_5$
 $Cv[5]=Cv_bar_gas_5/MW_mix_5$
 $Cp[43]=Cp_bar_gas_6/MW_mix_5$
 $e_ph_5=Cp[5]*(T_5-T_0)-T_0*(Cp[5]*\ln(T_5/T_0)-(R\#/MW_mix_5)*\ln(P[5]/P[0]))$
 $e_ch_5=e_bar_ch_gas/MW_mix_5$
 $e[5]=e_ph_5+e_ch_5$

"Estado 6:Salida PT"

$T_6=T_5-eta_GT*T_5*(1-(1/(RP_GT))^{(K_GT-1)/K_GT})$
 $T_6=T[6]+273,15 [K]$
 $P[6]=P[5]/RP_GT$
 $m_dot[6]=m_dot[4]*(1+omega[4]+1/AFR+(n_CDP+n_NOx+n_LP)*SAR)$
 $fm_gas_6=m_dot[5]/m_dot[6]$
 $fm_steam_6=m_dot[18]/m_dot[6]$
 $fv_gas_6=(fm_gas_6/MW_gas)/(fm_gas_6/MW_gas+fm_steam_6/MW_H2O)$
 $fv_steam_6=(fm_steam_6/MW_H2O)/(fm_gas_6/MW_gas+fm_steam_6/MW_H2O)$
 $MW_mix_6=fv_gas_6*MW_gas+fv_steam_6*MW_H2O$
 $h_bar_steam_6=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_steam_6*P[6])*MW_H2O$
 $s_bar_steam_6=entropy(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_steam_6*P[6])*MW_H2O$
 $h[6]=(fv_gas_6*h_bar_gas_6+fv_steam_6*h_bar_steam_6)/MW_mix_6$
 $s[6]=(fv_gas_6*s_bar_gas_6+fv_steam_6*s_bar_steam_6)/MW_mix_6$
 $Cp_bar_steam_6=cp(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_steam_6*P[6])*MW_H2O$
 $Cv_bar_steam_6=cv(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_steam_6*P[6])*MW_H2O$
 $Cp[6]=(fv_gas_6*Cp_bar_gas_6+fv_steam_6*Cp_bar_steam_6)/MW_mix_6$
 $Cv[6]=(fv_gas_6*Cv_bar_gas_6+fv_steam_6*Cv_bar_steam_6)/MW_mix_6$
 $k_GT=((Cp[5]+Cp[6])/2)/((Cv[5]+Cv[6])/2)$
 $e_ph_6=Cp[6]*(T_6-T_0)-T_0*(Cp[6]*\ln(T_6/T_0)-R\#/MW_mix_6*\ln(P[6]/P[0]))$
 $e_ch_6=(fv_gas_6*e_bar_ch_gas+fv_steam_6*e_bar_ch_H2O+R\#*T_0*fv_gas_6*\ln(fv_gas_6)+R\#*T_0*fv_steam_6*\ln(fv_steam_6))/MW_mix_6$
 $e[6]=e_ph_6+e_ch_6$

"Estado 7:Salida HRSG"

$T_7=T[7]+273,15 [K]$
 $P[7]=101,325[KPa]$
 $m_dot[7]=m_dot[6]$
 $h_bar_steam_7=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[7];P=fv_steam_6*P[7])*MW_H2O$
 $s_bar_steam_7=entropy(Steam_IAPWS;T=T[7];P=fv_steam_6*P[7])*MW_H2O$
 $h[7]=(fv_gas_6*h_bar_gas_7+fv_steam_6*h_bar_steam_7)/MW_mix_6$
 $s[7]=(fv_gas_6*s_bar_gas_7+fv_steam_6*s_bar_steam_7)/MW_mix_6$
 $Cp_bar_steam_7=cp(Steam_IAPWS;T=T[7];P=fv_steam_6*P[7])*MW_H2O$
 $Cv_bar_steam_7=cv(Steam_IAPWS;T=T[7];P=fv_steam_6*P[7])*MW_H2O$
 $Cp[7]=(fv_gas_6*Cp_bar_gas_7+fv_steam_6*Cp_bar_steam_7)/MW_mix_6$
 $Cv[7]=(fv_gas_6*Cv_bar_gas_7+fv_steam_6*Cv_bar_steam_7)/MW_mix_6$
 $e_ph_7=Cp[7]*(T_7-T_0)-T_0*(Cp[7]*\ln(T_7/T_0))\{-R\#/MW_mix_6*\ln(P[7]/P[0])\}$
 $e_ch_7=e_ch_6$
 $e[7]=e_ph_7+e_ch_7$

"Estado 8: Salida Del Deareador"

$T[8]=119,3 [°C]$
 $P[8]=P[20]*(1-DeltaP_HRSG)$
 $m_dot[8]=m_dot[20]$
 $h[8]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[8];P=P[8])$
 $s[8]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[8];P=P[8])$
 $e[8]=h[8]-h_H2O_0-T_0*(s[8]-s_H2O_0)$

"Estado 9. Entrada HRSG del economizador"

$P[9]=P[8]*RP_FDP$
 $m_dot[9]=m_dot[8]$
 $h[9]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[9];P=P[9])$
 $s[9]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[9];P=P[9])$
 $e[9]=h[9]-h_H2O_0-T_0*(s[9]-s_H2O_0)$

"Estado 10. Salida HRSG del economizador"

$T[10]=180 [^{\circ}C]$
 $P[10]=P[9]*(1-DeltaP_HRSG)$
 $m_dot[10]=m_dot[9]$
 $h[10]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[10];P=P[10])$
 $s[10]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[10];P=P[10])$
 $e[10]=h[10]-h_H2O_0-T_0*(s[10]-s_H2O_0)$

"Estado 11. Entrada agua LP"

$P[11]=1200 [KPa]$
 $T[11]=T[10]$
 $m_dot[11]=n_LP*m_dot[10]$
 $h[11]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[11];P=P[11])$
 $s[11]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[11];P=P[11])$
 $e[11]=h[11]-h_H2O_0-T_0*(s[11]-s_H2O_0)$

"Estado 12: Salida Steam LP"

$T[12]=260 [^{\circ}C]$
 $P[12]=P[11]*(1-DeltaP_HRSG)$
 $m_dot[12]=m_dot[11]$
 $h[12]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[12];P=P[12])$
 $s[12]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[12];P=P[12])$
 $e[12]=h[12]-h_H2O_0-T_0*(s[12]-s_H2O_0)$

"Estado 13. Entrada Steam HP"

$T[13]=T[10]$
 $P[13]=3600 [KPa]$
 $m_dot[13]=(n_NOX+n_CDP)*m_dot[10]$
 $h[13]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[13];P=P[13])$
 $s[13]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[13];P=P[13])$
 $e[13]=h[13]-h_H2O_0-T_0*(s[13]-s_H2O_0)$

"Estado 14: Salida Steam HP"

$T[14]=315 [^{\circ}C]$
 $P[14]=P[13]*(1-DeltaP_HRSG)$
 $m_dot[14]=m_dot[13] \{Inyección en turbina HP\}$
 $h[14]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[14];P=P[14])$
 $s[14]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[14];P=P[14])$
 $e[14]=h[14]-h_H2O_0-T_0*(s[14]-s_H2O_0)$

"Estado 15: Inyección de combustible"

$T[15]=85,6 [^{\circ}C]$
 $T_15=T[15]+273,15 [K]$
 $P[15]=3403,94 [KPa]$
 $v[15]=volume(CH4;T=15,56;P=101,325)$
 $AFR=45,5 [-]$
 $AFR=m_dot[2]/m_dot[15]$
 $AFR=4,76*\alpha*\lambda*MW_AirH2O_4/MW_CH4$
 $LHV=LHV_bar_CH4/MW_CH4$
 $h[15]=enthalpy(CH4;T=T[15])-enthalpy(CH4;T=25)$

s[15]=entropy(CH4;T=T[15];P=P[15])
Cp[15]=Cp_bar_CH4/MW_CH4
e[15]=cp[15]*(T_15-T_0)-T_0*(cp[15]*ln(T_15/T_0)-
(R#/MW_CH4)*ln(P[15]/P[0]))+e_bar_ch_CH4/MW_CH4

"Estado 16: Inyeccion de vapor NOx" "En la CC"

T[16]=T[14]*(1-DeltaP_HRSG_TEMP)
P[16]=P[14]*(1-DeltaP_HRSG_PRESS)
{m_dot_steam=10.306 [Kg/s]}
SAR=m_dot_steam/m_dot[2]
SAR=0,0888
n_NOX=0,203
m_dot[16]=n_NOX*m_dot_steam
h[16]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[16];P=P[16])
s[16]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[16]; P=P[16])
e[16]=(h[16]-h_H2O_0)-T_0*(s[16]-s_H2O_0)+e_bar_ch_H2O/MW_H2O

"Estado 17: Inyeccion de vapor CDP" "Antes de la CC"

T[17]=T[14]*(1-DeltaP_HRSG_TEMP)
P[17]=P[14]*(1-DeltaP_HRSG_PRESS)
n_CDP=0,372
m_dot[17]=n_CDP*m_dot_steam
h[17]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[17];P=P[17])
s[17]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[17]; P=P[17])
e[17]=(h[17]-h_H2O_0)-T_0*(s[17]-s_H2O_0)+e_bar_ch_H2O/MW_H2O

"Estado 18: Inyeccion de vapor LP"

T[18]=T[12]*(1-DeltaP_HRSG_TEMP)
P[18]=P[12]*(1-DeltaP_HRSG_PRESS)
n_LP=0,425
m_dot[18]=n_LP*m_dot_steam
h[18]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[18];P=P[18])
s[18]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[18]; P=P[18])
e[18]=h[18]-h_H2O_0-T_0*(s[18]-s_H2O_0)+e_bar_ch_H2O/MW_H2O

"Estado 19: Agua Almacenada"

T[19]=30,56 [°C]
P[19]=101,325 [KPa]
m_dot[19]=m_dot_steam
v[19]=volume(Steam_IAPWS;T=T[19];P=P[19])
h[19]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[19];P=P[19])
s[19]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[19];P=P[19])
e[19]=h[19]-h_H2O_0-T_0*(s[19]-s_H2O_0)

"Estado 20: Salida bomba MUP"

P[20]=P[19]*RP_MUP
m_dot[20]=m_dot[19]
h[20]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[20];P=P[20])
s[20]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[20];P=P[20])
e[20]=h[20]-h_H2O_0-T_0*(s[20]-s_H2O_0)

"ESTADO 40: Entrada de aire a torres"

T[40]=28 [°C]
T_40=T[40]+273,15 [K]
P[40]=101,325 [KPa]
rh[40]=0,8 [-]

$\omega[40]=\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[40];R=\text{rh}[40];P=P[40])$
 $h[40]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[40];w=\omega[40];P=P[40])$
 $s[40]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[40];w=\omega[40];P=P[40])$
 $wb[40]=\text{wetbulb}(\text{AirH2O};T=T[40];w=\omega[40];P=P[40])$
 $Cp[40]=\text{cp}(\text{AirH2O};T=T[40];w=\omega[40];P=P[40])$
 $e_{ph_40}=Cp[40]*(T_{40}-T_0)-T_0*(Cp[40]*\ln(T_{40}/T_0)-R\#/MW_{\text{AirH2O_40}}*\ln(P[40]/P[0]))$
 $\{e_{ch_40}=(y_{O2_40}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_40}*\ln(y_{O2_40})+y_{N2_40}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_40}*\ln(y_{N2_40})+y_{H2O_40}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_40}*\ln(y_{H2O_40}))/MW_{\text{AirH2O_40}}\}$
 $e[40]=e_{ph_40}+e_{ch_40}$

