

**METODO PARA EL CONTROL OPERACIONAL EN LINEA DE LA
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN TURBOGAS: CASO BIOFILM S.A.
PLANTA CARTAGENA.**

M.E. LUIS FERNANDO BERMUDEZ VALENCIA

UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR

FACULTAD DE INGENIERIA

CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.

2010

**METODO PARA EL CONTROL OPERACIONAL EN LINEA DE LA
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN TURBOGAS: CASO BIOFILM S.A.
PLANTA CARTAGENA.**

M.E. LUIS FERNANDO BERMUDEZ VALENCIA

**Tesis de Grado presentada como requisito para optar al título de Magíster en
Ingeniería.**

Director

PhD, MSc, ME, Esp., Bch

BIENVENIDO SARRÍA LÓPEZ

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARTAGENA

2010

Cartagena D. T. y C., 10 de Septiembre de 2010.

Señores

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingeniería Mecánica

Comité Evaluador de Trabajos de Grado

Cordial saludo.

Por medio de la presente, me permito someter a su consideración la tesis titulada **“METODO PARA EL CONTROL OPERACIONAL EN LINEA DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN TURBOGAS: CASO BIOFILM S.A. PLANTA CARTAGENA.”**, del estudiante LUIS FERNANDO BERMUDEZ, para optar por el grado de Magíster en Ingeniería con énfasis en Ingeniería Mecánica.

Cordialmente,

LUIS FDO. BERMUDEZ V.

Cartagena D. T. y C., 10 de Septiembre de 2010.

Señores

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingeniería Mecánica

Comité Evaluador de Trabajos de Grado

Cordial saludo.

Por medio de la presente, me permito someter a consideración la tesis con título **“METODO PARA EL CONTROL OPERACIONAL EN LINEA DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN TURBOGAS: CASO BIOFILM S.A. PLANTA CARTAGENA.”**, elaborado por el estudiante LUIS FERNANDO BERMUDEZ, en el que me desempeño como Director.

Cordialmente,

PhD. Bienvenido Sarría.

Director de Tesis.

Nota de Aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Cartagena de Indias D.T. y C., 10 de Septiembre de 2010.

*A Ti, Autor de mi salvación; por darle
a mis manos el don de sintetizar
conceptos.*

*A Angie, amor de mi vida y mi mayor
razón para sonreír.*

*A mis padres, hermanos y amigos
que escriben conmigo cada página de
mi existencia.*

Luis Fdo.

*“Mas a Dios gracias, el cual nos lleva
siempre en triunfo en Cristo Jesús, y
por medio de nosotros manifiesta en
todo lugar el olor de su
conocimiento.”*

2 Corintios 2:14

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

PhD. Bienvenido Sarria, por visualizar el potencial necesario para realizar y culminar este trabajo de grado, por su dedicación sin medida y desinteresada en cada etapa de desarrollo del mismo.

Ing. Christian Villalobos, por su valiosa colaboración, dedicación e interés desde las fases iniciales de esta investigación, y por su gran aporte en el desarrollo del sistema de adquisición y procesamiento de datos.

Ing. Inés Charris, por sus valiosos aportes a cada fase de esta investigación y por el suministro de valiosa información de eficiencia energética para lograr los objetivos propuestos.

Ing. Jhonatan Miranda, por su colaboración en todos los aspectos concernientes al recuperador de calor, por sus aportes útiles para complementar ampliamente este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
OBJETIVOS GENERALES.....	23
OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	24
1. ASPECTOS INTRODUCTORIOS.....	25
1.1 JUSTIFICACION.....	25
1.2 ESTADO DEL ARTE DE CICLOS DE COGENERACION CON TURBINAS A GAS.....	30
1.3 CICLO DE POTENCIA CON TURBINA DE GAS.....	31
1.3.1 CICLO DE TURBINA A GAS EN CICLO COMBINADO O MODO DE COGENERACIÓN	32
1.3.1.1 Rendimientos de Turbina de gas.....	33
1.3.1.2 Categorías de turbina de gas.....	36
1.3.1.3 Turbinas de gas tipo industrial.....	37
1.4 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA EN LA PLANTA DE ESTUDIO (BIOFILM S.A. –PLANTA CARTAGENA).....	40
1.5 ESPECIFICACIONES TECNICAS NOMINALES DE LAS CENTRALES DE COGENERACION.....	41
1.6 ESQUEMA OPERACIÓN – FUNCIONAMIENTO DE LAS PLANTAS DE COGENERACION.....	43
1.6.1 Cogeneradora 1.....	44

1.6.2 Cogeneradora 2.....	45
1.7 ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE LA PLANTA.....	46
1.7.1 Usos de la Energía eléctrica.....	47
1.7.2 Usos del Vapor.....	48
1.8 COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA.....	49
1.9 DISTRIBUCION Y COSTOS DEL GAS NATURAL.....	50
1.10 APLICACIÓN DE LOS INCENTIVOS DE LEY A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	51
1.10.1 Exención de impuestos.....	52
1.10.2 Proyectos de uso racional y eficiente de energía y fuentes no Convencionales.....	53
1.10.3 Venta de Bonos Verdes (Mecanismo de Desarrollo Limpio).....	53
1.10.4 Proyectos en pequeña escala del MDL.....	55
1.10.5 Mención al mérito URE.....	56
2. ASPECTOS METODOLOGICOS.....	57
2.1 PUNTOS DE MEDICIÓN.....	58
2.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE EFICIENCIA.....	60
2.2.1 Calculo de flujo de Combustible.....	60
2.2.1.1 Volumen de gas en Condiciones Estándar.....	61
2.2.1.2 Calculo de Consumo específico de combustible.....	61
2.2.2 Cálculo de consumo de calor.....	62
2.2.3 Cálculos de Heat Rate.....	62

2.2.4 Eficiencia Térmica de la turbina de gas.....	62
2.2.5 Eficiencia Térmica del generador de vapor (HRSG).....	63
2.2.6 Eficiencia Global de la central de Cogeneración.....	63
2.2.7 Heat Rate de la central de cogeneración.....	64
2.3 REELABORACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO GENERAL DE LA NORMA ASME PTC 4.4, PARA SU APLICACIÓN A LAS CONDICIONES ESPECÍFICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LA HRSG, BIOFILM S.A. PLANTA CARTAGENA.....	64
2.3.1 MÉTODO DIRECTO.....	65
2.3.2 MÉTODO INDIRECTO.....	69
2.4 CONSIDERACIONES DE IMPLEMENTACION.....	73
2.5 INSTRUMENTOS Y METODOS DE MEDICION.....	74
2.5.1 Precisión de los Instrumentos.....	75
2.5.2 Medición de Flujo de Combustible.....	76
2.5.2.1 Combustibles Gaseosos.....	77
2.5.2.2 Combustibles Líquidos.....	78
2.5.3 Medición de Flujo de Gases de Combustión.....	78
2.6 CÁLCULO DE FLUJO DE GASES DE COMBUSTIÓN.....	79
2.6.1 Balance de Masa.....	81
2.7 CÁLCULO DE CALOR ESPECÍFICO DE GASES DE COMBUSTION.....	83
2.7.1 Coeficiente a_c	85
2.7.2 Coeficiente b_N	86

2.7.3 Coeficiente C_H	86
2.7.4 Coeficiente d_s	87
2.7.5 Coeficiente f_A	87
2.7.6 Coeficiente $C_{p,c}$	87
2.8 CÁLCULO DE PROPIEDADES TERMODINAMICAS DE VAPOR	
SATURADO SECO.....	
2.9 ANALISIS DE INCERTIDUMBRE.....	89
2.9.1 Metodología de Análisis de Incertidumbre.....	89
3. SISTEMA DE ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS.....	94
4. RESULTADOS.....	104
4.1 ANALISIS DE GRAFICAS Y TENDENCIA ESTADISTICA.....	104
4.1.1 Graficas de eficiencia contra tiempo.....	104
4.1. 2 Graficas de potencia generada contra eficiencia y Heat Rate.....	106
4.1.3 Graficas de eficiencia y Heat Rate contra vapor generado.....	108
4.1. 4 Graficas de presión de operación contra eficiencia.....	110
4.1. 5 Graficas de calor especifico y flujo de gases.....	111
4.2 ANALISIS ESTADISTICO.....	112
4.2.1 Gráficos de control de eficiencia.....	113
4.2.2 Gráficos de control Heat Rate planta.....	114
4.2.3. Gráficos de control calor específico y flujo de gases de escape.....	115
4.2.4 Resumen estadístico de eficiencias.....	116

4.2.5 Resumen estadístico de Heat Rate.....	118
4.2.6 Resumen estadístico de calor específico y flujo de gases de escape.....	119
4.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA A PARTIR DE DATOS OPERACIONES EN LÍNEA DEL GENERADOR DE VAPOR RECUPERADOR DE CALOR (HRSG).....	122
4.3.1 VALORES PROMEDIO DE LOS DATOS OPERACIONALES EN LÍNEA.....	122
4.3.2 CONSUMO DE GAS NATURAL Y FLUJO DE GASES DE COMBUSTIÓN DE LA TG Y DEL QUEMADOR CONVENCIONAL DE LA HRSG.....	124
4.4 VALORES REALES Y ACTUALES DE LA EFICIENCIA EMPLEANDO EL MÉTODO ENTRADA – SALIDA.....	126
4.5 VALORES REALES Y ACTUALES DE LA EFICIENCIA EMPLEANDO EL MÉTODO DE LAS PERDIDAS.....	132
4.5.1 Determinación de las pérdidas de energía en la HRSG por gases de salida.....	132
4.5.1.1 Pérdidas con los gases de salida HRSG del lado recuperador y Lado Convencional.....	132
4.5.2 Pérdidas de calor por Radiación, Conveccion y Purgas.....	135
4.5.3 Eficiencia de la HRSG por el método indirecto.....	142
4.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS EFICIENCIAS APLICANDO LOS MÉTODOS: MÉTODO ENTRADA –SALIDA Y MÉTODO DE LAS PÉRDIDAS.....	143

4.7 MODELOS MATEMATICOS POR REGRESION PARA POTENCIA Y VAPOR GENERADO CONTRA EFICIENCIA Y HEAT RATE.....	145
4.7.1 Análisis de Regresión Vapor Generado contra Heat Rate Turbina.....	146
4.7.2 Análisis de Regresión Potencia Generada contra Eficiencia global.....	148
4.7.3 Análisis de Regresión Potencia Generada contra Heat Rate Planta.....	150
4.7.4 Análisis de Regresión Potencia Generada contra Heat Rate Turbina.....	152
4.7.5 Análisis de Regresión Vapor Generado contra eficiencia global.....	154
4.7.6 Análisis de Regresión Vapor Generado contra Heat Rate Planta.....	156
4.8 MODELO MATEMATICO POR REGRESION PARA PERDIDAS HRSG.....	158
5. CONCLUSIONES.....	160
6. RECOMENDACIONES.....	169
6.1 PROGRAMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN CALDERA RECUPERADORA (HRSG).....	170
6.2 INSTRUMENTACIÓN DE ÚLTIMA TECNOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO DE COMBUSTIBLE Y COMPOSICIÓN QUÍMICA DE GASES DE ESCAPE.....	170
6.3 REDUCCIÓN DE LA VARIABILIDAD DE LOS PARÁMETROS DE EFICIENCIAS EN LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA SEIS SIGMA.....	172
6.4 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y REDISTRIBUCIÓN DE CONSUMIDORES DE VAPOR.....	173
7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	176

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Evolución del costo del Petróleo de 2002 a 2010.....	26
Figura 1.2. Desarrollo relación de presión de motores a lo largo de los años.....	34
Figura 1.3. Evolución de la mejora en la temperatura de combustión.....	34
Figura 1.4. Eficiencia global del ciclo.....	35
Figura 1.5. Turbina de gas industrial.....	38
Figura 1.6. Turbina de gas industrial con recuperador.....	39
Figura 1.7. Central de cogeneración Biofilm S.A.	40
Figura 1.8. Esquema operación – funcionamiento planta de cogeneración 1.....	44
Figura 1.9. Esquema operación – funcionamiento planta de cogeneración 2.....	45
Figura 1.10. Distribución consumo de energía según procesos productivos.....	47
Figura 1.11. Usos del vapor de la planta cogeneración 1.....	48
Figura 1.12. Usos del vapor de la planta cogeneración 2.....	49
Figura 1.13. Distribución del consumo de Gas Natural de la Planta.....	51
Figura 2.1. Puntos de Medición para el análisis de eficiencia.....	58
Figura 2.2. Formas de energía que atraviesan las fronteras del HRSG.....	67
Figura 3.1. Supervisorio del programa de datos en <i>Win CC Flexible</i>	100
Figura 3.2. Pantalla de programación de base de datos en <i>Win CC Flexible</i>	101
Figura 4.1. Grafica de eficiencia contra tiempo.....	104
Figura 4.2. Grafica de Heat Rate contra tiempo.....	105