"ESTADO 41: Salida de Aire de torres"

$T[41]=33,5$ [°C]
 $T_{41}=T[41]+273,17$ [K]
 $P[41]=101,325$ [KPa]
 $\text{rh}[41]=1$ [-]
 $m_{dot}[41]=m_{dot}[40]$
 $\omega[41]=\text{humrat}(\text{AirH2O};T=T[41];R=\text{rh}[41];P=P[41])$
 $h[41]=\text{enthalpy}(\text{AirH2O};T=T[41];w=\omega[41];P=P[41])$
 $s[41]=\text{entropy}(\text{AirH2O};T=T[41];w=\omega[41];P=P[41])$
 $Cp[41]=\text{cp}(\text{AirH2O};T=T[41];w=\omega[41];P=P[41])$
 $e_{ph_41}=Cp[41]*(T_{41}-T_0)-T_0*(Cp[41]*\ln(T_{41}/T_0)-R\#/MW_{\text{AirH2O_41}}*\ln(P[41]/P[0]))$
 $\{e_{ch_41}=(y_{O2_41}*e_{bar_ch_O2}+R\#*T_0*y_{O2_41}*\ln(y_{O2_41})+y_{N2_41}*e_{bar_ch_N2}+R\#*T_0*y_{N2_41}*\ln(y_{N2_41})+y_{H2O_41}*e_{bar_ch_H2O}+R\#*T_0*y_{H2O_41}*\ln(y_{H2O_41}))/MW_{\text{AirH2O_41}}\}$
 $e[41]=e_{ph_41}+e_{ch_41}$

"Estado 21: Entrada Agua de Torres"

$T[21]=38,89$ [°C]
 $P[21]=P[25]$
 $m_{dot_cond}=V_{dot_cond}*0,00006309/v[21]$ "Kg/s"
 $m_{dot}[21]=m_{dot}[23]$
 $h[21]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[21];P=P[21])$
 $s[21]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[21];P=P[21])$ "[Kj/kg*K]"
 $v[21]=\text{volume}(\text{Steam_IAPWS};T=T[21];P=P[21])$ "[m3/kg]"
 $e[21]=(h[21]-h_{H2O_0})-((s[21]-s_{H2O_0})*T_0)$ "[Kj/kg]"

"ESTADO 22: Salida Agua de torres"

$T[22]=30,56$ [°C]
 $P[22]=113,212$ [KPa]
 $m_{dot}[22]=m_{dot}[21]-m_{dot_make_up}$
 $h[22]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[22];P=P[22])$ "[Kj/kg]"
 $s[22]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[22];P=P[22])$ "[Kj/kg*K]"
 $v[22]=\text{volume}(\text{Steam_IAPWS};T=T[22];P=P[22])$
 $e[22]=(h[22]-h_{H2O_0})-((s[22]-s_{H2O_0})*T_0)$ "[Kj/kg]"

"Estado 23: Salida Agua de bombas"

$P[23]=334,6$ [KPa]
 $m_{dot}[23]=m_{dot_cond}$
 $m_{dot}[23]=m_{dot}[24]+m_{dot}[38]$
 $h[23]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[23];P=P[23])$ "[Kj/kg]"
 $s[23]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[23];P=P[23])$ "[Kj/kg*K]"
 $e[23]=(h[23]-h_{H2O_0})-((s[23]-s_{H2O_0})*T_0)$ "[Kj/kg]"

"ESTADO 24: Agua a la entrada del condensador del chiller 1"

$T[24]=T[23]$

P[24]=P[23]
h[24]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[24];P=P[24])
s[24]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[24];P=P[24])
v[24]=volume(Steam_IAPWS;T=T[24];P=P[24])
e[24]=(h[24]-h_H2O_0)-((s[24]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 25: Agua a la salida del condensador del chiller 1"

T[25]=38,89 [°C]
P[25]=P[24]*(1-DeltaP_Cond)
m_dot[25]=m_dot[24]
h[25]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[25];P=P[25])
s[25]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[25];P=P[25])
e[25]=(h[25]-h_H2O_0)-((s[25]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 26: Entrada R123 al condensador del chiller 1"

T[26]=temperature(R123;h=h[26];P=P[26])
P[26]=P[27]
m_dot[26]=m_dot_r123_Evap1
s[26]=entropy(R123;h=h[26];P=P[26])
e[26]=(h[26]-h_r123_0)-((s[26]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 27: Salida R123 al condensador del chiller 1"

T[27]=temperature(R123;P=P[27];x=x[27])
P[27]=159,8 [KPa]
m_dot[27]=m_dot_r123_Evap1
x[27]=0
h[27]=enthalpy(R123;P=P[27];x=x[27])
s[27]=entropy(R123;P=P[27];x=x[27])
e[27]=(h[27]-h_r123_0)-((s[27]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 28: Entrada R123 al evaporador del chiller 1"

T[28]=temperature(R123;h=h[28];P=P[28])
P[28]=P[29]
m_dot[28]=m_dot_r123_Evap1
x[28]=quality(R123;h=h[28];P=P[28])
h[28]=h[27]
s[28]=entropy(R123;h=h[28];P=P[28])
e[28]=(h[28]-h_r123_0)-((s[28]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 29: Salida R123 al evaporador del chiller 1"

T[29]=temperature(R123;x=x[29];P=P[29])
P[29]=45,61 [KPa]
m_dot[29]=m_dot_r123_Evap1
x[29]=1
h[29]=enthalpy(R123;x=x[29];T=T[29])
s[29]=entropy(R123;x=x[29];T=T[29])
e[29]=(h[29]-h_r123_0)-((s[29]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 30: Entrada agua al evaporador del chiller 1"

P[30]=493,58 [KPa]
m_dot_Evap=V_dot_Evap*0,00006309/v[30]
m_dot[30]=m_dot_Evap
h[30]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[30];P=P[30])
s[30]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[30];P=P[30])
v[30]=volume(Steam_IAPWS;T=T[30];P=P[30])
e[30]=(h[30]-h_H2O_0)-((s[30]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 31: Salida agua al evaporador del chiller 1"

$T[31]=9,13$ [°C]
 $P[31]=P[30]*(1-\text{DeltaP_Evap})$
 $m_dot[31]=m_dot_Evap$
 $h[31]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[31];P=P[31])$
 $s[31]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[31];P=P[31])$
 $e[31]=(h[31]-h_{H2O_0})-((s[31]-s_{H2O_0}) * T_0)$

"ESTADO 32: Salida agua al evaporador del chiller 2"

$T[32]=4,44$ [°C]
 $P[32]=P[31]*(1-\text{DeltaP_Evap})$
 $m_dot[32]=m_dot_Evap$
 $h[32]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[32];P=P[32])$
 $s[32]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[32];P=P[32])$
 $e[32]=(h[32]-h_{H2O_0})-((s[32]-s_{H2O_0}) * T_0)$

"Estado 33: Salida de agua Coil"

$T[33]=14,57$ [°C]
 $P[33]=168$ [KPa]
 $m_dot[33]=m_dot_Evap$
 $h[33]=\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[33];P=P[33])$
 $s[33]=\text{entropy}(\text{Steam_IAPWS};T=T[33];P=P[33])$
 $e[33]=(h[33]-h_{H2O_0})-((s[33]-s_{H2O_0}) * T_0)$ "[Kj/kg]"

"ESTADO 34: Entrada R123 al evaporador del chiller 2"

$T[34]=\text{temperature}(R123;h=h[34];P=P[34])$
 $P[34]=P[35]$
 $m_dot[34]=m_dot_r123_Evap2$
 $x[34]=\text{quality}(R123;h=h[34];P=P[34])$
 $h[34]=h[37]$
 $s[34]=\text{entropy}(R123;h=h[34];P=P[34])$
 $e[34]=(h[34]-h_{r123_0})-((s[34]-s_{r123_0}) * T_0)$

"ESTADO 35: Salida R123 al evaporador del chiller 2"

$T[35]=\text{temperature}(R123;x=x[35];P=P[35])$
 $P[35]=38,15$
 $m_dot[35]=m_dot_r123_Evap2$
 $x[35]=1$
 $h[35]=\text{enthalpy}(R123;x=x[35];P=P[35])$
 $s[35]=\text{entropy}(R123;x=x[35];P=P[35])$
 $e[35]=(h[35]-h_{r123_0})-((s[35]-s_{r123_0}) * T_0)$

"ESTADO 36: Entrada R123 al condensador del chiller 2"

$T[36]=\text{temperature}(R123;h=h[36];P=P[36])$
 $P[36]=P[37]$
 $m_dot[36]=m_dot_r123_Evap2$
 $s[36]=\text{entropy}(R123;h=h[36];P=P[36])$
 $e[36]=(h[36]-h_{r123_0})-((s[36]-s_{r123_0}) * T_0)$

"ESTADO 37: Salida R123 al condensador del chiller 2"

$T[37]=\text{temperature}(R123;P=P[37];x=x[37])$
 $P[37]=159,8$
 $m_dot[37]=m_dot_r123_Evap2$
 $x[37]=0$
 $h[37]=\text{enthalpy}(R123;P=P[37];x=x[37])$

s[37]=entropy(R123;P=P[37];x=x[37])
e[37]=(h[37]-h_r123_0)-((s[37]-s_r123_0)*T_0)

"ESTADO 38: Agua a la entrada del condensador del chiller 2"

T[38]=30,56
P[38]=P[23]
h[38]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[38];P=P[38])
s[38]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[38];P=P[38])
e[38]=(h[38]-h_H2O_0)-((s[38]-s_H2O_0)*T_0)

"ESTADO 39: Agua a la salida del condensador del chiller 2"

T[39]=38,89
P[39]=P[38]*(1-DeltaP_Cond)
m_dot[39]=m_dot[38]
h[39]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[39];P=P[39])
s[39]=entropy(Steam_IAPWS;T=T[39];P=P[39])
e[39]=(h[39]-h_H2O_0)-((s[39]-s_H2O_0)*T_0)

"ANALISIS ENERGETICO"

m_dot[32]*(h[32]-h[33])+m_dot[1]*h[1]-m_dot[2]*h[2]-m_dot[1]*(omega[1]-
omega[2])*enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[2];x=0)+Q_dot_Coil=0 {Enfriador de aire}

eta_coil=(m_dot[1]*h[1]-m_dot[2]*h[2])/(m_dot[33]*(h[33]-h[32]))

W_dot_LPC=(m_dot[3]*h[3]-m_dot[2]*h[2])/eta_mec {Compresor de baja}

W_dot_HPC=(m_dot[4]*h[4]-m_dot[3]*h[3])/eta_mec {Compresor de alta}

W_dot_Comp=W_dot_HPC+W_dot_LPC {Compresores}

m_dot[15]*LHV+m_dot[16]*h[16]+m_dot[4]*h[45]-m_dot[5]*h[5]-Q_dot_CC=0 {Camara de
combustion}

h[42]=enthalpy(Steam_IAPWS;T=T[6];P=fv_steam_6*P[6])

W_dot_GT=m_dot[5]*Cp[5]*(T[5]-T[6])+m_dot[18]*(h[18]-h[42]) {Turbina}

W_dot_MUP=(m_dot[20]*h[20]-m_dot[19]*h[19])/eta_mec {Bomba de repocision}

eta_MUP=(enthalpy(Steam_IAPWS;P=P[20];s=s[19])-h[19])/(h[20]-h[19])

W_dot_FDP=(m_dot[9]*h[9]-m_dot[8]*h[8])/eta_mec {Bomba de alimentacion}

eta_FDP=(enthalpy(Steam_IAPWS;P=P[9];s=s[8])-h[8])/(h[9]-h[8])

m_dot[6]*(Cp[6]+Cp[7])/2*(T[6]-T[7])-m_dot[14]*h[14]+m_dot[13]*h[13]-
m_dot[12]*h[12]+m_dot[11]*h[11]-m_dot[10]*h[10]+m_dot[9]*h[9]-m_dot[8]*h[8]+m_dot[20]*h[20]-
Q_dot_HRSG=0 {HRSG}

eta_HRSG=(m_dot[14]*h[14]-m_dot[13]*h[13]+m_dot[12]*h[12]-m_dot[11]*h[11]+m_dot[10]*h[10]-
m_dot[9]*h[9]+m_dot[8]*h[8]-m_dot[20]*h[20])/(m_dot[6]*(Cp[6]+Cp[7])/2*(T[6]-T[7]))

m_dot[40]*(h[40]-h[41])+m_dot[21]*h[21]-m_dot[22]*h[22]=0 {Torre de enfriamiento}

$$m_{\text{dot}}[40]*(\omega[41]-\omega[40])=m_{\text{dot_make_up}}$$

$$\eta_{\text{CT}}=(T[21]-T[22])/(T[21]-w_b[40])$$

$$W_{\text{dot_Pcond}}=(m_{\text{dot}}[23]*(h[23]-h[22]))/\eta_{\text{mec}} \text{ {Bomba de agua de condensacion}}$$

$$\eta_{\text{Pcond}}=(\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};s=s[22];P=P[23])-h[22])/(h[23]-h[22])$$

$$\eta_{\text{CCH1}}=(\text{enthalpy}(R123;s=s[29];P=P[26])-h[29])/(h[26]-h[29])$$

$$W_{\text{dot_CCH1}}=(m_{\text{dot}}[26]*(h[26]-h[29]))/\eta_{\text{mec}} \text{ {Compresor chiller 1}}$$

$$m_{\text{dot}}[24]*(h[24]-h[25])+m_{\text{dot}}[26]*h[26]-m_{\text{dot}}[27]*h[27]-Q_{\text{dot_CondCH1}}=0 \text{ {Condensdor chiller 1}}$$

$$\eta_{\text{CondCH1}}=m_{\text{dot}}[25]*(h[25]-h[24])/(m_{\text{dot}}[26]*h[26]-m_{\text{dot}}[27]*h[27])$$

$$m_{\text{dot}}[30]*h[30]-m_{\text{dot}}[31]*h[31]+m_{\text{dot}}[28]*(h[28]-h[29])+Q_{\text{dot_EvapCH1}}=0 \text{ {Evaporador chiller 1}}$$

$$\eta_{\text{EvapCH1}}=(m_{\text{dot}}[30]*h[30]-m_{\text{dot}}[31]*h[31])/(m_{\text{dot}}[29]*h[29]-m_{\text{dot}}[28]*h[28])$$

$$\eta_{\text{CCH2}}=(\text{enthalpy}(R123;s=s[35];P=P[36])-h[35])/(h[36]-h[35]) \text{ {Compresor chiller 2}}$$

$$W_{\text{dot_CCH2}}=m_{\text{dot}}[36]*(h[36]-h[35])/\eta_{\text{mec}}$$

$$m_{\text{dot}}[38]*(h[38]-h[39])+m_{\text{dot}}[36]*h[36]-m_{\text{dot}}[37]*h[37]-Q_{\text{dot_CondCH2}}=0 \text{ {Condensador chiller 2}}$$

$$\eta_{\text{CondCH2}}=m_{\text{dot}}[38]*(h[39]-h[38])/(m_{\text{dot}}[36]*h[36]-m_{\text{dot}}[37]*h[37])$$

$$m_{\text{dot}}[31]*h[31]-m_{\text{dot}}[32]*h[32]+m_{\text{dot}}[34]*(h[34]-h[35])+Q_{\text{dot_EvapCH2}}=0 \text{ {Evaporador chiller 2}}$$

$$\eta_{\text{EvapCH2}}=(m_{\text{dot}}[31]*h[31]-m_{\text{dot}}[32]*h[32])/(m_{\text{dot}}[35]*h[35]-m_{\text{dot}}[34]*h[34])$$

$$W_{\text{dot_Pevap}}=m_{\text{dot}}[30]*(h[30]-h[33])/\eta_{\text{mec}} \text{ {Bomba de agua de evaporacion}}$$

$$\eta_{\text{Pevap}}=(\text{enthalpy}(\text{Steam_IAPWS};s=s[33];P=P[30])-h[33])/(h[30]-h[33])$$

"INDICADORES BASADOS EN PRIMERA LEY"

$$w_{\text{comp}}=(h[4]-h[2])$$

$$W_{\text{dot_net}}=W_{\text{dot_GT}}-W_{\text{dot_HPC}}-W_{\text{dot_LPC}}-W_{\text{dot_MUP}}-W_{\text{dot_FDP}}-W_{\text{dot_CCH1}}-W_{\text{dot_CCH2}}-W_{\text{dot_Pevap}}-W_{\text{dot_Pcond}}-W_{\text{dot_fan}} \text{ {Trabajo Neto}}$$

$$P_{\text{Elect}}=\eta_{\text{gen}}*W_{\text{dot_net}} \text{ {Potencia Electrica}}$$

$$\eta_{\text{TH}}=P_{\text{elect}}/(m_{\text{dot}}[15]*LHV) \text{ {Eficiencia termica}}$$

$$HR1=(3600*m_{\text{dot}}[15]*LHV)/P_{\text{Elect}} \text{ {Heat Rate}}$$

$$SFC=(3600*m_{\text{dot}}[15])/P_{\text{Elect}} \text{ {Consumo especifico de combustible}}$$

$$PGR=(P_{\text{elect}}-P_{\text{GT}})/P_{\text{GT}}*100$$

TEC=(eta_TH-eta_GTH)/eta_GTH*100
NOR=(NO_STIGIAC-NO_GT)/NO_GT*100

P_GT=29753
eta_GTH=0,3492
NO_GT=8,083
NO_STIGIAC=DeltaX_NO_mg

PT=45000
TH=0,43
0,43=52000/(m_fuel*LHV)
Error_PT=abs(P_elect-PT)/PT
Error_TH=abs(eta_TH-TH)/TH

"ANALISIS EXERGETICO"

E_F_LPC=W_dot_LPC
E_P_LPC=m_dot[3]*e[3]-m_dot[2]*e[2]
E_D_LPC=E_F_LPC-E_P_LPC
Epsilon_LPC=E_P_LPC/E_F_LPC*100

E_F_HPC=W_dot_HPC
E_P_HPC=m_dot[4]*e[4]-m_dot[3]*e[3]
E_D_HPC=E_F_HPC-E_P_HPC
Epsilon_HPC=E_P_HPC/E_F_HPC*100

E_F_CC=m_dot[15]*e[15]
E_P_CC=m_dot[5]*e[5]-m_dot[4]*e[45]-m_dot[16]*e[16]
E_D_CC=E_F_CC-E_P_CC
Epsilon_CC=E_P_CC/E_F_CC*100

E_F_GT=m_dot[5]*e[5]+m_dot[18]*e[18]-m_dot[6]*e[6]
E_P_GT=W_dot_GT
E_D_GT=E_F_GT-E_P_GT
Epsilon_GT=E_P_GT/E_F_GT*100

E_F_HRSG=m_dot[6]*e[6]-m_dot[7]*e[7]
E_P_HRSG=m_dot[14]*e[14]-m_dot[13]*e[13]+m_dot[12]*e[12]-m_dot[11]*e[11]+m_dot[10]*e[10]-
m_dot[9]*e[9]+m_dot[8]*e[8]-m_dot[20]*e[20]
E_D_HRSG=E_F_HRSG-E_P_HRSG
Epsilon_HRSG=E_P_HRSG/E_F_HRSG*100

E_F_MUP=W_dot_MUP
E_P_MUP=m_dot[20]*e[20]-m_dot[19]*e[19]
E_D_MUP=E_F_MUP-E_P_MUP
Epsilon_MUP=E_P_MUP/E_F_MUP*100

E_F_FDP=W_dot_FDP
E_P_FDP=m_dot[9]*e[9]-m_dot[8]*e[8]
E_D_FDP=E_F_FDP-E_P_FDP
Epsilon_FDP=E_P_FDP/E_F_FDP*100

E_F_CT=m_dot[21]*e[21]-m_dot[22]*e[22]+W_dot_fan
E_P_CT=m_dot[41]*e[41]-m_dot[40]*e[40]
E_D_CT=E_F_CT-E_P_CT
Epsilon_CT=E_P_CT/E_F_CT*100

$E_F_Pcond=W_dot_Pcond$
 $E_P_Pcond=m_dot[23]*(e[23]-e[22])$
 $E_D_Pcond=E_F_Pcond-E_P_Pcond$
 $Epsilon_Pcond=E_P_Pcond/E_F_Pcond*100$

$E_F_CCH1=W_dot_CCH1$
 $E_P_CCH1=m_dot[26]*e[26]-m_dot[29]*e[29]$
 $E_D_CCH1=E_F_CCH1-E_P_CCH1$
 $Epsilon_CCH1=E_P_CCH1/E_F_CCH1*100$

$E_F_CondCH1=m_dot[26]*e[26]-m_dot[27]*e[27]$
 $E_P_CondCH1=m_dot[25]*e[25]-m_dot[24]*e[24]$
 $E_D_CondCH1=E_F_CondCH1-E_P_CondCH1$
 $Epsilon_CondCH1=E_P_CondCH1/E_F_CondCH1*100$

$E_F_EvapCH1=abs(m_dot[31]*e[31]-m_dot[30]*e[30])$
 $E_P_EvapCH1=abs(m_dot[28]*e[28]-m_dot[29]*e[29])$
 $E_D_EvapCH1=E_F_EvapCH1-E_P_EvapCH1$
 $Epsilon_EvapCH1=E_P_EvapCH1/E_F_EvapCH1*100$

$E_F_TVCH1=m_dot[27]*e[27]$
 $E_P_TVCH1=m_dot[28]*e[28]$
 $E_D_TVCH1=E_F_TVCH1-E_P_TVCH1$
 $Epsilon_TVCH1=E_P_TVCH1/E_F_TVCH1*100$

$E_F_CCH2=W_dot_CCH2$
 $E_P_CCH2=m_dot[36]*e[36]-m_dot[35]*e[35]$
 $E_D_CCH2=E_F_CCH2-E_P_CCH2$
 $Epsilon_CCH2=E_P_CCH2/E_F_CCH2*100$

$E_F_CondCH2=m_dot[36]*e[36]-m_dot[37]*e[37]$
 $E_P_CondCH2=m_dot[39]*e[39]-m_dot[38]*e[38]$
 $E_D_CondCH2=E_F_CondCH2-E_P_CondCH2$
 $Epsilon_CondCH2=E_P_CondCH2/E_F_CondCH2*100$

$E_F_EvapCH2=abs(m_dot[32]*e[32]-m_dot[31]*e[31])$
 $E_P_EvapCH2=abs(m_dot[34]*e[34]-m_dot[35]*e[35])$
 $E_D_EvapCH2=E_F_EvapCH2-E_P_EvapCH2$
 $Epsilon_EvapCH2=E_P_EvapCH2/E_F_EvapCH2*100$