Figura 4.3. Grafica de potencia generada contra eficiencia.....	106
Figura 4.4. Grafica de potencia generada contra Heat Rate.....	106
Figura 4.5. Grafica de generación de vapor contra eficiencia.....	108
Figura 4.6. Grafica de generación de vapor contra Heat Rate.....	108
Figura 4.7. Grafica de Presión de operación contra Eficiencia.....	110
Figura 4.8. Grafica de calor especifico de gases de escape.....	111
Figura 4.9. Grafica de Flujo de gases de escape.....	112
Figura 4.10. Grafica de Control eficiencia Global.....	113
Figura 4.11. Grafica de Control Heat Rate.....	113
Figura 4.12. Grafica de Control Calor especifico gases de escape.....	115
Figura 4.13. Grafica de Control flujo gases de escape.....	115
Figura 4.14. Resumen Estadístico de eficiencia global.....	117
Figura 4.15. Resumen Estadístico de Heat Rate.....	118
Figura 4.16. Resumen Estadístico de calor especifico.....	120
Figura 4.17. Resumen Estadístico de flujo de gases de escape.....	121
Figura 4.18. Grafica de Control eficiencia HRSG.....	128
Figura 4.19. Eficiencia del HRSG método directo.....	129
Figura 4.20. Porcentaje energía aportado lado recuperador y convencional....	131
Figura 4.21. Eficiencia del HRSG por el método indirecto.....	143
Figura 4.22. Regresión Potencia Generada contra Eficiencia global.....	146
Figura 4.23. Regresión Potencia Generada contra HR Planta.....	148
Figura 4.24. Regresión Potencia Generada contra HR Turbina.....	150

Figura 4.25. Regresión Vapor Generado contra Eficiencia Global.....	152
Figura 4.26. Regresión Vapor Generado contra HR Planta.....	154
Figura 4.27. Regresión Vapor Generado contra HR Turbina.....	156
Figura 6.1. Analizador de Oxígeno y CO equivalente.....	171
Figura 6.2. Medidor de flujo de gas natural.....	171
Figura 6.3. Esquema de interconexión eléctrica inicial.....	175

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Especificaciones Técnicas Nominales planta de CG 1.....	41
Tabla 1.2. Propiedades Nominales del Combustible para planta de CG 1.....	42
Tabla 1.3. Especificaciones Técnicas Nominales planta de CG 2.....	42
Tabla 1.4. Propiedades Nominales del Combustible para planta de CG 2.....	42
Tabla 1.5. Capacidades del sistema de CG la planta de producción.....	46
Tabla 1.6. Costos de Generación de las centrales.....	49
Tabla 1.7. Distribución del consumo de Gas Natural de la Planta.....	50
Tabla 2.1. Precisión de los Instrumentos.....	75
Tabla 2.2. Composición Gas Guajira.....	80
Tabla 2.3. Características Gas Guajira.....	80
Tabla 2.4. Coeficientes para cálculo de propiedades del vapor saturado.....	88
Tabla 2.5. Primer paso Análisis de Incertidumbre.....	91
Tabla 2.6. Segundo paso Análisis de Incertidumbre.....	91
Tabla 2.7. Tercer paso Análisis de Incertidumbre.....	92
Tabla 2.8. Cuarto paso Análisis de Incertidumbre.....	92
Tabla 2.9. Ejemplo Aplicación de Análisis de Incertidumbre.....	93
Tabla 3.1. Hoja principal de cálculos de parámetros de eficiencia.....	95

Tabla 3.2. Hoja de cálculos de concentración de componentes del combustible.	96
Tabla 3.3. Hoja de cálculos de parámetros de combustión.....	97
Tabla 3.4. Hoja de cálculo de parámetros de determinación C_p de gases de escape.....	98
Tabla 3.5. Hoja de cálculo de propiedades de vapor y líquido.....	99
Tabla 4.1. Valores promedio de los datos operacionales en línea.....	123
Tabla 4.2. Consumo de gas natural y flujo de gases de combustión TG y quemador convencional HRSG.....	125
Tabla 4.3. Energía de entrada al generador de vapor recuperador de calor energía útil de salida y eficiencia por el método directo.....	127
Tabla 4.4. Eficiencia del generador de vapor recuperador de calor por el método directo.....	129
Tabla 4.5. Porcentaje de energía aportado por el lado recuperador y lado convencional.....	130
Tabla 4.6. Perdida de energía en chimenea lado recuperador.....	133
Tabla 4.7. Perdida de energía en chimenea lado convencional.....	134
Tabla 4.8. Perdida de energía totales en chimeneas.....	135
Tabla 4.9. Perdida de energía por radiación.....	137
Tabla 4.10. Perdida por energía por convección.....	138
Tabla 4.11. Perdida de energía por purga.....	139
Tabla 4.12. Resumen Perdida de energía HRSG.....	140

Tabla 4.13. Perdidas totales de energía en % en la HRSG.....	141
Tabla 4.14 Eficiencia del generador de vapor recuperador de calor por método indirecto.....	142
Tabla 4.15. Eficiencia por el método directo y método indirecto.....	144
Tabla 4.16. ANOVA Regresión Potencia Generada- Eficiencia.....	146
Tabla 4.17. ANOVA Regresión Potencia Generada- HR Planta.....	148
Tabla 4.18. ANOVA Regresión Potencia Generada- HR Turbina.....	150
Tabla 4.19. ANOVA Regresión Vapor Generado- Eficiencia Global.....	152
Tabla 4.20. ANOVA Regresión Vapor Generado- HR Planta.....	154
Tabla 4.21. ANOVA Regresión Vapor Generado- HR Turbina.....	156
Tabla 4.22. Análisis de Regresión perdidas.....	158
Tabla 4.23. Regresión perdidas parámetros estadísticamente significativos....	159
Tabla 4.24. ANOVA modelo de Regresión Perdidas HRSG.....	159
Tabla 5.1 Análisis de costo reducción Heat Rate Turbina.....	168
Tabla 5.2. Análisis de costo reducción de 20% de pérdidas del HRSG.....	168

LISTA DE ABREVIACIONES

Abrev.	Parámetro
V_{ng}	Razón de consumo de Combustible Turbina
V_{gh}	Razón de consumo de Combustible HRSG
P	Potencia Eléctrica generada
Q_{lo}	Poder Calorífico Inferior del Combustible
q_r	Razón de consumo de Calor Turbina
q_h	Razón de consumo de Calor HRSG
q_s	Heat Rate Turbina
η_g	Eficiencia Térmica de la Turbina basada en la potencia eléctrica neta generada
w_{eg}	Flujo de gases de Escape
C_p	Calor Especifico Promedio de los gases de escape
t_e	Temperatura de los gases de escape a la entrada de HRSG
h_{10}	Entalpía de agua de alimentar caldera
h_{11}	Entalpía del vapor a la salida de la caldera
w_s	Flujo de Vapor de HRSG
$t_{exhaust}$	Temperatura de los gases de escape a la salida de HRSG
η_{hrsg}	Eficiencia Térmica de HRSG basada en el vapor neto generado.
η_{plant}	Eficiencia Global de la planta basada en la potencia y vapor neto generado.
q_{cogen}	Heat Rate Global de la planta basada en la potencia y vapor neto generado
λ	Exceso de aire en Gases de Combustión
$C_{p, flue gas}$	Calor Especifico Gases de Combustión
$C_{p,c}$	Calor Especifico del CO2
a_c	Coefficiente del Modelo de calculo de Calor especifico
b_N	Coefficiente del Modelo de calculo de Calor especifico
c_H	Coefficiente del Modelo de calculo de Calor especifico
d_s	Coefficiente del Modelo de calculo de Calor especifico
f_A	Coefficiente del Modelo de calculo de Calor especifico
$M_{tot\ steo}$	Flujo Masico Estequiométrico de Gases de Combustión
$M_{flue\ ga}$	Flujo Masico total de Gases de Combustión
a_m	Relación de masa de CO2 a masa de gases estequiométrica (n=1)
a_{cp}	Relación Calor especifico de CO2 a CO2
b_m	Relación de Masa de N2 con Masa Total de gases de Combustión
b_{cp}	Relación Calor especifico de CO2 a N2 para distintas temperaturas
c_m	Relación de Masa de H2O con Masa Total de gases de Combustión
c_{cp}	Relación Calor especifico de CO2 a H2O para distintas temperaturas
d_m	Relación de Masa de SO2 con Masa Total de gases de Combustión
d_{cp}	Relación Calor especifico de CO2 a SO2 para distintas temperaturas
f_m	Coefficiente del Modelo de calculo de Calor especifico
$C_{p,A}$	Coefficiente del Modelo de calculo de Calor especifico

INTRODUCCION.

La Energía representa uno de los principales insumos y rubros en los costos de fabricación de todo proceso productivo, constituyéndose un factor determinante en la Productividad y eficiencia del mismo. Por tal motivo, todo esfuerzo encaminado a impactar significativamente en el Uso Eficiente de este preciado recurso, constituye avances importantísimos hacia la eficiencia empresarial y desarrollo sostenible de cualquier sector productivo.

La disminución de los consumos energéticos en la industria, sin sacrificar la calidad del producto y la conservación del medio ambiente, es un objetivo posible, pero es imprescindible contar con la participación de cada uno de los niveles organizativos y una metodología bien estructurada y documentada, que permita hacer seguimientos y mediciones por sectores del proceso, y que facilite la toma de decisiones al presentarse distorsiones en la eficiencia energética y consumos.

La mayor parte de los proyectos de ahorro de energía inician con Programas de Mejoras de la Eficiencia Energética y Sistemas de Gestión Integrales, en los que la compañía logra crear una cultura empresarial del uso eficiente de la energía, dirigir actividades de mantenimiento hacia la eficiencia energética e Identificar acciones operacionales que ocasionan variabilidad en los índices de consumo energético. De esta forma es posible encaminar actividades de gestión

empresarial y muy baja inversión económica y tecnológica, para lograr un mayor aprovechamiento de los recursos energéticos de la organización. Las etapas siguientes constituyen avances en la búsqueda de una mejora significativa no solo en la cantidad de la Energía sino también de la Calidad de la misma, para lograr su mayor aprovechamiento.

El presente documento registra los resultados del análisis e implementación de acciones y herramientas Termo-económicas de Uso Eficiente de la Energía en dos centrales de cogeneración de energía eléctrica y vapor, perteneciente a una empresa de fabricación de Películas plásticas para empaques flexibles. En el se destacan los resultados mas significativos de encontrar los modos y rangos óptimos de operación de las centrales y los grandes impactos generados sobre los costos operacionales de una industria del sector petroquímico.

OBJETIVOS GENERALES:

- Implantar un sistema de monitoreo de eficiencia energética en línea, que permita medir, calcular y analizar las principales variables de impacto en el uso eficiente de la energía y de esta manera identificar y corregir oportunamente los focos de ineficiencia en las dos centrales de cogeneración de una empresa de producción de películas de polipropileno.
- Determinar el incremento potencial de la eficiencia energética y sus ahorros derivados, de una de las centrales de cogeneración de una empresa de producción de películas de polipropileno, y detallar las acciones necesarias para alcanzarlo.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Establecer un sistema de monitoreo y control operacional de una central de cogeneración mediante gráficos de tendencia, control estadístico de procesos, estrategias de operación y mantenimiento dirigido a eficiencia, que permita reducir el consumo de combustible a partir de buenas practicas operacionales.
- Desarrollar modelos matemáticos a partir de regresión multivariable para las eficiencias (global y del HRSG), y Heat Rate (planta y Turbina) de la central de cogeneración en función de parámetros operacionales tales como la potencia generada el flujo de vapor, flujo y temperatura de gases de combustión.
- Conocer la eficiencia térmica del Generador de vapor recuperador de calor (HRSG), mediante balances térmicos, cuantificación de pérdidas y análisis de combustión, para determinar los estados actuales y el aumento potencial de la eficiencia a partir de la implementación de acciones de uso eficiente de la energía.

1. ASPECTOS INTRODUCTORIOS:

Este capítulo genera una aproximación a la problemática a la que busca dar solución el presente trabajo de grado, en el se detallaran las generalidades de los sistemas sobre los cuales se desarrollaron los análisis y las principales características de la industria a la que pertenecen dichos sistemas y las principales razones y beneficios que hacen tan viable que un proyecto de esta índole se realice.

1.1 JUSTIFICACION:

La variabilidad con tendencia al incremento presentada en los costos del petróleo a nivel mundial en los últimos años, acompañada de la reducción de su disponibilidad, han generado una conciencia mundial hacia el uso eficiente y racional de los recursos energéticos derivados de este hidrocarburo.

En la búsqueda de incrementar su productividad y eficiencia, las Industrias deben, por tanto, centrar sus esfuerzos en reducir los costos operacionales derivados de la producción y uso de la energía requerida en su esquema productivo, y mas aun cuando su principal fuente de generación esta basada en el uso de combustibles fósiles derivados del petróleo, como el gas natural.