$E_F_TVCH2=m_dot[37]*e[37]$
 $E_P_TVCH2=m_dot[34]*e[34]$
 $E_D_TVCH2=E_F_TVCH2-E_P_TVCH2$
 $Epsilon_TVCH2=E_P_TVCH2/E_F_TVCH2*100$

$E_F_Coil=abs(m_dot[2]*e[2]-m_dot[1]*e[1])$
 $E_P_Coil=abs(m_dot[32]*e[32]-m_dot[33]*e[33])$
 $E_D_Coil=E_F_Coil-E_P_Coil$
 $Epsilon_Coil=E_P_Coil/E_F_Coil*100$

$E_F_Pevap=W_dot_Pevap$
 $E_P_Pevap=m_dot[30]*e[30]-m_dot[33]*e[33]$
 $E_D_Pevap=E_F_Pevap-E_P_Pevap$
 $Epsilon_Pevap=E_P_Pevap/E_F_Pevap*100$

$E_D_total = E_D_Pevap + E_D_Coil + E_D_TVCH2 + E_D_EvapCH2 + E_D_CondCH2 + E_D_CCH2 + E_D_TVCH1 + E_D_EvapCH1 + E_D_CondCH1 + E_D_CCH1 + E_D_Pcond + E_D_CT + E_D_MUP + E_D_FDP + E_D_HRSG + E_D_GT + E_D_CC + E_D_HPC + E_D_LPC$
 $Epsilon_total = P_elect / (m_dot[15] * e[15]) * 100$

"ANALISIS THERMOECONOMICO"

$i_r = 0,065 \{ [\%] \}$
 $n_y = 20 \{ [year] \}$
 $RTY = 2688 \{ [Hour] \}$
 $PEC_GT = 5850000000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_HRSG = 1800000000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_MUP = 20685000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_FDP = 20685000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_CT = 900000000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_Coil = 105000000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_Pevap = 20985000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_Pcond = 20985000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_CH1 = 180000000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_CH2 = 180000000 / 3000 \{ [COP] \}$
 $PEC_COND = (3/10) * PEC_CH1 + (3/10) * PEC_CH2 + PEC_Pcond + PEC_CT$
 $PEC_EVAP = (3/10) * PEC_CH1 + (3/10) * PEC_CH2 + PEC_Coil + PEC_Pevap$
 $PEC = PEC_CH1 + PEC_CH2 + PEC_Pevap + PEC_Pcond + PEC_Coil + PEC_CT + PEC_FDP + PEC_MUP + PEC_HRSG + PEC_GT$
 $OP\&M = 12 * 8800000 / 3000 + 0,05 * PEC \{ [COP] \}$
 $Z_CI_LPC = (PEC_GT / 8) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_HPC = (PEC_GT / 4) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_CC = (PEC_GT / 4) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_GT = (PEC_GT / 4) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_Gen = (PEC_GT / 8) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_HRSG = (PEC_HRSG) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_MUP = (PEC_MUP) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_FDP = (PEC_FDP) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_CT = (PEC_CT) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_Coil = (PEC_Coil) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_Pcond = (PEC_Pcond) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_Pevap = (PEC_Pevap) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_EvapCH1 = ((3/10) * PEC_CH1) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_CCH1 = ((3/10) * PEC_CH1) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_CondCH1 = ((3/10) * PEC_CH1) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_TVCH1 = ((1/10) * PEC_CH1) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_EvapCH2 = ((3/10) * PEC_CH2) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_CCH2 = ((3/10) * PEC_CH2) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_CondCH2 = ((3/10) * PEC_CH2) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_CI_TVCH2 = ((1/10) * PEC_CH2) * (i_r * (1 + i_r)^{n_y} / ((1 + i_r)^{n_y} - 1)) / (3600 * RTY)$
 $Z_OP_LPC = OP\&M * (PEC_GT / 8) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_HPC = OP\&M * (PEC_GT / 4) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_CC = OP\&M * (PEC_GT / 4) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_GT = OP\&M * (PEC_GT / 4) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_Gen = OP\&M * (PEC_GT / 8) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_HRSG = OP\&M * (PEC_HRSG) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_MUP = OP\&M * (PEC_MUP) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_FDP = OP\&M * (PEC_FDP) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_CT = OP\&M * (PEC_CT) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_Coil = OP\&M * (PEC_Coil) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_Pcond = OP\&M * (PEC_Pcond) / (3600 * RTY * PEC)$
 $Z_OP_Pevap = OP\&M * (PEC_Pevap) / (3600 * RTY * PEC)$

$Z_OP_EvapCH1=OP\&M*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_OP_CCH1=OP\&M*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_OP_CondCH1=OP\&M*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_OP_TVCH1=OP\&M*((1/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_OP_EvapCH2=OP\&M*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_OP_CCH2=OP\&M*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_OP_CondCH2=OP\&M*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_OP_TVCH2=OP\&M*((1/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC)$
 $Z_H2O_CT=H2O_Cond*(PEC_CT)/(3600*RTY*PEC_COND)$
 $Z_H2O_Pcond=H2O_Cond*(PEC_Pcond)/(3600*RTY*PEC_COND)$
 $Z_H2O_Coil=H2O_Evap*(PEC_Coil)/(3600*RTY*PEC_EVAP)$
 $Z_H2O_Pevap=H2O_Evap*(PEC_Pevap)/(3600*RTY*PEC_EVAP)$
 $Z_H2O_CondCH1=H2O_Evap*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC_COND)$
 $Z_H2O_EvapCH1=H2O_Evap*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC_EVAP)$
 $Z_R123_EvapCH1=R123_CH1*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC_CH1)$
 $Z_R123_CCH1=R123_CH1*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC_CH1)$
 $Z_R123_CondCH1=R123_CH1*((3/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC_CH1)$
 $Z_R123_TVCH1=R123_CH1*((1/10)*PEC_CH1)/(3600*RTY*PEC_CH1)$
 $Z_H2O_CondCH2=H2O_Evap*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC_COND)$
 $Z_H2O_EvapCH2=H2O_Evap*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC_EVAP)$
 $Z_R123_EvapCH2=R123_CH2*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC_CH2)$
 $Z_R123_CCH2=R123_CH2*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC_CH2)$
 $Z_R123_CondCH2=R123_CH2*((3/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC_CH2)$
 $Z_R123_TVCH2=R123_CH2*((1/10)*PEC_CH2)/(3600*RTY*PEC_CH2)$
 $Z_dot_LPC=Z_CI_LPC+Z_OP_LPC$
 $Z_dot_HPC=Z_CI_HPC+Z_OP_HPC$
 $Z_dot_CC=Z_CI_CC+Z_OP_CC$
 $Z_dot_GT=Z_CI_GT+Z_OP_GT$
 $Z_dot_Gen=Z_CI_Gen+Z_OP_Gen$
 $Z_dot_HRSG=Z_CI_HRSG+Z_OP_HRSG$
 $Z_dot_MUP=Z_CI_MUP+Z_OP_MUP$
 $Z_dot_FDP=Z_CI_FDP+Z_OP_FDP$
 $Z_dot_CT=Z_CI_CT+Z_OP_CT+Z_H2O_CT$
 $Z_dot_Coil=Z_CI_Coil+Z_OP_Coil+Z_H2O_Coil$
 $Z_dot_Pevap=Z_CI_Pevap+Z_OP_Pevap+Z_H2O_Pevap$
 $Z_dot_Pcond=Z_CI_Pcond+Z_OP_Pcond+Z_H2O_Pcond$
 $Z_dot_EvapCH1=Z_CI_EvapCH1+Z_OP_EvapCH1+Z_H2O_EvapCH1+Z_R123_EvapCH1$
 $Z_dot_CCH1=Z_CI_CCH1+Z_OP_CCH1+Z_R123_CCH1$
 $Z_dot_CondCH1=Z_CI_CondCH1+Z_OP_CondCH1+Z_H2O_CondCH1+Z_R123_CondCH1$
 $Z_dot_TVCH1=Z_CI_TVCH1+Z_OP_TVCH1+Z_R123_TVCH1$
 $Z_dot_EvapCH2=Z_CI_EvapCH2+Z_OP_EvapCH2+Z_H2O_EvapCH2+Z_R123_EvapCH2$
 $Z_dot_CCH2=Z_CI_CCH2+Z_OP_CCH2+Z_R123_CCH2$
 $Z_dot_CondCH2=Z_CI_CondCH2+Z_OP_CondCH2+Z_H2O_CondCH2+Z_R123_CondCH2$
 $Z_dot_TVCH2=Z_CI_TVCH2+Z_OP_TVCH2+Z_R123_TVCH2$
 $H2O_Evap=2000/3000*m_dot[30]*v[30] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $H2O_Cond=2000/3000*m_dot[22]*v[22] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $c_Mup=2000/3000*v[22]/e[22] \{[(USD/m3)(m3/kg)/(kJ/kg)]\}$
 $R123_CH1=39800/3000*m_dot[29] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $R123_CH2=39800/3000*m_dot[34] \{[(USD/m3)(m3/kg)(Kg/s)]\}$
 $c[1]=0$
 $c[22]=0$
 $c[29]=0$
 $c[33]=0$
 $c[35]=0$
 $(c[6]*m_dot[6]*e[6])/(m_dot[6]*e[6])=(c[5]*m_dot[5]*e[5]+c[18]*m_dot[18]*e[18])/(m_dot[5]*e[5]+m_dot[18]*e[18])$

$c[7]=c[6]$
 $c[15]=6,77*(0,947817/1000000) \{(USD/MBTU)(1MMBTU/1000000BTU)(0,9748BTU/1KJ)\}$
 $c[19]=3000/3000*v[19]/e[19] \{(USD/m^3)(m^3/kg)/(kJ/kg)\}$
 $(c[20]*m_dot[20]*e[20]-c[8]*m_dot[8]*e[8])/(m_dot[20]*e[20]-m_dot[8]*e[8])=(c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11])/(m_dot[12]*e[12]-m_dot[11]*e[11])$
 $(c[10]*m_dot[10]*e[10]-c[9]*m_dot[9]*e[9])/(m_dot[10]*e[10]-m_dot[9]*e[9])=(c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11])/(m_dot[12]*e[12]-m_dot[11]*e[11])$
 $(c[14]*m_dot[14]*e[14]-c[13]*m_dot[13]*e[13])/(m_dot[14]*e[14]-m_dot[13]*e[13])=(c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11])/(m_dot[12]*e[12]-m_dot[11]*e[11])$
 $c[11]=c[10]$
 $c[13]=c[10]$
 $c[16]=c[14]$
 $c[17]=c[14]$
 $c[18]=c[12]$
 $\{c[22]=c[21]\}$
 $c[24]=c[23]$
 $c[27]=c[26]$
 $\{c[29]=c[28]\}$
 $c[33]=c[32]$
 $c[35]=c[34]\}$
 $c[37]=c[36]$
 $c[38]=c[23]$
 $c[40]=0$

$C_KWh=3600*c_Pelec$

$c[2]*m_dot[2]*e[2]-c[1]*m_dot[1]*e[1]=c[32]*(m_dot[33]*e[33]-m_dot[32]*e[32])+Z_dot_Coil$