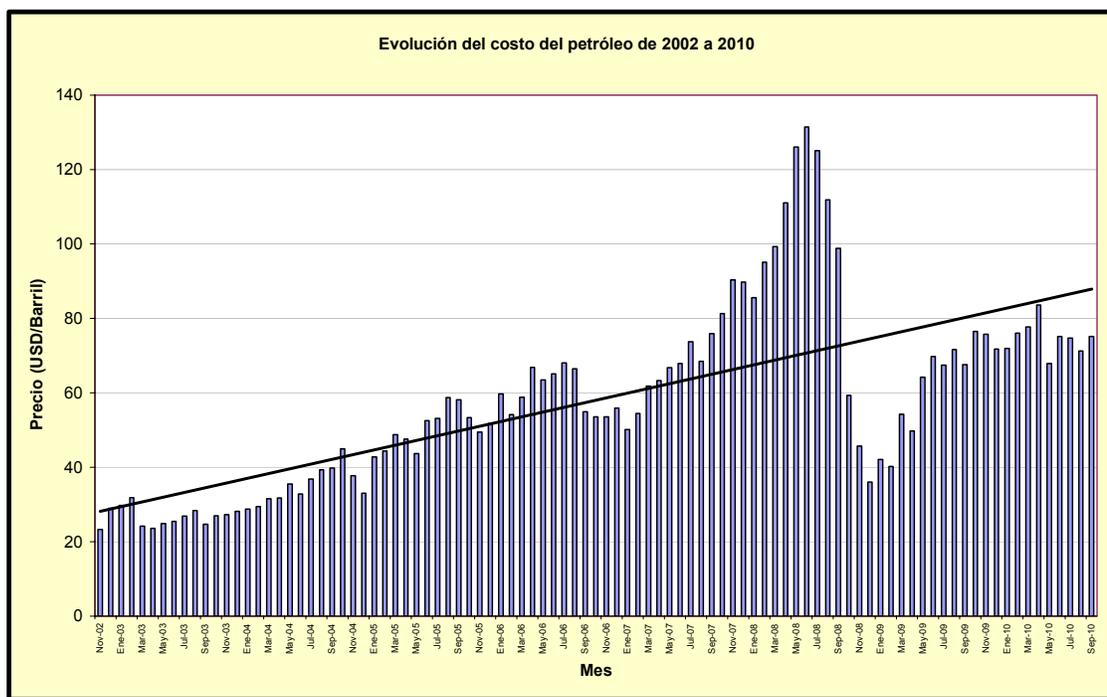


Figura 1.1. Evolución del costo del Petróleo de 2002 a 2010.
(Fuente: Official Energy Statistics from U.S. Government.)

Sumado a esta tendencia, se destaca la creciente sensibilización mundial hacia el Desarrollo Sostenible en lo referente a conservación del medio ambiente, aspectos en los cuales el uso eficiente de la energía aporta significativamente pues no solo se racionaliza y optimiza el uso de las fuentes energéticas no renovables tomadas del medio, sino que también se reducen considerablemente las emisiones contaminantes resultantes de los procesos de generación.

Colombia no ha sido ajena a este auge mundial, por lo que ha incorporado en la Políticas Energéticas del país el uso de medidas de Uso Eficiente de la Energía, las cuales son promovidas y estimuladas en los diferentes eslabones de su cadena energética. En el caso específico de Cartagena se destacan grandes

avances en algunas Industrias en cuanto al desarrollo de proyectos tecnológicos y de gestión de la energía desde su generación hasta su uso final.

La Industria de películas flexibles en la cual se ha realizado la presente investigación, es pionera en el sector al incorporar en su esquema de generación de energía eléctrica ciclos de Cogeneración y Trigeneración, de los cuales obtiene adicionalmente Vapor y Agua fría para sus procesos de fabricación.

El mercado Mundial de películas plásticas flexibles, también ha sufrido los rigores de la variabilidad del precio del petróleo y la crisis económica mundial de los últimos años, por lo cual la compañía continua realizando avances en la mejora de su nivel competitivo, y ha incorporado dentro de sus objetivos estratégicos corporativos, apoyar proyectos e iniciativas encaminadas a disminuir de manera sostenible con el medio ambiente, el rubro de costos de la energía, el cual es el segundo gasto de fabricación mas grande de esta organización.

Los primeros pasos dados por la compañía, derivaron en la creación de su propio “Manual de Gestión Energética Integral”, en el cual luego de un análisis minucioso, una caracterización energética de la planta, y la implementación del sistema de gestión, se logró alcanzar, entre otros, los siguientes logros [1]:

- Se determinó el potencial de reducción del consumo de energía eléctrica y vapor a través de medidas operacionales, de mantenimiento, de control de equipos y de control de hábitos.
- Se estableció el banco de mejoras energéticas basado en medidas de nula y baja inversión para el corto y mediano plazo. La implementación de estas medidas representan un ahorro de 101963 kWh/mes, 210 Tonv/mes y aproximadamente \$16'216.955/mes.
- Se identificaron los motores eléctricos que al ser reemplazados por motores de alta eficiencia otorgan retornos de inversión inferiores o iguales a 15 meses, lográndose ahorros de energía eléctrica calculados en 34582 kWh/mes y \$5'561.404/mes con una inversión inicial cercana a \$64'926.000 y un tiempo de recuperación de la inversión promedio de 12 meses.
- Se identificó mediante el seguimiento de tendencias del consumo de energía eléctrica y de vapor, las variables operacionales impactantes en la eficiencia energética y se cuantificaron las variaciones obtenidas por acciones de mantenimiento y productivas en los diferentes sistemas.
- Se estructuró y se puso a prueba el sistema de gestión, con ahorros de energía eléctrica que alcanzan el 3,6% del consumo total de la planta y ahorros en vapor equivalentes al 25% del consumo.

- Se capacitó al personal clave en temas de eficiencia energética que comprendieron: Metas de la Compañía, Identificación de variables de control, Oportunidades de mejoramiento en sistemas energéticos secundarios, Mantenimiento dirigido a la Eficiencia y Gestión Energética Integral.

- Se identificaron los factores que deben ser controlados (variables de control), en cada área, cuya revisión diaria permite mantener los ahorros alcanzados durante la prueba realizada y controlar las áreas que representan mayor potencial de reducción del consumo energético.

- Se estableció un árbol de indicadores a nivel de empresa, para evaluar diariamente el comportamiento de la energía eléctrica. Este árbol de indicadores permite la comparación del desempeño de las áreas, la determinación del impacto en cada área en el consumo total de la planta y el establecimiento de estrategias orientadas a la reducción del consumo general.

- Mediante la implementación del sistema de gestión energética se demostró que es posible lograr el 66% de la meta planteada para energía eléctrica y el 280% de la meta planteada para vapor, de acuerdo con los ahorros de ambos portadores energéticos logrados en los meses de enero y febrero de 2008.

Con todas las bases aportadas por el desarrollo de este sistema de gestión, y con todo el potencial detectado durante su implementación, hoy día es posible seguir avanzando hacia nuevos retos de eficiencia energética y empresarial; y es precisamente esta dinámica, la que nos conduce a volcar la mirada de la compañía a la búsqueda de la optimización y mejora de la eficiencia termoenergética de sus dos centrales de cogeneración, constituyéndose de esta manera en la razón de ser del presente trabajo de grado.

1.2 ESTADO DEL ARTE DE CICLOS DE COGENERACION CON TURBINAS A GAS:

Para lograr alcanzar los objetivos propuestos del presente trabajo de grado, se hace necesaria una fundamentación teórica bastante fuerte, que permita conocer en detalle las características de diseño y operación de centrales de cogeneración como las que se pretende analizar. Por esta se procuró además de concentrar esfuerzos en el análisis del generador de calor recuperador de calor [2], dejar sentada buenas bases teóricas de diferentes fuentes bibliograficas especializadas especialmente del Handbook de Turbinas (Gas Turbine Engineering Handbook).

[3]

1.3 CICLO DE POTENCIA CON TURBINA DE GAS:

Las turbinas a gas son plantas de potencia, que producen una gran cantidad de energía mediante la quema de un combustible fósil. Su desarrollo y aplicaciones se han incrementado significativamente en los últimos 40 años en plantas industriales y petroquímicas. La gran variedad actual de tamaño, peso y tipo de combustible permite que las turbinas a gas puedan ser usadas en entornos tan difíciles como las plataformas petroleras.

En los últimos 20 años, las turbinas de gas han experimentado un gran crecimiento tecnológico en el cual se destacan aspectos como el desarrollo de materiales, recubrimientos, nuevos sistemas de enfriamiento y el aumento de la relación de compresión, la cual ha permitido aumentar la eficiencia térmica de las turbinas a gas desde 15% a más del 45% [3].

1.3.1 CICLO DE TURBINA A GAS EN CICLO COMBINADO O MODO DE COGENERACIÓN

En la actualidad, en muchas plantas generadoras se está explotando todo el potencial energético derivado de la utilización de los gases de escape de turbinas de gas, para la generación de vapor en una caldera recuperadora de calor (HRSG); produciendo energía eléctrica y energía térmica, a lo cual se le denomina Cogeneración.

Las grandes plantas de turbinas a vapor, que constituyeron la principal forma de generación de energía eléctrica a partir de combustibles en la década de los 80's, han sido sustituidas paulatinamente por Turbinas a Gas en Ciclo combinado (cogeneración), en la cual la turbina de gas es la pieza central de la planta. Se estima que entre 1997-2010 habrá un total instalado de 147,7 GW de potencia eléctrica en el mundo, con esta modalidad de ciclo.

En cuando al desempeño existe una amplia diferencia, ya que las plantas de generación de potencia con turbinas de vapor trabajan a valores de eficiencia cercanos al 35%, mientras que las centrales con Turbina a gas en ciclo combinado, tienen una eficiencia de alrededor del 55%. Tecnologías mas recientes en turbinas de gas esperan llevar la eficiencia del ciclo combinado hasta valores de 60-65% [3].

1.3.1.1 Rendimiento de Turbina de Gas

Las turbinas a gas se convierten en el principal reemplazo de las turbinas a vapor en la generación eléctrica alrededor del mundo, hecho que se presenta incluso en Europa, estados Unidos en donde hasta hace pocas décadas las turbinas de vapor fueron prácticamente la principal fuente de utilización del combustible fósil, a lo cual se suma la demanda energética en aumento de los países en vía de desarrollo.

Por esta razón en los últimos 10 años se ha venido avanzando considerablemente en la mejora de parámetros de operación de las turbinas a gas, que optimicen su operación; los esfuerzos se han concentrado principalmente en dos de ellos: La relación de compresión y la temperatura de combustión.

Las figuras 1.2 y 1.3 muestran el crecimiento de la Relación de compresión y la temperatura de combustión. El crecimiento de ambos parámetros se ha dado paralelamente ya que es la condición necesaria para el logro de la eficiencia térmica óptima.

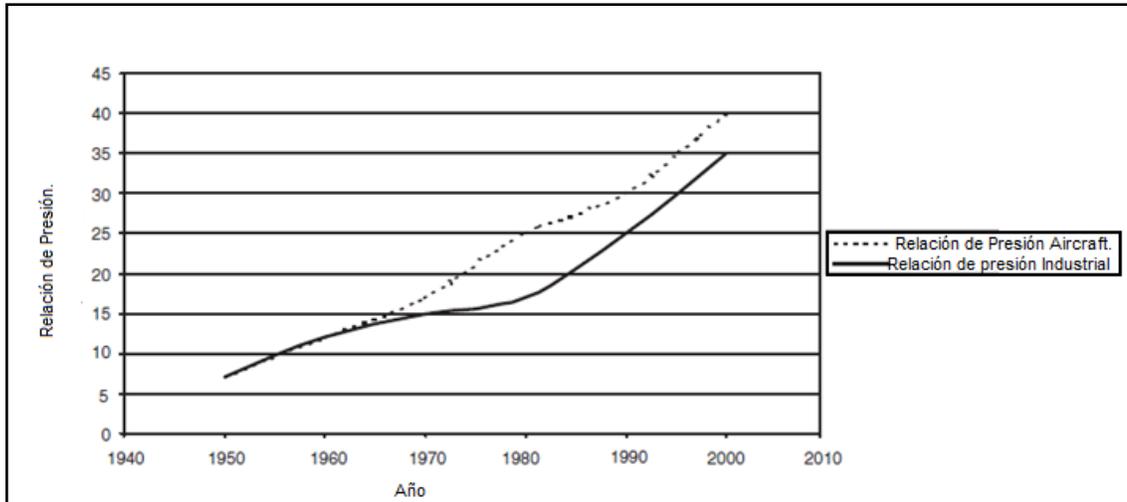


Figura 1.2. Desarrollo de la relación de compresión de motores a lo largo de los años [3]

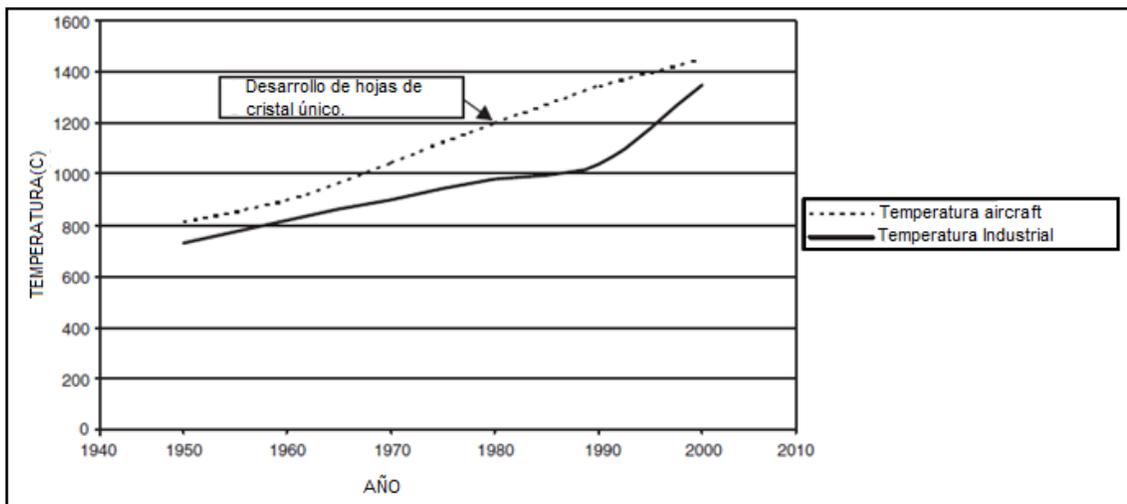


Figura 1.3. Evolución de la mejora en la temperatura de combustión [3]

El aumento de la relación de presión aumenta la eficiencia térmica de la turbina de gas cuando se acompaña con el aumento de la temperatura de los gases de combustión. La figura 1.4 muestra el efecto sobre la eficiencia del ciclo global de la relación de presión y la temperatura de combustión. El aumento de la relación de presión aumenta la eficiencia global a una temperatura dada, sin embargo el aumento de la relación de presión más allá de un determinado valor en cualquier

temperatura de combustión determinado realmente puede resultar en la reducción de la eficiencia global del ciclo.

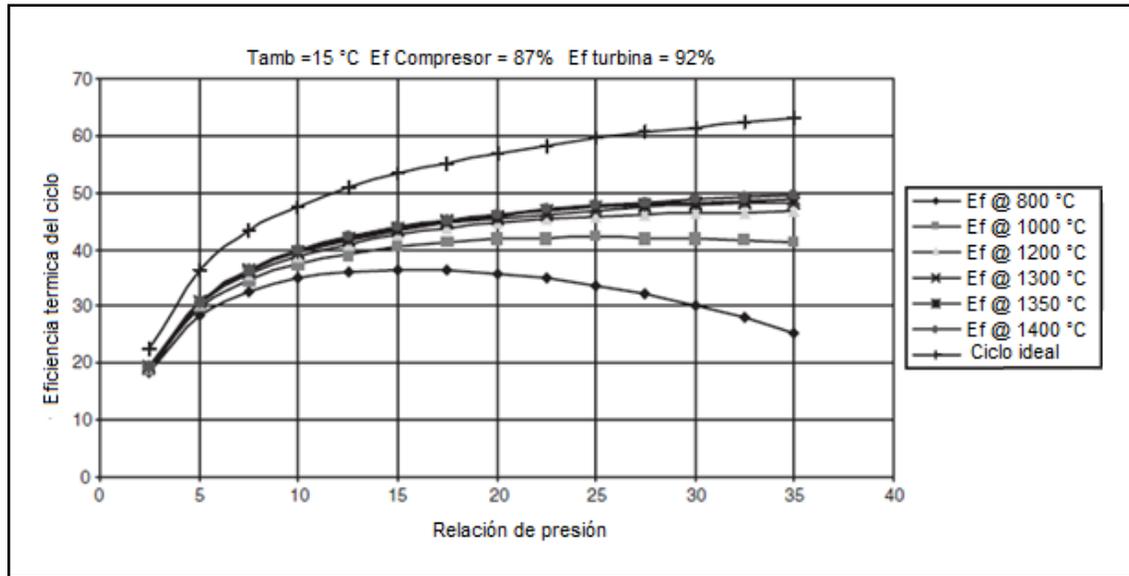


Figura 1.4. Eficiencia global del ciclo. [3]

En su comienzo, la turbina de gas se percibía como una fuente de energía relativamente ineficiente en comparación con otras fuentes de energía. Su eficiencia fue muy baja (15%) en la década de 1950, hoy en día este valor está en el orden de 45-50%. El factor limitante para la mayoría de las turbinas de gas ha sido la temperatura de entrada de la turbina. Con nuevos esquemas de refrigeración a base de vapor o aire acondicionado, y los avances en la metalurgia, se pueden lograr temperaturas más altas de la turbina. Las turbinas de gas nuevas han disparado las temperaturas de entrada a valores tan altos como 2600 °F (1427 °C), y relaciones de compresión de 40:1 con una eficiencia del 45% y superiores. [3]

1.3.1.2 Categorías de Turbina de Gas

La turbina de gas de ciclo simple se clasifica en cinco grandes grupos [3]:

1. Turbinas de gas tipo de armazón Heavy-Duty. Unidades de generación de gran potencia que van de 3 MW a 480 MW en una configuración de ciclo simple, con eficiencias que oscilan entre 30-46%.

2. Turbinas de gas Aircraft-Derivative. Estas unidades de generación de energía, tienen su origen en la industria aeroespacial en la cual se desempeñan como el principal motor de la aeronave. Estas unidades se han adaptado a la industria de generación eléctrica mediante la eliminación de los ventiladores, y la adición de una turbina de potencia en sus gases de escape. Estas unidades tienen capacidad de generación desde 2,5 MW hasta 50 MW. La eficiencia de estas unidades puede variar desde 35-45%.

3. Turbinas de gas tipo industriales. Su capacidad de generación varía alrededor de 2,5 MW-15 MW. Este tipo de turbina se utiliza ampliamente en muchas plantas petroquímicas para satisfacer la demanda interna de energía.

4. Turbinas de gas pequeñas. Estas turbinas de gas están en el rango de 0,5 MW-2.5MW. A menudo tienen compresores centrífugos y turbinas de flujo radial. Las eficiencias en las aplicaciones de ciclo simple varían de 15-25%.

5. Micro turbinas. Estas turbinas se encuentran en el rango de 20 kW-350 kW. Su crecimiento ha sido elevado desde finales de 1990, ya que hay un aumento en el mercado de generación de energía eléctrica.

1.3.1.3 Turbinas de Gas Tipo Industrial

Las turbinas de gas tipo industrial son de mediano rango en la clasificación de las turbinas de gas y por lo general oscila su generación está entre 5 a 15 MW nominal. Estas unidades son similares en diseño a las grandes turbinas de gas para servicio pesado.

Por lo general, el compresor centrífugo gira solidariamente, ya que esta montado sobre el mismo eje de la turbina.

La figura 1.5 muestra un tipo de turbina de gas industrial.

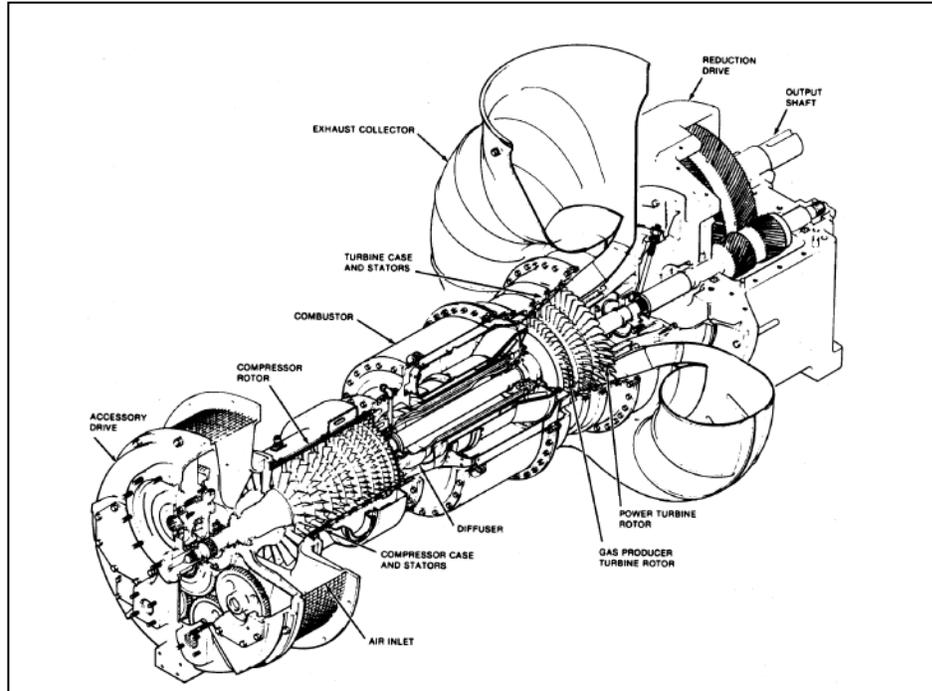


Figura 1.5. Turbina de gas industrial. [3]

En las turbinas de ciclo simple es baja en la eficiencia, pero mediante el uso de regeneradores para consumir gases de escape, esta eficiencia puede mejorarse mucho. En las plantas de proceso los gases de escape se utilizan para producir vapor, en recuperadores de calor.

Algunos diseños de turbinas de gas tienen regeneradores o recuperadores para mejorar la eficiencia. La figura 1.6 muestra como un nuevo diseño de la turbina de gas, que tiene una eficiencia del 38%. El término "intercambiador de calor regenerativo" se utiliza para este sistema en el que la transferencia de calor entre dos corrientes se ve afectada por la exposición de un tercer medio, alternativamente a los dos flujos. El flujo de calor, sucesivamente, entra y sale del tercer medio, que se somete a una temperatura cíclica.

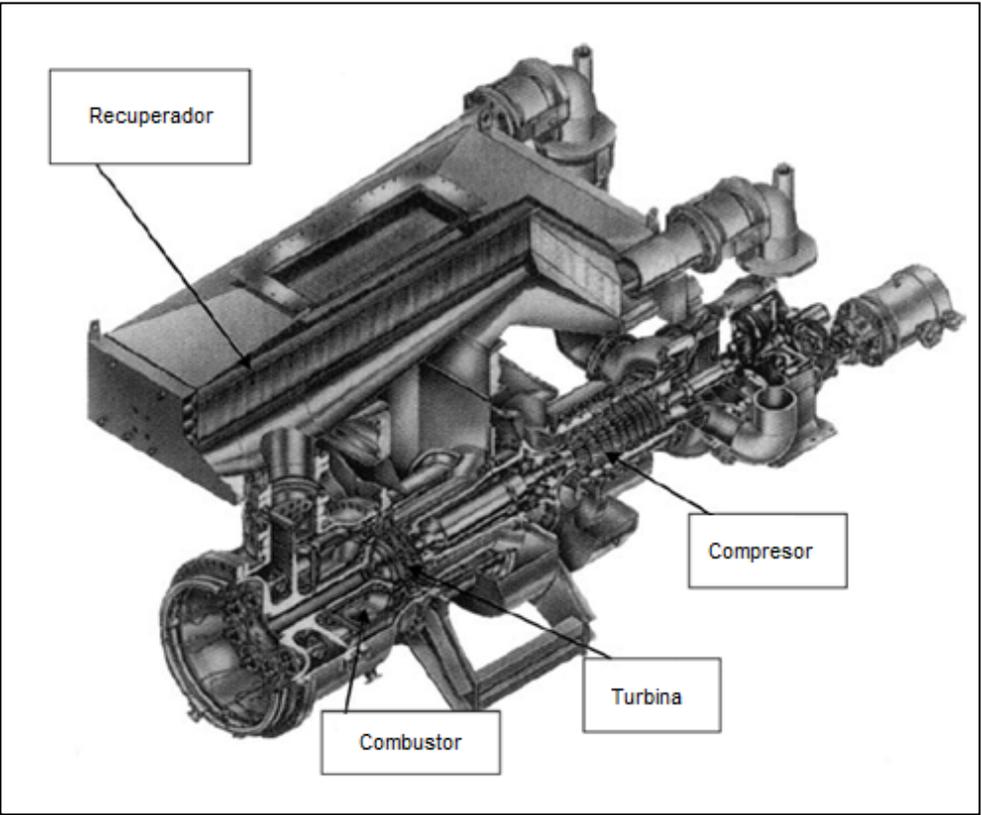


Figura 1.6. Turbina de gas industrial con recuperador. [3]

1.4 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA PLANTA DE ESTUDIO (BIOFILM S.A. –PLANTA CARTAGENA):

En el proceso productivo de fabricación de películas flexibles de esta compañía, requiere de tres portadores energéticos primarios: energía eléctrica, vapor y gas natural. Los dos primeros recursos se obtienen de dos sistemas de cogeneración, ubicados en la planta de producción, mientras que el gas natural es abastecido directamente por la comercializadora de este combustible de la región a la alimentación de las turbinas de gas de los sistemas de cogeneración. El proceso cuenta además con tres portadores energéticos Secundarios, que se obtienen a partir de los primarios: Agua fría, obtenida a partir de chillers de absorción consumidores de vapor; aire comprimido, obtenido a partir de compresores de tornillo eléctricos, y aceite térmico calentado en calderas a gas natural.



Figura 1.7. Central de cogeneración Biofilm S.A.