$AC_F_coil=c[32]*(m_dot[33]*e[33]-m_dot[32]*e[32])$

$AC_P_coil=c[2]*m_dot[1]*e[1]-c[1]*m_dot[2]*e[2]$

$C_D_Coil=c[32]*E_D_Coil$

$r_Coil=(c[2]-c[32])/c[32]$

$f_Coil=Z_dot_Coil/(Z_dot_Coil+C_D_Coil)$

$c[3]*m_dot[3]*e[3]-c[2]*m_dot[2]*e[2]=c_elect*W_dot_LPC+Z_dot_LPC$

$AC_F_LPC=c_elect*W_dot_LPC$

$AC_P_LPC=c[3]*m_dot[3]*e[3]-c[2]*m_dot[2]*e[2]$

$C_D_LPC=c_elect*E_D_LPC$

$r_LPC=(c[3]-c_elect)/c_elect$

$f_LPC=Z_dot_LPC/(Z_dot_LPC+C_D_LPC)$

$c[4]*m_dot[4]*e[4]-c[3]*m_dot[3]*e[3]=c_elect*W_dot_HPC+Z_dot_HPC$

$AC_F_HPC=c_elect*W_dot_HPC$

$AC_P_HPC=c[4]*m_dot[4]*e[4]-c[3]*m_dot[3]*e[3]$

$C_D_HPC=c_elect*E_D_HPC$

$$r_HPC=(c[4]-c_elect)/c_elect$$

$$f_HPC=Z_dot_HPC/(Z_dot_HPC+C_D_HPC)$$

$$c[45]*m_dot[4]*e[45]=c[4]*m_dot[4]*e[4]+c[17]*m_dot[17]*e[17]$$

$$c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[45]*m_dot[4]*e[45]-c[16]*m_dot[16]*e[16]=c[15]*m_dot[15]*e[15]+Z_dot_CC$$

$$AC_F_CC=c[15]*m_dot[15]*e[15]$$

$$AC_P_CC=c[5]*m_dot[5]*e[5]-c[45]*m_dot[4]*e[45]-c[16]*m_dot[16]*e[16]$$

$$C_D_CC=c[5]*E_D_CC$$

$$r_CC=(c[5]-c[15])/c[15]$$

$$f_CC=Z_dot_CC/(Z_dot_CC+C_D_CC)$$

$$c_elect*W_dot_GT=c[5]*m_dot[5]*e[5]+c[18]*m_dot[18]*e[18]-c[6]*m_dot[6]*e[6]+Z_dot_GT$$

$$AC_F_GT=c[5]*m_dot[5]*e[5]+c[18]*m_dot[18]*e[18]-c[6]*m_dot[6]*e[6]$$

$$AC_P_GT=c_elect*W_dot_GT$$

$$C_D_GT=c[6]*E_D_GT$$

$$r_GT=(c_elect-c[6])/c[6]$$

$$f_GT=Z_dot_GT/(Z_dot_GT+C_D_GT)$$

$$c_Pelec*P_elect=c_elect*W_dot_net+Z_dot_Gen$$

$$AC_F_Gen=c_elect*W_dot_net$$

$$AC_P_Gen=c_Pelec*P_elect$$

$$c[20]*m_dot[20]*e[20]-c[19]*m_dot[19]*e[19]=c_elect*W_dot_MUP+Z_dot_MUP$$

$$AC_F_MUP=c_elect*W_dot_MUP$$

$$AC_P_MUP=c[20]*m_dot[20]*e[20]-c[19]*m_dot[19]*e[19]$$

$$C_D_MUP=c_elect*E_D_MUP$$

$$r_MUP=(c[20]-c_elect)/c_elect$$

$$f_MUP=Z_dot_MUP/(Z_dot_MUP+C_D_MUP)$$

$$c[9]*m_dot[9]*e[9]-c[8]*m_dot[8]*e[8]=c_elect*W_dot_FDP+Z_dot_FDP$$

$$AC_F_FDP=c_elect*W_dot_FDP$$

$$AC_P_FDP=c[9]*m_dot[9]*e[9]-c[8]*m_dot[8]*e[8]$$

$$C_D_FDP=c_elect*E_D_FDP$$

$$r_FDP=(c[9]-c_elect)/c_elect$$

$$f_FDP=Z_dot_FDP/(Z_dot_FDP+C_D_FDP)$$

$$c[14]*m_dot[14]*e[14]-c[13]*m_dot[13]*e[13]+c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11]+c[10]*m_dot[10]*e[10]-c[9]*m_dot[9]*e[9]+c[8]*m_dot[8]*e[8]-c[20]*m_dot[20]*e[20]=c[6]*m_dot[6]*e[6]-c[7]*m_dot[7]*e[7]+Z_dot_HRSG$$

$$AC_F_HRSG=c[6]*m_dot[6]*e[6]-c[7]*m_dot[7]*e[7]$$

$$AC_P_HRSG=c[14]*m_dot[14]*e[14]-c[13]*m_dot[13]*e[13]+c[12]*m_dot[12]*e[12]-c[11]*m_dot[11]*e[11]+c[10]*m_dot[10]*e[10]-c[9]*m_dot[9]*e[9]+c[8]*m_dot[8]*e[8]-c[20]*m_dot[20]*e[20]$$

$$C_D_HRSG=c[6]*E_D_HRSG$$

$$r_HRSG=(c[14]-c[6])/c[6]$$

$$f_HRSG=Z_dot_HRSG/(Z_dot_HRSG+C_D_HRSG)$$

$$c[21]*m_dot[21]*e[21]=c[39]*m_dot[39]*e[39]+c[25]*m_dot[25]*e[25]$$

$$c[41]*m_dot[41]*e[41]-c[40]*m_dot[40]*e[40]=c[21]*(m_dot[21]*e[21]-m_dot[22]*e[22])+c_elect*W_dot_fan+Z_dot_CT$$

$$AC_F_CT=c[21]*(m_dot[21]*e[21]-m_dot[22]*e[22])+c_elect*W_dot_fan$$

$$AC_P_CT=c[41]*m_dot[41]*e[41]-c[40]*m_dot[40]*e[40]$$

$$C_D_CT=c_elect*E_D_CT$$

$$r_CT=(c[22]-c_elect)/c_elect$$

$$f_CT=Z_dot_CT/(Z_dot_CT+C_D_CT)$$

$$c[23]*m_dot[23]*e[23]-c[22]*m_dot[22]*e[22]-c_Mup*m_dot_make_up*e[22]=c_elect*W_dot_Pcond+Z_dot_Pcond$$

$$AC_F_Pcond=c_elect*W_dot_Pcond$$

$$AC_P_Pcond=c[23]*m_dot[23]*e[23]-c[22]*m_dot[22]*e[22]-c_Mup*m_dot_make_up*e[22]$$

$$C_D_PCOND=c_elect*E_D_PCOND$$

$$r_PCOND=(c[23]-c_elect)/c_elect$$

$$f_PCOND=Z_dot_PCOND/(Z_dot_PCOND+C_D_PCOND)$$

$$c[25]*m_dot[25]*e[25]-c[24]*m_dot[24]*e[24]=c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[27]*e[27])+Z_dot_CondCH1$$

$$AC_F_CondCh1=c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[27]*e[27])$$

$$AC_P_CondCh1=c[25]*m_dot[25]*e[25]-c[24]*m_dot[24]*e[24]$$

$$C_D_CondCH1=c[26]*E_D_CondCH1$$

$$r_CondCH1=(c[25]-c[26])/c[26]$$

$$f_CondCH1=Z_dot_CondCH1/(Z_dot_CondCH1+C_D_CondCH1)$$

$$c[28]*m_dot[28]*e[28]=c[27]*m_dot[27]*e[27]+Z_dot_TVCH1$$

$$AC_F_TVCh1=c[27]*m_dot[27]*e[27]$$

$$AC_P_TVCh1=c[28]*m_dot[28]*e[28]$$

$$C_D_TVCH1=c[27]*E_D_TVCH1$$

$$r_TVCH1=(c[28]-c[27])/c[27]$$

$$f_TVCH1=Z_dot_TVCH1/(Z_dot_TVCH1+C_D_TVCH1)$$

$$c[31]*m_dot[31]*e[31]-c[30]*m_dot[30]*e[30]=c[28]*(m_dot[29]*e[29]-m_dot[28]*e[28])+Z_dot_EvapCH1\}$$

$$AC_F_EvapCh1=c[28]*(m_dot[29]*e[29]-m_dot[28]*e[28])$$

$$AC_P_EvapCh1=c[31]*m_dot[31]*e[31]-c[30]*m_dot[30]*e[30]$$

$$C_D_EvapCH1=c[30]*E_D_EvapCH1$$

$$r_EvapCH1=(c[29]-c[30])/c[30]$$

$$f_EvapCH1=Z_dot_EvapCH1/(Z_dot_EvapCH1+C_D_EvapCH1)$$

$$c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[29]*e[29])=c_elect*W_dot_CCH1+Z_dot_CCH1\}$$

$$AC_F_CCH1=c_elect*W_dot_CCH1$$

$$AC_P_CCH1=c[26]*(m_dot[26]*e[26]-m_dot[29]*e[29])$$

$$C_D_CCH1=c_elect*E_D_CCH1$$

$$r_CCH1=(c[26]-c_elect)/c_elect$$

$$f_CCH1=Z_dot_CCH1/(Z_dot_CCH1+C_D_CCH1)$$

$$c[39]*m_dot[39]*e[39]-c[38]*m_dot[38]*e[38]=c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[37]*e[37])+Z_dot_CondCH2$$

$$AC_F_CondCh2=c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[37]*e[37])$$