1.5 ESPECIFICACIONES TECNICAS NOMINALES DE LAS CENTRALES DE COGENERACION:

Los sistemas de Generación Termo-eléctrica presentan las siguientes características Nominales:

COGENERADORA 1				
Característica	Unidad	1	2	3
Temperatura de aire	°C	10.0	20.0	25.0
Humedad Relativa	%	60.0	60.0	60.0
Carga Especifica	Kw.	FULL	FULL	FULL
Potencia Neta Generada	Kw.	5513	5194	5018
Flujo de Combustible	Kcal./sec IT	4373.05	4184.43	4084.30
Heat Rate	Kcal./Kw.- hr	2856	2900	2930
Eficiencia Térmica	%	30.109	29.646	29.346
Flujo de Gases de Exhosto	Kg./hr	79323	76850	75375
Temperatura de Gases de Exhosto	°C	512	517	520

Tabla 1.1. Especificaciones Técnicas Nominales planta de cogeneración 1

La siguiente tabla, destaca las características nominales más relevantes del gas Natural usado en la Cogeneradora 1:

Composición de Combustible (% Volumen)	
Metano (CH ₄)	92.79
Etano (C ₂ H ₆)	4.16
Propano (C ₃ H ₈)	0.84
N-Butano (C ₄ H ₁₀)	0.18
N-Pentano (C ₅ H ₁₂)	0.04
N-Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.04
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0.44
Sulfhídrico (H ₂ S)	0.0001
Nitrógeno (N ₂)	1.51

Propiedades Nominales del Combustible		
LHV	Kcal./Nm ³	8827.1
Gravedad Especifica		0.5970
Índice de Wobbe @ 60 F		1215.6

Tabla 1.2. Propiedades Nominales del Combustible para planta de cogeneración 1

Para el caso de la Cogeneradora 2, los datos nominales son los siguientes:

COGENERADORA 2				
Característica	Unidad	1	2	3
Temperatura de aire	°C	10.0	20.0	25.0
Humedad Relativa	%	60.0	60.0	60.0
Carga Especifica	Kw.	FULL	FULL	FULL
Potencia Neta Generada	Kw.	4984	4628	4456
Flujo de Combustible	Kcal./sec IT	3960.15	3758.61	3666.25
Heat Rate	Kcal./Kw.-hr	2861	2924	2962
Eficiencia Térmica	%	30.057	29.411	29.028
Flujo de Gases de Exhosto	Kg./hr	77616	74717	73073
Temperatura de Gases de Exhosto	°C	483	487	492

Tabla 1.3. Especificaciones Técnicas Nominales planta de cogeneración 2

Las siguientes tablas, destacan las características nominales más relevantes del gas Natural usado en la Cogeneradora 2:

Composición de Combustible (% Volumen)	
Metano (CH ₄)	92.79
Etano (C ₂ H ₆)	4.16
Propano (C ₃ H ₈)	0.84
N-Butano (C ₄ H ₁₀)	0.18
N-Pentano (C ₅ H ₁₂)	0.04
N-Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.04
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0.44
Sulfhídrico (H ₂ S)	0.0001
Nitrógeno (N ₂)	1.51

Propiedad del Gas Natural		
LHV	Kcal./Nm ³	8827.1
Gravedad Especifica		0.5970
Índice de Wobbe @ 60 F		1215.6

Tabla 1.4. Propiedades Nominales del Combustible para planta de cogeneración 2.

1.6 ESQUEMA OPERACIÓN – FUNCIONAMIENTO DE LAS PLANTAS DE COGENERACION:

Los sistemas de Cogeneración de la industria de películas flexibles objeto de estudio, presentan la siguiente distribución:

1.6.1 Cogeneradora 1:

La cual suministra energía eléctrica y vapor a los equipos pertenecientes a dos líneas de producción, los consumidores de vapor se encuentran en el área de Servicios o casa de Maquinas y son 3 Chillers de absorción cuyo consumo nominal esta en el orden de la 8,5 Toneladas /Hora de vapor. En el esquema también se puede apreciar la distribución de los demás energéticos en el proceso de producción tales como gas Natural (línea Naranja) y aceite térmico (línea roja), los cuales solo se utilizan en estas dos líneas de producción.

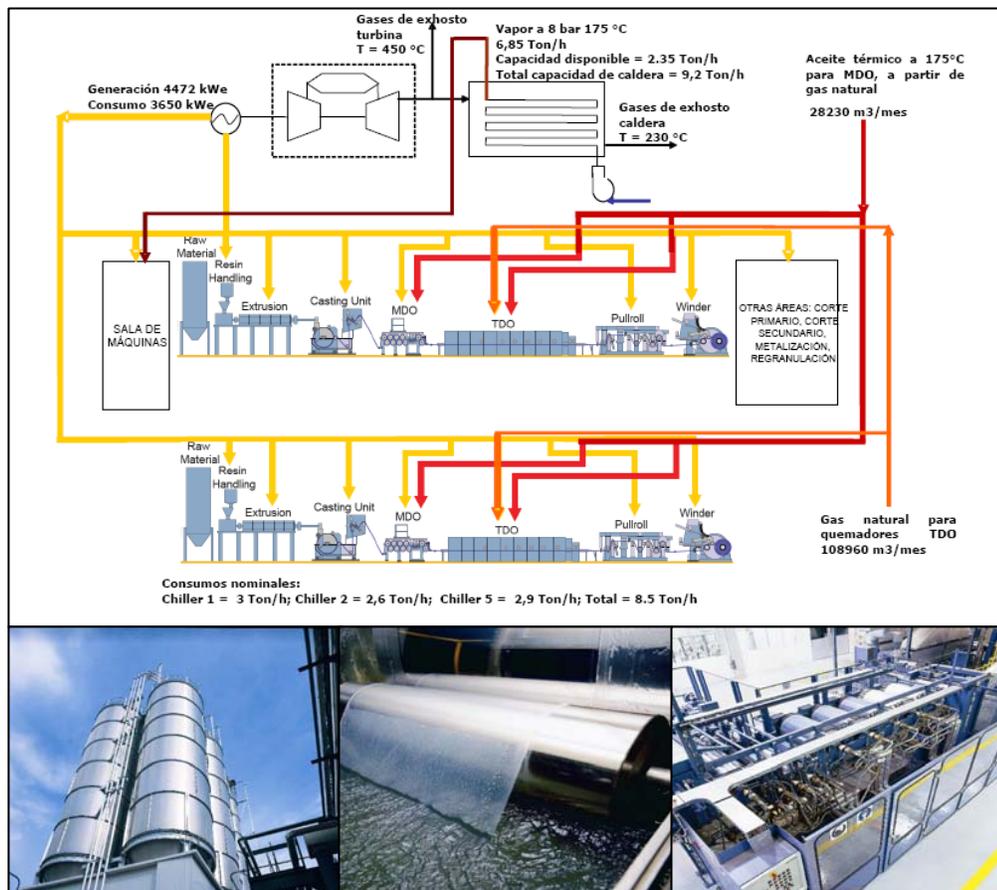


Figura 1.8. Esquema operación – funcionamiento planta de cogeneración 1

1.6.2 Cogeneradora 2:

La cual suministra energía eléctrica y vapor a los equipos pertenecientes a una sola línea de producción de mayor capacidad, los consumidores de vapor se encuentran en el área de Servicios o casa de Maquinas y es un Chiller de absorción cuyo consumo nominal esta en el orden de la 5,8 Toneladas /Hora de vapor. A diferencia del esquema anterior se puede observar que el propio proceso de producción también existen consumidores de vapor de cogeneración y desaparecen los suministros de energéticos adicionales (GN o Aceite térmico).

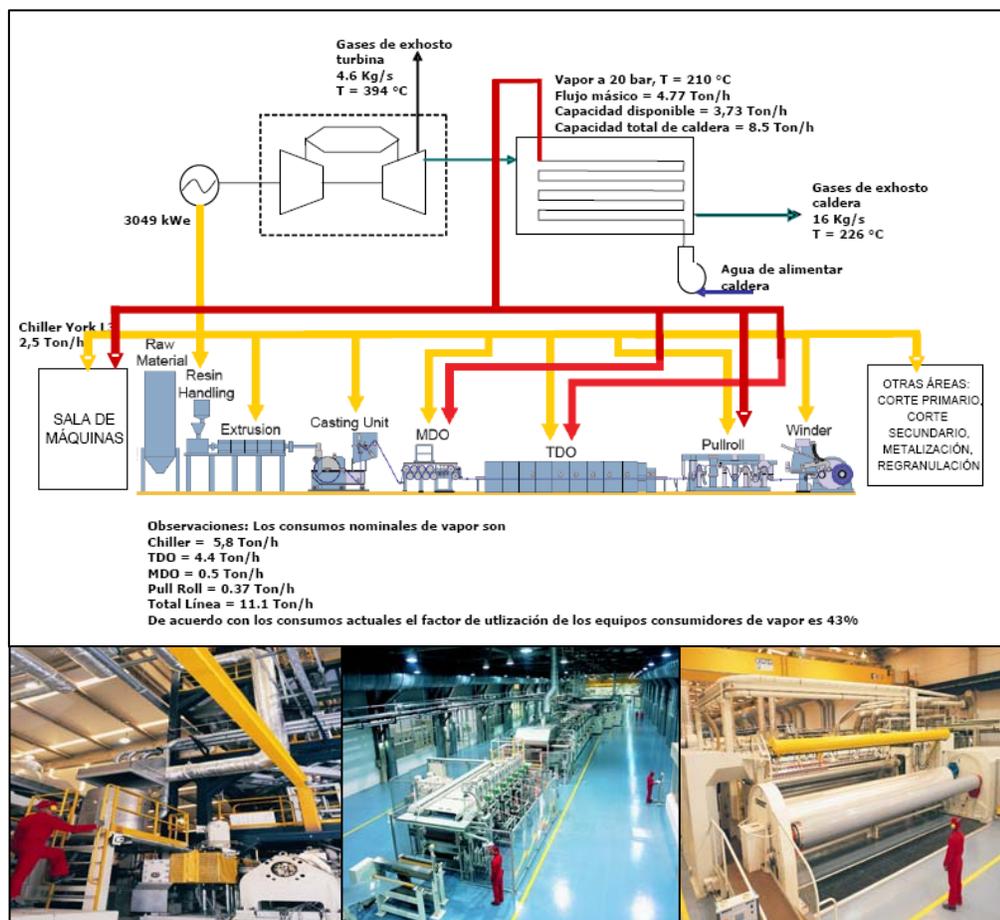


Figura 1.9. Esquema operación – funcionamiento planta de cogeneración 2

1.7 ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE LA PLANTA:

Tal como se ha mencionado en apartes anteriores el proceso productivo de la planta de producción, requiere de tres portadores energéticos básicos: energía eléctrica, vapor y gas natural. El abastecimiento de los dos primeros recursos energéticos es mediante dos sistemas de cogeneración, ubicados en la planta, mientras que el gas natural es abastecido directamente por la comercializadora de gas natural de la región (Surtigás.)

En la tabla siguiente se describen las capacidades y características principales del sistema de cogeneración la planta de producción.

CARACTERÍSTICAS	PLANTA COGENERACIÓN 1	PLANTA COGENERACIÓN 2
Capacidad de generación eléctrica	4,8 MW	5,2 MW
Capacidad de generación de vapor	14 Tonv/h (50% con recuperación de gases de escape y 50% con quemador de gas natural)	16 Tonv/h (50% con recuperación de gases de escape y 50% con quemador de gas natural)
Ciclo	Turbina de gas con recuperación de calor para generación de vapor de proceso	Turbina de gas con recuperación de calor para generación de vapor de proceso

Tabla 1.5. Capacidades del sistema de cogeneración la planta de producción

1.7.1 Usos de la Energía eléctrica:

El consumo de energía eléctrica en la planta se distribuye según áreas de proceso productivo así: 37% Línea 3; 31% Línea 1; 25% Línea 2 y 7% Corte y Metalización.

Las líneas 1 y 2 presentan consumos de energía eléctrica muy similares. La diferencia que se presenta en el cuadro obedece a que las áreas de servicio (sala de máquinas 1) se alimenta eléctricamente de los transformadores de las dos líneas, teniendo una mayor participación en la línea 1.

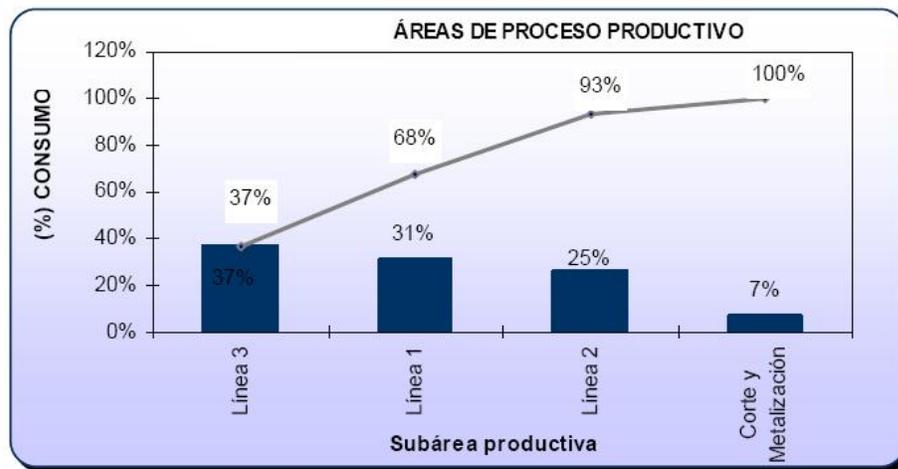


Figura 1.10. Distribución del consumo de energía en Planta según procesos productivos

1.7.2 Usos del Vapor

La planta de cogeneración 1 genera vapor para abastecer los procesos de la línea 1 y 2, donde los equipos consumidores son los chillers de absorción 1, 2 y 4 que a su vez soportan la demanda de agua fría de estas líneas, Metalizadora 3 y acondicionamiento de aire.

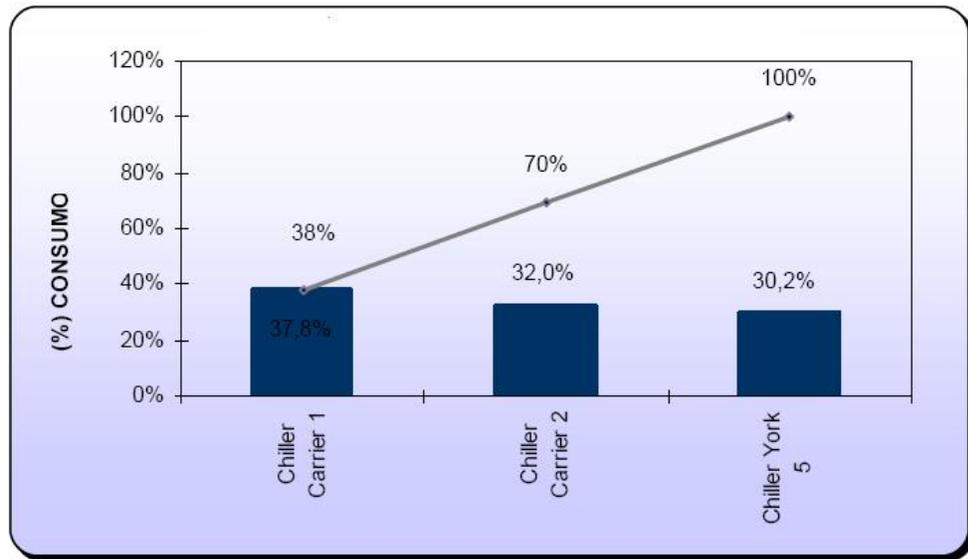


Figura 1.11. Usos del vapor de la planta cogeneración 1

La planta de cogeneración 2 abastece de vapor a la línea de producción 3, en sus demandas de calor para unidades de calentamiento en otras partes del proceso. Igualmente abastece el vapor requerido para el chiller de absorción de una etapa de capacidad de 680 TR destinado prioritariamente para demanda de agua fría del proceso BOPP 3, regranulación 3 y acondicionamiento de aire.

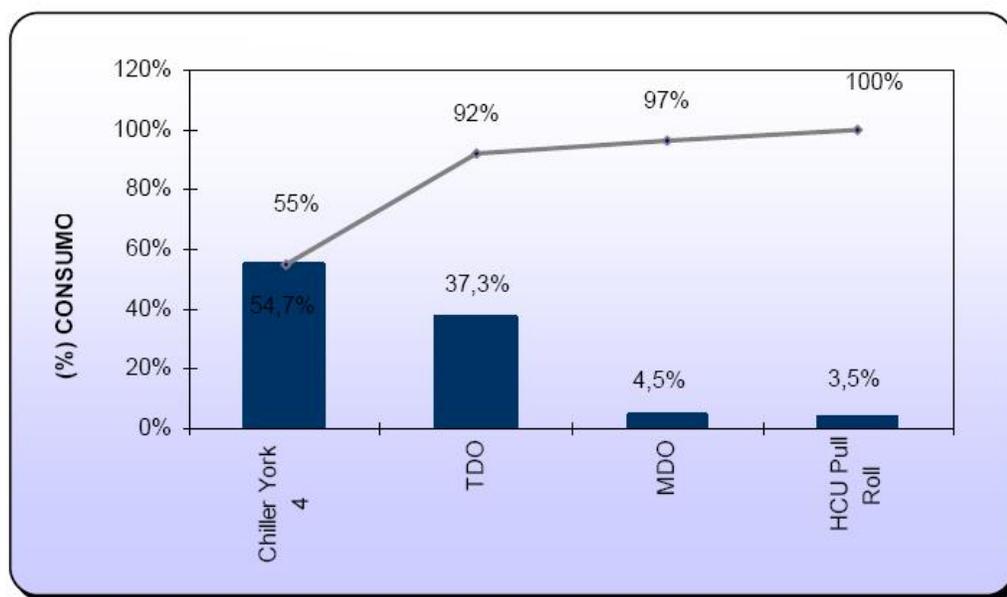


Figura 1.12. Usos del vapor de la planta cogeneración 2.

1.8 COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA:

A continuación se detallan los costos de generación eléctrica (actualizado Abril de 2010) de cada una de las centrales de cogeneración.

Planta	Energía Generada (kWh/mes)	Costos de Generación (\$/mes)	Tarifa de Energía generada (\$/kWh)	Tarifa de energía de red (\$/kWh)
CG1	1.848.037	375.876.791	\$ 203	\$ 275
CG2	2.141.040	408.352.605	\$ 191	\$ 275

Tabla 1.6. Costos de Generación de las centrales.

1.9 DISTRIBUCION Y COSTOS DEL GAS NATURAL:

La distribución y el costo del energético más importante de la compañía (Gas Natural), se puede apreciar en la siguiente Tabla:

Proceso	KPC/día	KPC/mes	%	% Acumulado
Turbina Central 1	1188	35640	42,10%	42,10%
Turbina Central 2	1155	34650	40,93%	83,02%
Caldera recuperadora 1	173	5189	6,13%	89,15%
Caldera recuperadora 2	146	4379	5,17%	94,32%
Quemadores TDO L1	65	1964	2,32%	96,64%
Quemadores TDO L2	64	1919	2,27%	98,91%
Caldera Aceite térmico 2	17	506	0,60%	99,51%
Caldera Aceite térmico 1	14	418	0,49%	100,00%
Total	2822	84665	100,00%	

Costo de Gas Natural:	4,01	USD/KPC
Impuestos:	25%	(%)
Total:	5,01	USD/KPC

Tabla 1.7. Distribución del consumo de Gas Natural de la Planta.

La figura 1.13 evidencia la magnitud del consumo de gas natural en cada una de las centrales de cogeneración, el cual suma el 94,32% del total de la planta.

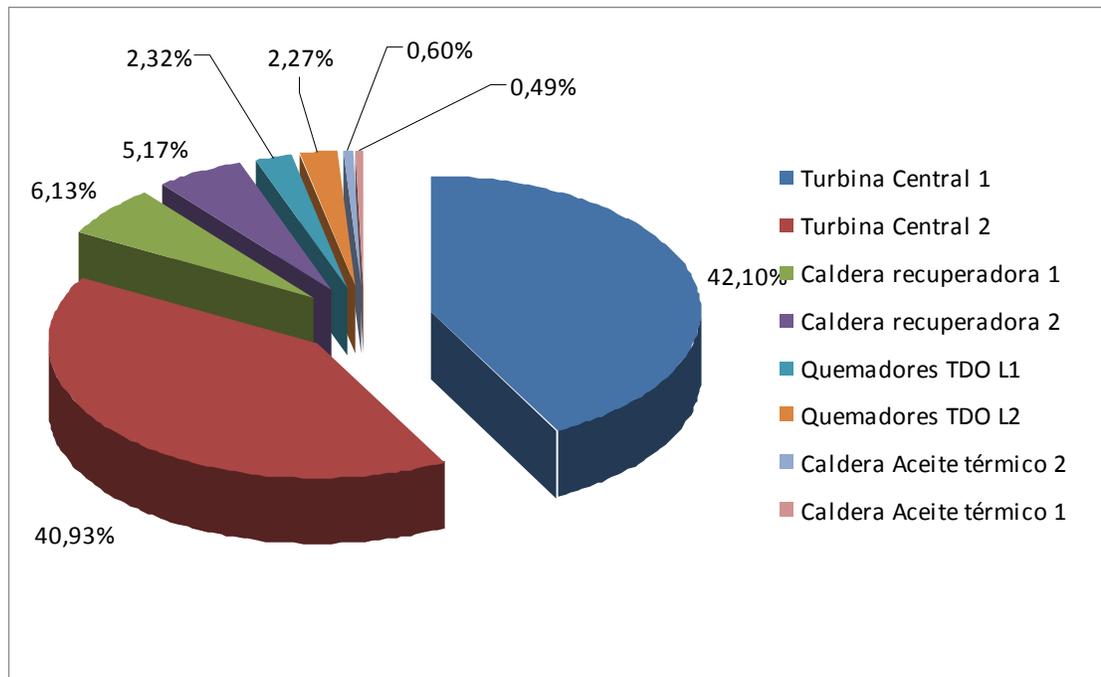


Figura 1.13. Distribución del consumo de Gas Natural de la Planta.

1.10 APLICACIÓN DE LOS INCENTIVOS DE LEY A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

A continuación se describen algunos beneficios de la implementación de proyectos de Uso eficiente de la energía, que generarían un valor agregado al desarrollo de proyectos como el presente. El siguiente resumen de beneficios es de total conocimiento de la empresa donde se realiza el análisis y esta contenido en su manual de Gestión Energética [1].

1.10.1 Exención de impuestos

Según la Ley 633 de 2000, Artículo 12: “Las personas que realicen inversiones directamente o a través de Centros de Investigación, Centros de Desarrollo Tecnológico, constituidos como entidades sin ánimo de lucro, o Centros y Grupos de Investigación de Instituciones de Educación Superior, reconocidos por COLCIENCIAS, en proyectos calificados como de carácter científico, tecnológico o de innovación tecnológica, por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, o en proyectos de formación profesional de instituciones de educación superior estatales u oficiales y privadas, reconocidas por el Ministerio de Educación Nacional, que sean entidades sin ánimo de lucro y que en un proceso voluntario hayan sido acreditadas u obtenido acreditación de uno o varios programas, tendrán derecho a deducir de su renta el ciento veinticinco por ciento (125%) del valor invertido en el período gravable en que se realizó la inversión. Los proyectos de inversión deberán desarrollarse en áreas estratégicas para el país tales como ciencias básicas, ciencias sociales y humanas, desarrollo industrial, ciencias agropecuarias, medio ambiente, hábitat, educación, salud, electrónica, telecomunicaciones, informática, biotecnología, minería y energía. Esta deducción no podrá exceder del veinte por ciento (20%) de renta líquida, determinada antes de restar el valor de la inversión.

1.10.2 Proyectos de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales

Son proyectos de innovación y desarrollo tecnológico que contribuyen en el mejoramiento de la competitividad, la productividad, y la sostenibilidad ambiental del sector productivo y en general en el bienestar social de los beneficiarios. Este tipo de proyectos incluye entre otros los siguientes:

- Diseño y desarrollo de nuevos productos, procesos y servicios energéticos que propendan por la eficiencia energética.
- Introducción de nuevos procesos, productos y servicios energéticos o mejora sustancial de los existentes con impacto en el mejoramiento del uso de la energía.
- Optimización, simulación y control de procesos.
- Nuevas metodologías y técnicas para el manejo y administración de la energía en la empresa.
- Desarrollos experimentales y nuevas tecnologías en fuentes no convencionales de energía.

1.10.3 Venta de Bonos Verdes (Mecanismo de Desarrollo Limpio)

A nivel mundial se le ha prestado especial atención al fenómeno de cambio climático del planeta, el cual es ocasionado por la alta concentración de gases de efecto invernadero (GEI) presentes en la atmósfera, causados por la emisión no

controlada de éstos. Los gases que mayor incidencia tienen en la intensificación del efecto invernadero son CO₂ (60%), CH₄ (20%) y N₂O (20%). Este fenómeno es tratado en el Protocolo de Kyoto, el cual es un acuerdo internacional vinculado a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, cuyo objetivo es controlar las emisiones de los GEI (CO₂, CH₄, N₂O). Mediante el Protocolo de Kyoto, los países que se acogen a la convención, se comprometen a lograr una reducción en conjunto del 5% de las emisiones promedio calculadas entre los períodos 2008 a 2012.

Teniendo en cuenta que Colombia es un país en desarrollo, las emisiones de GEI que produce no son determinantes para cuantificar el impacto ambiental global que se evalúa en el planeta. El Protocolo de Kyoto ha comprometido en la reducción de emisiones a países altamente desarrollados, que son los catalogados como los más contaminantes, sin embargo, países como Colombia, tienen la posibilidad de favorecerse mediante la adquisición de nuevas tecnologías con la reducción de las emisiones, lo cual plantea el Mecanismo de Desarrollo Limpio, que permite la negociación de los certificados de reducción de emisiones, es así como se benefician tanto los países que deben cumplir la cuota al tener mayor flexibilidad en el cumplimiento de sus metas, como también los países en desarrollo al posibilitarse elevar su nivel tecnológico.

1.10.4 Proyectos en pequeña escala del MDL

Está establecido que los proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio de pequeña escala recibirán un tratamiento especial, siendo posible emplear metodologías y procedimientos simplificados para su formulación, aprobación y ejecución.

Los pequeños proyectos se definen como:

- “Actividades de proyectos de energía renovable con una capacidad de producción equivalente máxima de hasta 15 megavatios (o un equivalente apropiado).
- Actividades de proyectos de mejoramiento de la eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, del lado de la oferta o de la demanda, hasta por el equivalente de 15 GWh/año.
- Otras actividades de proyectos que reduzcan las emisiones antropógenas por fuentes y que directamente emitan menos de 15 kton de dióxido de carbono al año”

1.10.5 Mención al mérito URE

El premio Orden al Mérito URE se realiza desde el año 2004, según lo reglamentado por el decreto 3683 y las condiciones establecidas por la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia.