$$AC_P_COndCh2=c[39]*m_dot[39]*e[39]-c[38]*m_dot[38]*e[38]$$

$$C_D_CondCH2=c[36]*E_D_CondCH2$$

$$r_CondCH2=(c[39]-c[36])/c[36]$$

$$f_CondCH2=Z_dot_CondCH2/(Z_dot_CondCH2+C_D_CondCH2)$$

$$c[34]*m_dot[34]*e[34]=c[37]*m_dot[37]*e[37]+Z_dot_TVCH2$$

$$AC_F_TVCh2=c[37]*m_dot[37]*e[37]$$

$$AC_P_TVCh2=c[34]*m_dot[34]*e[34]$$

$$C_D_TVCH2=c[37]*E_D_TVCH2$$

$$r_TVCH2=(c[34]-c[37])/c[37]$$

$$f_TVCH2=Z_dot_TVCH2/(Z_dot_TVCH2+C_D_TVCH2)$$

$$c[32]*m_dot[32]*e[32]-c[31]*m_dot[31]*e[31]=c[34]*(m_dot[35]*e[35]-m_dot[34]*e[34])+Z_dot_EvapCH2\}$$

```

AC_F_EvapCh2=c[34]*(m_dot[35]*e[35]-m_dot[34]*e[34])
AC_P_EvapCh2=c[32]*m_dot[32]*e[32]-c[31]*m_dot[31]*e[31]

C_D_EvapCH2=c[31]*E_D_EvapCH2

r_EvapCH2=(c[35]-c[31])/c[31]

f_EvapCH2=Z_dot_EvapCH2/(Z_dot_EvapCH2+C_D_EvapCH2)

c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[35]*e[35])=c_elect*W_dot_CCH2+Z_dot_CCH2{}

AC_F_CCh2=c_elect*W_dot_CCH2
AC_P_CCh2=c[36]*(m_dot[36]*e[36]-m_dot[35]*e[35])

C_D_CCH2=c_elect*E_D_CCH2

r_CCH2=(c[36]-c_elect)/c_elect

f_CCH2=Z_dot_CCH2/(Z_dot_CCH2+C_D_CCH2)

c[30]*(m_dot[30]*e[30]-m_dot[33]*e[33])=c_elect*W_dot_Pevap+Z_dot_Pevap{}

AC_F_Pevap=c_elect*W_dot_Pevap
AC_P_Pevap=c[30]*(m_dot[30]*e[30]-m_dot[33]*e[33])

C_D_Pevap=c_elect*E_D_Pevap

r_Pevap=(c[30]-c_elect)/c_elect

f_Pevap=Z_dot_Pevap/(Z_dot_Pevap+C_D_Pevap)

C_dot[1]=c[1]*m_dot[1]*e[1]
C_dot[2]=c[2]*m_dot[2]*e[2]
C_dot[3]=c[3]*m_dot[3]*e[3]
C_dot[4]=c[4]*m_dot[4]*e[4]
C_dot[5]=c[5]*m_dot[5]*e[5]
C_dot[6]=c[6]*m_dot[6]*e[6]
C_dot[7]=c[7]*m_dot[7]*e[7]
C_dot[8]=c[8]*m_dot[8]*e[8]
C_dot[9]=c[9]*m_dot[9]*e[9]
C_dot[10]=c[10]*m_dot[10]*e[10]
C_dot[11]=c[11]*m_dot[11]*e[11]
C_dot[12]=c[12]*m_dot[12]*e[12]
C_dot[13]=c[13]*m_dot[13]*e[13]
C_dot[14]=c[14]*m_dot[14]*e[14]
C_dot[15]=c[15]*m_dot[15]*e[15]
C_dot[16]=c[16]*m_dot[16]*e[16]
C_dot[17]=c[17]*m_dot[17]*e[17]
C_dot[18]=c[18]*m_dot[18]*e[18]
C_dot[19]=c[19]*m_dot[19]*e[19]
C_dot[20]=c[20]*m_dot[20]*e[20]
C_dot[21]=c[21]*m_dot[21]*e[21]
C_dot[22]=c[22]*m_dot[22]*e[22]
C_dot[23]=c[23]*m_dot[23]*e[23]
C_dot[24]=c[24]*m_dot[24]*e[24]

```

C_dot[25]=c[25]*m_dot[25]*e[25]
C_dot[26]=c[26]*m_dot[26]*e[26]
C_dot[27]=c[27]*m_dot[27]*e[27]
C_dot[28]=c[28]*m_dot[28]*e[28]
C_dot[29]=c[29]*m_dot[29]*e[29]
C_dot[30]=c[30]*m_dot[30]*e[30]
C_dot[31]=c[31]*m_dot[31]*e[31]
C_dot[32]=c[32]*m_dot[32]*e[32]
C_dot[33]=c[33]*m_dot[33]*e[33]
C_dot[34]=c[34]*m_dot[34]*e[34]
C_dot[35]=c[35]*m_dot[35]*e[35]
C_dot[36]=c[36]*m_dot[36]*e[36]
C_dot[37]=c[37]*m_dot[37]*e[37]
C_dot[38]=c[38]*m_dot[38]*e[38]
C_dot[39]=c[39]*m_dot[39]*e[39]
C_dot[40]=c[40]*m_dot[40]*e[40]
C_dot[41]=c[41]*m_dot[41]*e[41]
C_dot[45]=c[45]*m_dot[45]*e[45]

E_dot[1]=e[1]*m_dot[1]
E_dot[2]=e[2]*m_dot[2]
E_dot[3]=e[3]*m_dot[3]
E_dot[4]=e[4]*m_dot[4]
E_dot[5]=e[5]*m_dot[5]
E_dot[6]=e[6]*m_dot[6]
E_dot[7]=e[7]*m_dot[7]
E_dot[8]=e[8]*m_dot[8]
E_dot[9]=e[9]*m_dot[9]
E_dot[10]=e[10]*m_dot[10]
E_dot[11]=e[11]*m_dot[11]
E_dot[12]=e[12]*m_dot[12]
E_dot[13]=e[13]*m_dot[13]
E_dot[14]=e[14]*m_dot[14]
E_dot[15]=e[15]*m_dot[15]
E_dot[16]=e[16]*m_dot[16]
E_dot[17]=e[17]*m_dot[17]
E_dot[18]=e[18]*m_dot[18]
E_dot[19]=e[19]*m_dot[19]
E_dot[20]=e[20]*m_dot[20]
E_dot[21]=e[21]*m_dot[21]
E_dot[22]=e[22]*m_dot[22]
E_dot[23]=e[23]*m_dot[23]
E_dot[24]=e[24]*m_dot[24]
E_dot[25]=e[25]*m_dot[25]
E_dot[26]=e[26]*m_dot[26]
E_dot[27]=e[27]*m_dot[27]
E_dot[28]=e[28]*m_dot[28]
E_dot[29]=e[29]*m_dot[29]
E_dot[30]=e[30]*m_dot[30]
E_dot[31]=e[31]*m_dot[31]
E_dot[32]=e[32]*m_dot[32]
E_dot[33]=e[33]*m_dot[33]
E_dot[34]=e[34]*m_dot[34]
E_dot[35]=e[35]*m_dot[35]
E_dot[36]=e[36]*m_dot[36]
E_dot[37]=e[37]*m_dot[37]

$E_{dot[38]}=e[38]*m_{dot[38]}$
 $E_{dot[39]}=e[39]*m_{dot[39]}$
 $E_{dot[40]}=e[40]*m_{dot[40]}$
 $E_{dot[41]}=e[41]*m_{dot[41]}$
 $E_{dot[45]}=e[45]*m_{dot[4]}$

"Análisis Económico"

$Annuity=((1+i_r)^{n_y}-1)/(i_r*(1+i_r)^{n_y})$
 $c_{sale}=244,29/3000 \text{ \{USD/KWh\}}$
 $P_{TG}=29753$
 $PEC_{TG}=58500000000/3000$
 $AE_{dot_{TG}}=P_{TG}*RTY$
 $c_{TG}=0,04941$

{STIGIAC}

$P_{STIGIAC}=P_{elect}$
 $PEC_{STIGIAC}=PEC$
 $AE_{dot_{STIGIAC}}=P_{STIGIAC}*RTY$
 $c_{STIGIAC}=c_{KWh}$
 $Alngresos_{STIGIAC}=(AE_{dot_{STIGIAC}}-AE_{dot_{TG}})*C_{sale}$
 $ARenta_{STIGIAC}=AE_{dot_{STIGIAC}}*(C_{sale}-C_{kWh})$
 $An_{RI_{STIGIAC}}=PEC_{STIGIAC}/(AE_{dot_{STIGIAC}}*(C_{sale}-C_{kWh}))$
 $ARenta_{total}=ARenta_{STIGIAC}*Annuity$

"COMBUSTION DE AIRE HUMEDO E INYECCION DE VAPOR"

"CH4 +

$(\lambda)(\alpha)(O_2+3,76N_2+1,608\omega_{[4]}H_2O)=a*CO_2+b*CO+c*H_2O+d*O_2+e*N_2+f*NO$
 $\alpha=(n_C+n_H/4)$
 $n_C=0,979458+0,002062+0,002521*2+0,000541*3+0,000302*4+0,000094*5+0,00189*6$
 $n_H=0,979458*4+0,002521*6+0,000541*8+0,000302*10+0,000094*12+0,00189*14$
 $n_{O_2}=\alpha*\lambda+0,002062$
 $n_{N_2}=\alpha*\lambda*3,76+0,014832$
 $n_{\omega}=\alpha*\lambda*4,76*1,608*\omega_{[4]}$
 $n_{steam_{16}}=m_{dot[16]}*MW_{CH4}/(m_{dot[15]}*MW_{H_2O})$

"FRACCION VOLUMETRICA"

$fv_{CO_2}=a/(a+b+c+d+e+f) \text{ "CO2"}$
 $fv_{CO}=b/(a+b+c+d+e+f) \text{ "CO"}$
 $fv_{H_2O}=c/(a+b+c+d+e+f) \text{ "H2O"}$
 $fv_{O_2}=d/(a+b+c+d+e+f) \text{ "O2"}$
 $fv_{N_2}=e/(a+b+c+d+e+f) \text{ "N2"}$
 $fv_{NO}=f/(a+b+c+d+e+f) \text{ "NO"}$

"Balance de moles"

"Balance de C"

$n_{CH_4}=a+b$

$b=n_C-a$

"Balance de H"

$(n_H+2*n_{\omega}+2*n_{steam_{16}}+2*n_{steam_{17}})=2*c$

$(n_H+2*n_{\omega_{45}}+2*n_{steam_{16}})/2=c$

"Balance de O"

$2*n_{O_2}+n_{H_2O}+n_{steam_{16}}+n_{steam_{17}}=2*a+b+c+d*2+f$

$(2*n_{O_2}+n_{\omega_{45}}+n_{steam_{16}}-2*a-b-c-f)/2=d$

"Balance de N"

$2*n_{N_2}=2*e+f$

$$2*n_{N2}-2*e=f$$

$$N_{total}=a+b+c+d+e+f$$

"Ecuaciones de disociacion"

$$Gibbs_{CO2_5}=h_{bar_CO2_5}-(T[5]+273,15)*s_{bar_CO2_5}$$

$$Gibbs_{CO_5}=h_{bar_CO_5}-(T[5]+273,15)*s_{bar_CO_5}$$

$$Gibbs_{O2_5}=h_{bar_O2_5}-(T[5]+273,15)*s_{bar_O2_5}$$

$$Gibbs_{N2_5}=h_{bar_N2_5}-(T[5]+273,15)*s_{bar_N2_5}$$

$$Gibbs_{NO_5}=h_{bar_NO_5}-(T[5]+273,15)*s_{bar_NO_5}$$

"Disociacion de CO2 - CO + 0,5*O2"

$$v_{CO2}=2$$

$$v_{CO}=2$$

$$v_{O2}=1$$

$$\Delta_{Gibbs_CO2}=Gibbs_{CO_5}+0,5*Gibbs_{O2_5}-Gibbs_{CO2_5}$$

$$KP_{CO2}=\exp(-\Delta_{Gibbs_CO2}/(R*(T[5]+273,15)))$$

$$"KP_{CO2}=(b^{v_{CO}}+d^{v_{O2}}/a^{v_{CO2}})*(P[5]/(101,325*N_{total}))^{(v_{CO}+v_{O2}-v_{CO2})}"$$

$$a^{v_{CO2}}*2*KP_{CO2}=(b^{v_{CO}}*d^{v_{O2}})*((P[5]/(101,325*N_{total}))^{(v_{O2})})$$