El Principal objetivo del premio es destacar a nivel nacional, los proyectos y las acciones llevadas a cabo para conseguir un uso más eficiente de la energía, recurriendo directa o indirectamente al uso de fuentes de energía más limpias y de menor impacto ambiental, sustitución de derivados del petróleo por otras fuentes de energía conservando o mejorando los niveles de eficiencia energética y de menor impacto ambiental, y/o la utilización de fuentes renovables de energía de forma integral y eficiente. [4]

Teniendo en cuenta que en esta Planta de Producción se iniciaron acciones de gestión energética desde el año 2006 se recomienda la participación en esta convocatoria en la categoría de Industria y Comercio. El premio por el cual se concursa en esta categoría consiste en una placa, certificado Premio Orden al Mérito URE y el sello que lo acredita como del concurso en esta categoría, el cual podría ser usado por la Compañía como valor agregado a su imagen corporativa. Igualmente la UPME ofrece la promoción de incentivos para el acceso capacitaciones nacionales e internacionales y la publicación de su trabajo en eventos internacionales.

2. ASPECTOS METODOLOGICOS

Este capítulo señala las consideraciones necesarias y las principales expresiones para cálculo de eficiencia en centrales de cogeneración extraídas de Normas y Códigos Internacionales (ASME), ampliamente conocidos y dentro de los cuales se destacan:

- ASME PTC 1 *General Instructions for Power Test Cod.*
- ASME PTC 22 Gas turbine power plants – Power test code
- ASME PTC 4.4 *Gas turbine heat recovery steam generators performance test code*

Las cuales permiten determinar todos los términos necesarios para utilizar expresiones de eficiencia energética tales como:

$$\begin{aligned} \text{Heat Rate Turbina} &= \frac{\text{Calor a la Turbina, KJ (Entrada de Combustible)}}{\text{Potencia Generada, Kw}} \\ \text{Eficiencia HRSG} &= \frac{\text{Energía a la Salida HRSG, KJ (vapor)}}{\text{Calor suministrado a HRSG, KJ}} \\ \text{Heat Rate de la Central} &= \frac{860 \times 4,19 \times 100}{\text{Eficiencia Total Central}} \left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kwh}} \right] \\ \text{Eficiencia Termica} &= \frac{(\text{Potencia Generada} \times 860 \times 4,19) + (\text{Vapor Generado} \times \text{Entalpia})}{\text{Flujo de combustible} \times \text{LHV}} \end{aligned} \tag{2.1}$$

2.1 PUNTOS DE MEDICIÓN:

La figura 2.1 muestra la localización de los instrumentos necesarios para la adquisición de los parámetros de evaluación de los análisis:

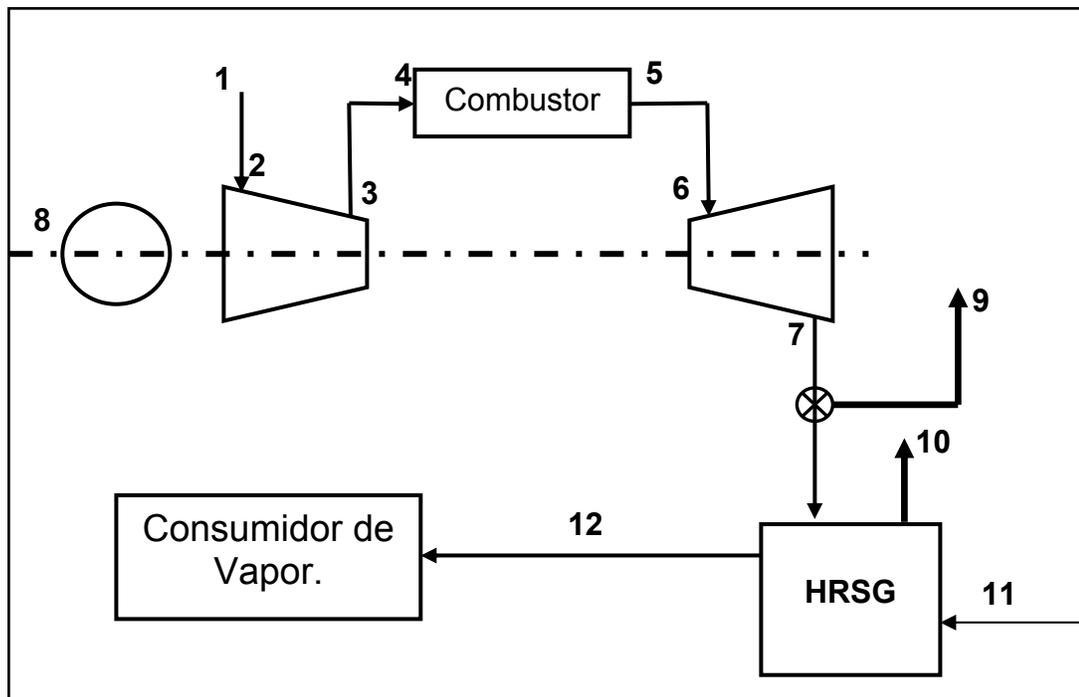


Figura 2.1. Puntos de Medición para el análisis de eficiencia.

Punto 1: Condiciones Ambiente de Aire (presión, temperatura, humedad, flujo, caída de presión despees de las filtros)

Punto 2: Condiciones del aire a la entrada del compresor (temperatura)

Punto 3: Condiciones del aire a la salida del compresor (temperatura, presión)

Punto 4: Alimentación de combustible al combustor (flujo, temperatura, presión, composición química)

Punto 5: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la cámara de combustión (temperatura)

Punto 6: Condiciones de los gases de combustión en la entrada de la turbina (temperatura)

Punto 7: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la turbina (temperatura, flujo)

Punto 8: Potencia generada (Kw.: Kilowatios, Factor de potencia)

Punto 9: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la chimenea de By pass (temperatura.)

Punto 10: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la chimenea principal (temperatura.)

Punto 11: Alimentación de agua al generador de vapor (flujo, temperatura)

Punto 12: Condiciones de salida de vapor del HRSG (presión, temperatura, flujo)

2.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE EFICIENCIA:

2.2.1 Calculo de flujo de Combustible:

El combustible es la fuente primaria de energía de la planta de cogeneración, por lo cual cualquier pequeña variación o error en la medición de sus parámetros podría afectar significativamente el comportamiento de toda la planta.

En las plantas de cogeneración, se pueden medir en línea parámetros (flujo) de los combustibles gaseosos utilizados mediante avanzados sistemas, y es posible utilizar estos datos para analizar el comportamiento global de la planta.

Las empresas distribuidoras de gas, normalmente cuentan con sistemas de medición en línea de flujo de combustible, el cual puede estar integrado con el sistema de control e instrumentación de los consumidores, para visualizar flujos instantáneos y totalizados.

2.2.1.1. Volumen de gas en Condiciones Estándar:

$$V_s = V_m \times \frac{(P_m - P_w) \times 288}{101.325 \times (T_m + 273) \times Z} \quad (2.2)$$

Donde:

V_s = Volumen Total del combustible gaseoso en condiciones estándar [m^3]

V_m = Volumen Medido del combustible gaseoso en condiciones de operación [m^3]

P_m = Presión medida del gas [mm de Hg]

P_w = Presión de Vapor de agua [mm de Hg] (Cero para gases secos)

T_m = Temperatura medida del gas [$^{\circ}C$]

Z = Factor de compresibilidad del gas a la correspondiente temperatura y presión.

2.2.1.2 Cálculo de Consumo específico de combustible:

Para calcular el consumo específico de combustible de la planta:

$$V_{ng} = \frac{V_s}{T_t} \quad (2.3)$$

Donde:

V_{ng} = Consumo de combustible por hora [Nm^3/h]

T_t = Tiempo de duración de la evaluación [horas]

El consumo específico de combustible de la planta se determina mediante:

$$W_s = \frac{V_{ng}}{P} \quad (2.4)$$

Donde:

W_s = Consumo específico de combustible por Kilovatio [Nm^3/kwh]

V_{ng} = Consumo de combustible por hora [Nm^3/h]

P = Potencia eléctrica neta generada [Kw.]

2.2. 2 Cálculo de consumo de calor:

$$q_r = V_{ng} \times Q_{lo} \quad (2.5)$$

Donde:

q_r = Consumo de calor [KJ/h]

Q_{lo} = Poder calorífico inferior de combustible [KJ/Nm³]

2.2.3 Cálculos de Heat Rate:

$$q_s = \frac{q_r}{P} \quad (2.6)$$

Donde:

q_s = Heat Rate [KJ/kwh]

q_r = Consumo de calor [KJ/h]

P = Potencia eléctrica neta generada [Kw.]

También es posible utilizar:

$$q_s = \frac{3600}{\eta_{gt}} \quad (2.7)$$

Donde:

q_s = Heat Rate [kJ/kWh]

η_{gt} = Eficiencia térmica basada en la potencia eléctrica generada [%]

2.2.4 Eficiencia Térmica de la turbina de gas:

$$\eta_{gt} = \frac{3600 \times P \times 100}{q_r} \quad (2.8)$$

Donde:

η_{gt} = Eficiencia térmica basada en la potencia eléctrica generada [%]

P = Potencia eléctrica neta generada [Kw.]

q_r = Consumo de calor [KJ/h]

2.2.5 Eficiencia Térmica del generador de vapor (HRSG):

$$\eta_{HRSG} = \frac{W_s \times (h_{12} - h_{11}) \times 100}{[W_{eg} \times C_p \times (t_e - t_{exosto})] + (V_{gh} \times Q_{lo})} \quad (2.9)$$

Donde:

η_{HRSG} = Eficiencia térmica basada en vapor neto generado [%]

W_s = Vapor generado [kg/s]

h_{12} = Entalpía del vapor a la salida de la caldera [kJ/kg]

h_{11} = Entalpía de agua alimentar caldera [kJ/kg]

W_{eg} = Flujo de gases de exosto [kg/s]

C_p = Valor promedio de calor especifico de los gases de exosto [kJ/kg°C]

t_e = Temperatura de los gases de exosto en la entrada de HRSG [°C]

t_{exosto} = Temperatura de los gases de exosto en la salida de HRSG [°C]

Q_{lo} = Poder calorífico inferior de combustible [KJ/Nm³]

V_{hg} = Consumo de combustible por hora en Quemador Auxiliar de HRSG [Nm³/h]

Con el objetivo de profundizar más en el análisis de la eficiencia del HRSG, y de identificar focos de ineficiencia en este componente, en la sección 2.3 se propone la adaptación de las ecuaciones de la norma ASME PTC 4.4 a las condiciones de diseño y operación de la planta de cogeneración estudiada en el presente trabajo.

2.2.6 Eficiencia Global de la central de Cogeneración:

$$\eta_{plant} = \frac{(P \times 860 \times 4.19) + (W_s \times (h_{12} - h_{11}) \times 3600)}{V_{ng} \times Q_{lo}} \times 100 \quad (2.10)$$

Donde:

η_{plant} = Eficiencia global de la centra basada en vapor y potencia neta generado [%]

P = Potencia eléctrica neta generada [Kw.]

W_s = Vapor generado [kg/s]

h_{12} = Entalpía del vapor a la salida de la caldera [kJ/kg]

h_{11} = Entalpía de agua alimentar caldera [kJ/kg]

Q_{lo} = Poder calorífico inferior de combustible [KJ/Nm³]

V_{ng} = Consumo de combustible por hora [Nm³/h] (Sumado Turbina y HRSG)

2.2.7 Heat Rate de la central de cogeneración:

$$q_{cogen} = \frac{860 \times 4.19 \times 100}{\eta_{plant}} \quad (2.11)$$

Donde:

q_{cogen} = Heat rate de la central basado en vapor y potencia neta generada [kJ/kWh]

η_{plant} = Eficiencia global de la centra basada en vapor y potencia neta generado [%]

2.3 REELABORACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO GENERAL DE LA NORMA ASME PTC 4.4, PARA SU APLICACIÓN A LAS CONDICIONES ESPECIFICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LA HRSG, BIOFILM S.A. PLANTA CARTAGENA

Con el propósito de determinar los indicadores de eficiencia, se presenta la reelaboración de la metodología de cálculo general de la norma ASME PTC 4.4, presentada anteriormente, que permitirá evaluar la HRSG 2, de la empresa BIOFILM S.A. planta Cartagena, a las condiciones específicas de diseño y diferentes condiciones de operación.

La metodología consiste en emplear dos métodos de cálculo para determinar la eficiencia del generador de vapor recuperador de calor, uno es el método de Entrada – Salida o también conocido como el método directo, y el otro es el método de las perdidas o también llamado el método indirecto. Se emplearan las

convenciones para la numeración y las unidades tal como las expresa la norma americana en sistema Ingles.

2.3.1 MÉTODO DIRECTO

La eficiencia de una HRSG es definida por este método como la relación de la energía de salida y la energía de entrada, como se presenta a continuación:

$$\eta = \frac{\text{Energía de Salida}}{\text{Energía de Entrada}} \times 100\% \quad (2.12)$$

La energía de salida es el calor absorbido por el fluido de trabajo (agua y vapor) de la HRSG, y la energía total en la entrada es la suma de las entradas de calor individual (calor sensible suplido por el flujo de gases de escape de la turbina de gas, calor de la combustión del combustible suplementario, y total de los créditos de calor). Por tanto, la eficiencia es expresada como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Calor absorbido por el fluido de trabajo}}{\text{Calor de los gases de escape de la turbina} + \text{Calor del combustible suplementario} + \text{Creditos de calor}} \times 100\% \quad (2.13)$$

La energía de salida absorbida por el fluido de trabajo, se determina a partir de la siguiente expresión, teniendo en cuenta que posee solamente un nivel de presión y no posee bombas de recirculación de agua empleadas solamente en calderas acuotubulares:

$$Salida = E_{util} = \dot{m}_{vapor} (h_{vapor} - h_{agua}) = \dot{m}_{vapor} (h_{10} - h_9) \quad (2.14)$$

Donde:

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{Lb}{hr} = \text{Rata de flujo de vapor.}$$

$$h_{10} = \frac{BTU}{Lb} = \text{Entalpía del vapor saturado.}$$

$$h_9 = \frac{BTU}{Lb} = \text{Entalpía del agua a la temperatura de entrada.}$$

La energía térmica que posee las purgas no es tomada en cuenta como energía de salida, ya que no hace parte de la energía útil en el proceso.