"Disociacion de 0,5*N2 + 0,5*O2 - NO"

$$v_{N2}=1$$

$$\{v_{O2}=1\}$$

$$v_{NO}=2$$

$$\Delta_{Gibbs_NO}=Gibbs_{NO_5}-0,5*Gibbs_{N2_5}-0,5*Gibbs_{O2_5}$$

$$KP_{NO}=\exp(-\Delta_{Gibbs_NO}/(R*(T[5]+273,15)))$$

$$"KP_{NO}=(f^{v_{NO}}/(e^{v_{N2}}+d^{v_{O2}}))*(P[5]/(101,325*N_{total}))^{(v_{NO}-v_{N2}-v_{O2})}"$$

$$f^{v_{NO}}=2*KP_{NO}*(e^{v_{N2}}*d^{v_{O2}})$$

$$HR=h_{bar_CH4}+(\lambda*\alpha)*h_{bar_O2}+(\lambda*\alpha*3,76)*h_{bar_N2}+n_{omega_45}*h_{bar_H2O}+n_{steam_16}*h_{bar_16}$$

$$HP=a*h_{bar_CO2_5}+b*h_{bar_CO_5}+c*h_{bar_H2O_5}+d*h_{bar_O2_5}+e*h_{bar_N2_5}+f*h_{bar_NO_5}$$

$$HP=HR*\eta_{comb}$$

"Entalpias de Reactivos"

$$\{h_{bar_CH4}=f_{v_CH4}*Enthalpy(CH4;T=T[15])*molarmass(CH4)+f_{v_N2}*Enthalpy(N2;T=T[15])*molarmass(N2)+f_{v_CO2}*Enthalpy(CO2;T=T[15])*molarmass(CO2)+f_{v_C2H6}*Enthalpy(C2H6;T=T[15])*molarmass(C2H6)+f_{v_C3H8}*Enthalpy(C3H8;T=T[15])*molarmass(C3H8)+f_{v_C4H10}*Enthalpy(C4H10;T=T[15])*molarmass(C4H10)+f_{v_C5H12}*Enthalpy(C5H12;T=T[15])*molarmass(C5H12)+f_{v_C6H14}*Enthalpy(C6H14;T=T[15])*molarmass(C6H14)\}$$

$$h_{bar_O2}=enthalpy(O2;T=T[4])*MW_{O2}$$

$$h_{bar_N2}=enthalpy(N2;T=T[4])*MW_{N2}$$

$$h_{bar_H2O}=enthalpy(H2O;T=T[4])*MW_{H2O}$$

$$h_{bar_16}=enthalpy(H2O;T=T[16])*MW_{H2O}$$

"HENTALPIA DE PRODUCTOS"

$$h_{bar_CO2_5}=enthalpy(CO2;T=T[5])*MW_{CO2}$$

$$h_{bar_CO_5}=enthalpy(CO;T=T[5])*MW_{CO}$$

$$h_{bar_H2O_5}=enthalpy(H2O;T=T[5])*MW_{H2O}$$

$$h_{bar_O2_5}=enthalpy(O2;T=T[5])*MW_{O2}$$

$$h_{bar_N2_5}=enthalpy(N2;T=T[5])*MW_{N2}$$

$$h_{bar_NO_5}=enthalpy(NO;T=T[5])*MW_{NO}$$

$$dh_{bar_CO2_5}=(enthalpy(CO2;T=T[5])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_{CO2}$$

$$dh_{bar_CO_5}=(enthalpy(CO;T=T[5])-enthalpy(CO;T=25))*MW_{CO}$$

$$dh_{bar_H2O_5}=(enthalpy(H2O;T=T[5])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_{H2O}$$

dh_bar_O2_5=(enthalpy(O2;T=T[5])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2
dh_bar_N2_5=(enthalpy(N2;T=T[5])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2
dh_bar_NO_5=(enthalpy(NO;T=T[5])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO

h_bar_gas_5=(fv_CO2*dh_bar_CO2_5+fv_CO*dh_bar_CO_5+fv_H2O*dh_bar_H2O_5+fv_O2*dh_bar_O2_5+fv_N2*dh_bar_N2_5+fv_NO*dh_bar_NO_5)

h_bar_CO2_6=enthalpy(CO2;T=T[6])*MW_CO2
h_bar_CO_6=enthalpy(CO;T=T[6])*MW_CO
h_bar_H2O_6=enthalpy(H2O;T=T[6])*MW_H2O
h_bar_O2_6=enthalpy(O2;T=T[6])*MW_O2
h_bar_N2_6=enthalpy(N2;T=T[6])*MW_N2
h_bar_NO_6=enthalpy(NO;T=T[6])*MW_NO

dh_bar_CO2_6=(enthalpy(CO2;T=T[6])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_CO2
dh_bar_CO_6=(enthalpy(CO;T=T[6])-enthalpy(CO;T=25))*MW_CO
dh_bar_H2O_6=(enthalpy(H2O;T=T[6])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_H2O
dh_bar_O2_6=(enthalpy(O2;T=T[6])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2
dh_bar_N2_6=(enthalpy(N2;T=T[6])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2
dh_bar_NO_6=(enthalpy(NO;T=T[6])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO

h_bar_gas_6=(fv_CO2*dh_bar_CO2_6+fv_CO*dh_bar_CO_6+fv_H2O*dh_bar_H2O_6+fv_O2*dh_bar_O2_6+fv_N2*dh_bar_N2_6+fv_NO*dh_bar_NO_6)

h_bar_CO2_7=enthalpy(CO2;T=T[7])*MW_CO2
h_bar_CO_7=enthalpy(CO;T=T[7])*MW_CO
h_bar_H2O_7=enthalpy(H2O;T=T[7])*MW_H2O
h_bar_O2_7=enthalpy(O2;T=T[7])*MW_O2
h_bar_N2_7=enthalpy(N2;T=T[7])*MW_N2
h_bar_NO_7=enthalpy(NO;T=T[7])*MW_NO

dh_bar_CO2_7=(enthalpy(CO2;T=T[7])-enthalpy(CO2;T=25))*MW_CO2
dh_bar_CO_7=(enthalpy(CO;T=T[7])-enthalpy(CO;T=25))*MW_CO
dh_bar_H2O_7=(enthalpy(H2O;T=T[7])-enthalpy(H2O;T=25))*MW_H2O
dh_bar_O2_7=(enthalpy(O2;T=T[7])-enthalpy(O2;T=25))*MW_O2
dh_bar_N2_7=(enthalpy(N2;T=T[7])-enthalpy(N2;T=25))*MW_N2
dh_bar_NO_7=(enthalpy(NO;T=T[7])-enthalpy(NO;T=25))*MW_NO

h_bar_gas_7=(fv_CO2*dh_bar_CO2_7+fv_CO*dh_bar_CO_7+fv_H2O*dh_bar_H2O_7+fv_O2*dh_bar_O2_7+fv_N2*dh_bar_N2_7+fv_NO*dh_bar_NO_7)

"ENTROPIA DE LOS GASES DE ESCAPE"

s_bar_CO2_5=entropy(CO2;T=T[5];P=fv_CO2*P[5])*MW_CO2
s_bar_CO_5=entropy(CO;T=T[5];P=fv_CO*P[5])*MW_CO
s_bar_H2O_5=entropy(H2O;T=T[5];P=fv_H2O*P[5])*MW_H2O
s_bar_O2_5=entropy(O2;T=T[5];P=fv_O2*P[5])*MW_O2
s_bar_N2_5=entropy(N2;T=T[5];P=fv_N2*P[5])*MW_N2
s_bar_NO_5=entropy(NO;T=T[5];P=fv_NO*P[5])*MW_NO
s_bar_gas_5=(fv_CO2*s_bar_CO2_5+fv_CO*s_bar_CO_5+fv_H2O*s_bar_H2O_5+fv_O2*s_bar_O2_5+fv_N2*s_bar_N2_5+fv_NO*s_bar_NO_5)

s_bar_CO2_6=entropy(CO2;T=T[6];P=fv_CO2*P[6])*MW_CO2
s_bar_CO_6=entropy(CO;T=T[6];P=fv_CO*P[6])*MW_CO
s_bar_H2O_6=entropy(H2O;T=T[6];P=fv_H2O*P[6])*MW_H2O
s_bar_O2_6=entropy(O2;T=T[6];P=fv_O2*P[6])*MW_O2

$s_{\text{bar_N2_6}} = \text{entropy}(\text{N2}; T=T[6]; P=fv_N2 * P[6]) * MW_N2$
 $s_{\text{bar_NO_6}} = \text{entropy}(\text{NO}; T=T[6]; P=fv_NO * P[6]) * MW_NO$
 $s_{\text{bar_gas_6}} = (fv_CO2 * s_{\text{bar_CO2_6}} + fv_CO * s_{\text{bar_CO_6}} + fv_H2O * s_{\text{bar_H2O_6}} + fv_O2 * s_{\text{bar_O2_6}} + fv_N2 * s_{\text{bar_N2_6}} + fv_NO * s_{\text{bar_NO_6}})$

$s_{\text{bar_CO2_7}} = \text{entropy}(\text{CO2}; T=T[7]; P=fv_CO2 * P[7]) * MW_CO2$
 $s_{\text{bar_CO_7}} = \text{entropy}(\text{CO}; T=T[7]; P=fv_CO * P[7]) * MW_CO$
 $s_{\text{bar_H2O_7}} = \text{entropy}(\text{H2O}; T=T[7]; P=fv_H2O * P[7]) * MW_H2O$
 $s_{\text{bar_O2_7}} = \text{entropy}(\text{O2}; T=T[7]; P=fv_O2 * P[7]) * MW_O2$
 $s_{\text{bar_N2_7}} = \text{entropy}(\text{N2}; T=T[7]; P=fv_N2 * P[7]) * MW_N2$
 $s_{\text{bar_NO_7}} = \text{entropy}(\text{NO}; T=T[7]; P=fv_NO * P[7]) * MW_NO$
 $s_{\text{bar_gas_7}} = (fv_CO2 * s_{\text{bar_CO2_7}} + fv_CO * s_{\text{bar_CO_7}} + fv_H2O * s_{\text{bar_H2O_7}} + fv_O2 * s_{\text{bar_O2_7}} + fv_N2 * s_{\text{bar_N2_7}} + fv_NO * s_{\text{bar_NO_7}})$

"CALORES ESPECIFICOS DE LOS GASES DE ESCAPE"

$Cp_{\text{bar_CO2_5}} = cp(\text{CO2}; T=T[5]) * MW_CO2$
 $Cp_{\text{bar_CO_5}} = cp(\text{CO}; T=T[5]) * MW_CO$
 $Cp_{\text{bar_H2O_5}} = cp(\text{H2O}; T=T[5]) * MW_H2O$
 $Cp_{\text{bar_O2_5}} = cp(\text{O2}; T=T[5]) * MW_O2$
 $Cp_{\text{bar_N2_5}} = cp(\text{N2}; T=T[5]) * MW_N2$
 $Cp_{\text{bar_NO_5}} = cp(\text{NO}; T=T[5]) * MW_NO$
 $Cp_{\text{bar_gas_5}} = (fv_CO2 * Cp_{\text{bar_CO2_5}} + fv_CO * Cp_{\text{bar_CO_5}} + fv_H2O * Cp_{\text{bar_H2O_5}} + fv_O2 * Cp_{\text{bar_O2_5}} + fv_N2 * Cp_{\text{bar_N2_5}} + fv_NO * Cp_{\text{bar_NO_5}})$

$Cv_{\text{bar_CO2_5}} = cv(\text{CO2}; T=T[5]) * MW_CO2$
 $Cv_{\text{bar_CO_5}} = cv(\text{CO}; T=T[5]) * MW_CO$
 $Cv_{\text{bar_H2O_5}} = cv(\text{H2O}; T=T[5]) * MW_H2O$
 $Cv_{\text{bar_O2_5}} = cv(\text{O2}; T=T[5]) * MW_O2$
 $Cv_{\text{bar_N2_5}} = cv(\text{N2}; T=T[5]) * MW_N2$
 $Cv_{\text{bar_NO_5}} = cv(\text{NO}; T=T[5]) * MW_NO$
 $Cv_{\text{bar_gas_5}} = (fv_CO2 * Cv_{\text{bar_CO2_5}} + fv_CO * Cv_{\text{bar_CO_5}} + fv_H2O * Cv_{\text{bar_H2O_5}} + fv_O2 * Cv_{\text{bar_O2_5}} + fv_N2 * Cv_{\text{bar_N2_5}} + fv_NO * Cv_{\text{bar_NO_5}})$

$Cp_{\text{bar_CO2_6}} = cp(\text{CO2}; T=T[6]) * MW_CO2$
 $Cp_{\text{bar_CO_6}} = cp(\text{CO}; T=T[6]) * MW_CO$
 $Cp_{\text{bar_H2O_6}} = cp(\text{H2O}; T=T[6]) * MW_H2O$
 $Cp_{\text{bar_O2_6}} = cp(\text{O2}; T=T[6]) * MW_O2$
 $Cp_{\text{bar_N2_6}} = cp(\text{N2}; T=T[6]) * MW_N2$
 $Cp_{\text{bar_NO_6}} = cp(\text{NO}; T=T[6]) * MW_NO$
 $Cp_{\text{bar_gas_6}} = (fv_CO2 * Cp_{\text{bar_CO2_6}} + fv_CO * Cp_{\text{bar_CO_6}} + fv_H2O * Cp_{\text{bar_H2O_6}} + fv_O2 * Cp_{\text{bar_O2_6}} + fv_N2 * Cp_{\text{bar_N2_6}} + fv_NO * Cp_{\text{bar_NO_6}})$

$Cv_{\text{bar_CO2_6}} = cv(\text{CO2}; T=T[6]) * MW_CO2$
 $Cv_{\text{bar_CO_6}} = cv(\text{CO}; T=T[6]) * MW_CO$
 $Cv_{\text{bar_H2O_6}} = cv(\text{H2O}; T=T[6]) * MW_H2O$
 $Cv_{\text{bar_O2_6}} = cv(\text{O2}; T=T[6]) * MW_O2$
 $Cv_{\text{bar_N2_6}} = cv(\text{N2}; T=T[6]) * MW_N2$
 $Cv_{\text{bar_NO_6}} = cv(\text{NO}; T=T[6]) * MW_NO$
 $Cv_{\text{bar_gas_6}} = (fv_CO2 * Cv_{\text{bar_CO2_6}} + fv_CO * Cv_{\text{bar_CO_6}} + fv_H2O * Cv_{\text{bar_H2O_6}} + fv_O2 * Cv_{\text{bar_O2_6}} + fv_N2 * Cv_{\text{bar_N2_6}} + fv_NO * Cv_{\text{bar_NO_6}})$

$Cp_{\text{bar_CO2_7}} = cp(\text{CO2}; T=T[7]) * MW_CO2$
 $Cp_{\text{bar_CO_7}} = cp(\text{CO}; T=T[7]) * MW_CO$
 $Cp_{\text{bar_H2O_7}} = cp(\text{H2O}; T=T[7]) * MW_H2O$
 $Cp_{\text{bar_O2_7}} = cp(\text{O2}; T=T[7]) * MW_O2$
 $Cp_{\text{bar_N2_7}} = cp(\text{N2}; T=T[7]) * MW_N2$

$Cp_bar_NO_7 = cp(NO; T=T[7]) * MW_NO$
 $Cp_bar_gas_7 = (fv_CO2 * Cp_bar_CO2_7 + fv_CO * Cp_bar_CO_7 + fv_H2O * Cp_bar_H2O_7 + fv_O2 * Cp_bar_O2_7 + fv_N2 * Cp_bar_N2_7 + fv_NO * Cp_bar_NO_7)$

$Cv_bar_CO2_7 = cv(CO2; T=T[7]) * MW_CO2$
 $Cv_bar_CO_7 = cv(CO; T=T[7]) * MW_CO$
 $Cv_bar_H2O_7 = cv(H2O; T=T[7]) * MW_H2O$
 $Cv_bar_O2_7 = cv(O2; T=T[7]) * MW_O2$
 $Cv_bar_N2_7 = cv(N2; T=T[7]) * MW_N2$
 $Cv_bar_NO_7 = cv(NO; T=T[7]) * MW_NO$
 $Cv_bar_gas_7 = (fv_CO2 * Cv_bar_CO2_7 + fv_CO * Cv_bar_CO_7 + fv_H2O * Cv_bar_H2O_7 + fv_O2 * Cv_bar_O2_7 + fv_N2 * Cv_bar_N2_7 + fv_NO * Cv_bar_NO_7)$

"Cinetica Quimica. Formacion de NO"

"Mecanismo de reaccion para la formaicon de NO. Mecanismo de zeldovich extendido"

{1. O+N2-NO+N

2. N+O2-NO+O

3. N+OH-NO+H}

$K_1f = 1,8 * 10^{11} * \exp(-38370 / (T_5))$

$K_1r = 3,8 * 10^{10} * \exp(-425 / (T_5))$

$K_2f = 1,8 * 10^7 * (T[5] + 273) * \exp(-4680 / (T_5))$

$K_2r = 3,8 * 10^6 * (T[5] + 273) * \exp(-20820 / (T_5))$

$K_3f = 7,1 * 10^{10} * \exp(-450 / (T_5))$

$K_3r = 1,7 * 10^{11} * \exp(-24560 / (T_5))$

"Concentraciones de NO"

$\Delta Gibbs_O2m = v_Om * Gibbs_Om - v_O2m * Gibbs_O2m$

$h_bar_O2m = \text{enthalpy}(O2; T=T_5) * MW_O2$

$h_bar_Om = \text{enthalpy}(O; T=T_5) * MW_O$

$s_bar_O2m = \text{entropy}(O2; T=T_5; P=P[5]) * MW_O2$

$s_bar_Om = \text{entropy}(O; T=T_5; P=P[5]) * MW_O$

$Gibbs_O2m = h_bar_O2m - (T_5 + 273) * s_bar_O2m$

$Gibbs_Om = h_bar_Om - (T_5 + 273) * s_bar_Om$

$v_O2m = 1$

$v_Om = 2$

$Kp_O2m = \exp(-\Delta Gibbs_O2m / (R * (T_5)))$

$X_N2 = (n_N2 / N_total) * P[5] / (R * (T_5))$ "Kmol/m3"

$X_O2 = ((n_O2 + n_omega / 2 + n_steam_16 / 2 - a - b / 2 - c / 2) / N_total) * P[5] / (R * (T_5))$

$X_O = (Kp_O2m * X_O2)^{1/2}$

$X_OH = 0$

$X_N = k_1f * X_N2 * X_O / (k_2f * X_O2 + k_3f * X_OH)$

$\Delta X_NO = (k_1f * X_N2 * X_O + k_2f * X_N * X_O2 + k_3f * X_N * X_OH)$ "Kmol/m3*s"

$\Delta X_NO_mg = \Delta X_NO * MW_NO * 10^6$ "mg/m3"

$\Delta X_NO_PPM = \Delta X_NO * R * (T[5] + 273) / P[5] * 10^6$ "ppm/s"

$m_dot_NO_KWh = 3600 * v_bar_gas * m_dot[5] / P_Elect$

$v_bar_CO2_5 = \text{volume}(CO2; T=T[5]; P=P[5]) * MW_CO2$

$v_bar_CO_5 = \text{volume}(CO; T=T[5]; P=P[5]) * MW_CO$

$v_bar_H2O_5 = \text{volume}(H2O; T=T[5]; P=P[5]) * MW_H2O$

$v_bar_O2_5 = \text{volume}(O2; T=T[5]; P=P[5]) * MW_O2$

$v_bar_N2_5 = \text{volume}(N2; T=T[5]; P=P[5]) * MW_N2$

$v_bar_NO_5 = \text{volume}(NO; T=T[5]; P=P[5]) * MW_NO$

$v_bar_gas = (fv_CO2 * v_bar_CO2_5 + fv_CO * v_bar_CO_5 + fv_H2O * v_bar_H2O_5 + fv_O2 * v_bar_O2_5 + fv_N2 * v_bar_N2_5 + fv_NO * v_bar_NO_5) / MW_gas$

"Propiedades del combustible"

fv_CH4=0,979458
fvc_N2=0,014832
fvc_CO2=0,002062
fv_C2H6=0,002521
fv_C3H8=0,000541
fv_C4H10=0,000302
fv_C5H12=0,000094
fv_C6H14=0,000189

MW_CH4=fv_CH4*molarmass(CH4)+fvc_N2*molarmass(N2)+fvc_CO2*molarmass(CO2)+fv_C2H6*molarmass(C2H6)+fv_C3H8*molarmass(C3H8)+fv_C4H10*molarmass(C4H10)+fv_C5H12*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*Molarmass(C6H14)

LHV_bar_CH4=fv_CH4*lowerheatingvalue(CH4)*molarmass(CH4)+fvc_N2*lowerheatingvalue(N2)*molarmass(N2)+fvc_CO2*lowerheatingvalue(CO2)*molarmass(CO2)+fv_C2H6*lowerheatingvalue(C2H6)*molarmass(C2H6)+fv_C3H8*lowerheatingvalue(C3H8)*molarmass(C3H8)+fv_C4H10*lowerheatingvalue(C4H10)*molarmass(C4H10)+fv_C5H12*LowerHeatingValue(C5H12)*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*LowerHeatingValue(C6H14)*molarmass(C6H14)

h_bar_CH4=fv_CH4*enthalpy(CH4;T=T[15])*molarmass(CH4)+fvc_N2*enthalpy(N2;T=T[15])*molarmass(N2)+fvc_CO2*enthalpy(CO2;T=T[15])*molarmass(CO2)+fv_C2H6*enthalpy(C2H6;T=T[15])*molarmass(C2H6)+fv_C3H8*enthalpy(C3H8;T=T[15])*molarmass(C3H8)+fv_C4H10*enthalpy(C4H10;T=T[15])*molarmass(C4H10)+fv_C5H12*enthalpy(C5H12;T=T[15])*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*Enthalpy(C6H14;T=T[15])*molarmass(C6H14)

s_bar_CH4=fv_CH4*entropy(CH4;T=T[15];P=fv_CH4*P[15])*molarmass(CH4)+fvc_N2*entropy(N2;T=T[15];P=fvc_N2*P[15])*molarmass(N2)+fvc_CO2*entropy(CO2;T=T[15];P=fvc_CO2*P[15])*molarmass(CO2)+fv_C2H6*entropy(C2H6;T=T[15];P=fv_C2H6*P[15])*molarmass(C2H6)+fv_C3H8*entropy(C3H8;T=T[15];P=fv_C3H8*P[15])*molarmass(C3H8)+fv_C4H10*entropy(C4H10;T=T[15];P=fv_C4H10*P[15])*molarmass(C4H10)+fv_C5H12*entropy(C5H12;T=T[15];P=fv_C5H12*P[15])*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*entropy(C6H14;T=T[15];P=fv_C6H14*P[15])*molarmass(C6H14)

Cp_bar_CH4=fv_CH4*cp(CH4;T=T[15])*molarmass(CH4)+fvc_N2*cp(N2;T=T[15])*molarmass(N2)+fvc_CO2*cp(CO2;T=T[15])*molarmass(CO2)+fv_C2H6*cp(C2H6;T=T[15])*molarmass(C2H6)+fv_C3H8*cp(C3H8;T=T[15])*molarmass(C3H8)+fv_C4H10*cp(C4H10;T=T[15])*molarmass(C4H10)+fv_C5H12*cp(C5H12;T=T[15])*molarmass(C5H12)+fv_C6H14*cp(C6H14;T=T[15])*molarmass(C6H14)