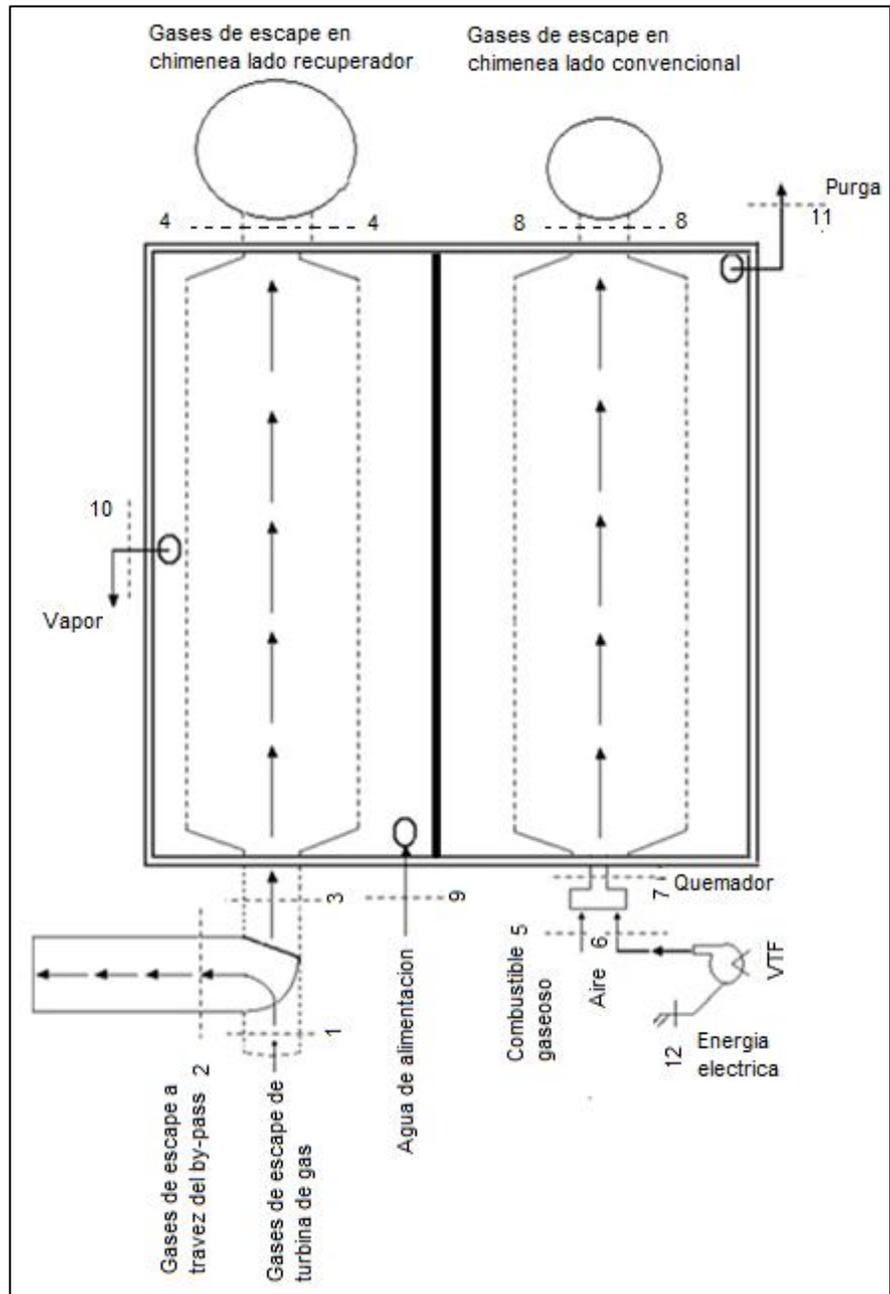


Figura 2.2. Diferentes formas de energía que atraviesan las fronteras del HRSG
 (Fuente: ASME PTC 4.4 Gas Turbine HRSG Performance Test Code)

La energía de entrada es definida como el calor sensible en los gases de escape a la HRSG, más el calor químico en el combustible complementario.

Como no existe precalentamiento del combustible gaseoso antes de entrar en el quemador, la variación de la temperatura es insignificante, desde la salida de la subestación de gas natural hasta la entrada del quemador, los créditos de calor agregados por este, es cero. Así también, como no existe calentamiento en el aire del ventilador de tiro forzado, las variaciones de temperatura dentro de este son de unos pocos grados, lo cual hace que sea despreciable la energía aportada por este fluido. Sabiendo esto, la energía de entrada se determina a partir de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 \text{Entrada} &= E_{TC} + E_{Q.CONV} \\
 &= \dot{m}_1 \cdot c_{p,3} (T_3) + \dot{m}_{comb} (PCI) \\
 &= \dot{m}_1 \cdot c_{p,3} (T_3) + \dot{m}_5 (PCI) \\
 &= \dot{m}_1 \cdot c_{p,3} (T_3) + \dot{m}_5 \left(\frac{PCI}{\rho} \right)
 \end{aligned} \tag{2.15}$$

Donde:

$$\dot{m}_1 = \frac{Lb}{hr} = \text{Rata de flujo de gases de escape de turbina a gas.}$$

$$C_{p,3} = \frac{BTU}{Lb \text{ } ^\circ F} = \text{Calor específico de los gases de escape a la temperatura } T_3.$$

$$t_3 = \text{ } ^\circ F = \text{Temperatura de gases de escape, entrada a caldera.}$$

$$\dot{m}_5 = \frac{Lb}{hr} = \text{Rata de flujo del combustible suplementario.}$$

$$PCI = \frac{BTU}{ft^3} = \text{Poder calórico inferior del combustible suplementario.}$$

$$\rho = \frac{Lb}{ft^3} = \text{Densidad del combustible suplementario.}$$

2.3.2 MÉTODO INDIRECTO

La eficiencia de una HRSG se determina a partir de la relación entre la energía de salida y la energía de entrada. La energía de salida puede ser calculada a partir de la diferencia de la energía de entrada y las pérdidas de energía (L), es decir:

$$\text{Energía de salida} = \text{Energía de entrada} - \text{pérdidas de energía}$$

Y sabiendo que la energía de entrada es la suma de las entradas de calor individual (calor sensible suplido por el flujo de gases de escape de la turbina de gas, calor de la combustión del combustible suplementario, y total de los créditos de calor), reemplazamos en la ecuación 2.12, se obtiene que:

$$\eta = \left(1 - \frac{L}{\text{Energía de entrada}}\right) \times 100\%$$

$$\eta = \left(1 - \sum \text{pérdidas}\right) \times 100\%$$

- $L = \left(\frac{BTU}{hr}\right) =$ Pérdida de calor total de la generadora de vapor

El método de las pérdidas define la eficiencia de la generación de vapor como un 100% menos una cantidad expresada en porcentaje, la cantidad consiste de la suma de todas las pérdidas responsables en el numerador, y el calor en la entrada en el denominador. De la ecuación anterior, tenemos que:

$$\sum \text{Perdida} = \frac{P_{chimenea 4} + P_{chimenea 8} + P_{radiacion} + P_{conveccion} + P_{purga} + P_{CO}}{\text{Energía de entrada}} \quad (2.16)$$

$$P_{chimenea 4} = \dot{m}_1 C_{p,4} (T_4 - T_R)$$

Donde:

$$P_{Chimenea ,4} = \frac{BTU}{h} = \text{Perdida de energía en chimenea lado recuperador.}$$

$$\dot{m}_1 = \frac{Lb}{hr} = \text{Rata de flujo de gases de escape de turbina a gas.}$$

$$C_{p,4} = \frac{BTU}{Lb \text{ } ^\circ F} = \text{Calor específico de los gases de escape a la temperatura } T_4.$$

$$t_4 = \text{ } ^\circ F = \text{Temperatura de gases de escape, salida de caldera.}$$

$$t_R = \text{ } ^\circ F = \text{Temperatura de referencia.}$$

$$P_{chimenea 8} = \dot{m}_7 C_{p,8} (T_8 - T_R)$$

$$P_{Chimenea ,8} = \frac{BTU}{h} = \text{Perdida de energía en chimenea lado convencional.}$$

$$\dot{m}_7 = \frac{Lb}{hr} = \text{Rata de flujo de gases de combustión lado convencional.}$$

$$C_{p,8} = \frac{BTU}{Lb \text{ } ^\circ F} = \text{Calor específico de los gases de escape a la temperatura } T_8.$$

$$t_8 = \text{ } ^\circ F = \text{Temperatura de gases combustión, salida de caldera lado convencional.}$$

$$t_R = \text{ } ^\circ F = \text{Temperatura de referencia.}$$

$$P_{\text{radiación}} = A_{\text{caldera}} \left(\frac{Q}{A} \right)_R \quad (2.17)$$

$P_{\text{radiación}} = \frac{BTU}{h}$ = Perdida de energía por radiación.

$A_{\text{Caldera}} = ft^2$ = Área de la superficie del generador de vapor recuperador de calor.

$$\left(\frac{Q}{A} \right)_R = \frac{BTU}{ft^2 * h} = \text{Perdida de calor por radiación por unidad de área.}$$

Donde:

$$\left(\frac{Q}{A} \right)_R = 0,174 * e \left[\left(\frac{460 + T_s}{100} \right)^4 - \left(\frac{460 - T_a}{100} \right)^4 \right] \quad (2.18)$$

$t_s = ^\circ F$ = Temperatura de la superficie de la caldera.

$t_a = ^\circ F$ = Temperatura ambiente.

$e = \text{Emisividad.}$

$$P_{\text{convección}} = A_{\text{caldera}} \left(\frac{Q}{A} \right)_C \quad (2.19)$$

$P_{\text{Convección}} = \frac{BTU}{h}$ = Perdida de energía por convección.

$A_{\text{Caldera}} = ft^2$ = Área de la superficie del generador de vapor recuperador de calor.

$$\left(\frac{Q}{A} \right)_C = \frac{BTU}{ft^2 * h} = \text{Perdida de calor por radiación por unidad de área.}$$

Donde:

$$\left(\frac{Q}{A} \right)_C = 0,296(T_s - T_a)^{1,25} \sqrt{\frac{V + 68,9}{68,9}} \quad (2.20)$$

$t_s = ^\circ F$ = Temperatura de la superficie de la caldera.

$t_a = ^\circ F$ = Temperatura de la superficie de la caldera.

$V = ft / \text{min}$ = Velocidad del aire.

$$P_{\text{purga}} = \dot{m}_{\text{purga}} \times h_{\text{purga}} \quad (2.21)$$

$$P_{\text{purga}} = \frac{BTU}{h} = \text{Pérdida de energía por purga.}$$

$$\dot{m}_{\text{purga}} = \frac{Lb}{hr} = \text{Rata de flujo de purgas.}$$

$$h_{\text{purga}} = \frac{BTU}{Lb} = \text{Entalpía de las purga a la temperatura de liquido saturado.}$$

Donde:

$$\dot{m}_{\text{purga}} = \frac{TDS_{\text{agua alimentación}}}{(TDS_{\text{caldera}} - TDS_{\text{agua alimentación}})} \times \dot{m}_{\text{vapor}} \quad (2.22)$$

$$TDS_{\text{caldera}} = ppm = \text{Total de sólidos en suspensión en caldera.}$$

$$TDS_{\text{agua alimentación}} = ppm = \text{Total de sólidos en suspensión en caldera.}$$

$$\dot{m}_{\text{vapor}} = \frac{Lb}{hr} = \text{Rata de flujo de vapor.}$$

$$P_{CO} = \frac{CO}{CO + CO_2} \times 10160 \times \frac{\% C}{HHV} \times 100 \quad (2.23)$$

Donde:

$$P_{CO} = \frac{BTU}{h} = \text{Pérdida por formación de monóxido de carbono.}$$

$$\% CO = \% \text{ volumen} = \text{Contenido de carbono en el combustible.}$$

$$HHV = \frac{BTU}{Lb} = \text{Valor calórico superior.}$$

2.4 CONSIDERACIONES DE IMPLEMENTACION:

Varias consideraciones son necesarias antes durante, y después de la implementación de la metodología planteada para los cálculos de eficiencia. Algunas tienen que ver con la instrumentación a utilizar, otras con la obtención y computación de los datos necesarios y otras con los cálculos de los errores derivados de la precisión y calibración de los instrumentos. El presente capítulo describe las generalidades de esas consideraciones y su aplicación específica en la planta de cogeneración de una empresa de películas de polipropileno biorientado.

En diferentes códigos de evaluación de desempeño de la ASME (Performance Test Code), se establecen las principales características y niveles de calibración de los instrumentos de medición a utilizarse para evaluar equipos específicos, a continuación se detallan estas características para los casos de Turbinas de Gas (ASME PTC 22) y de Generadores de Vapor recuperadores de calor (ASME PTC 4.4), y para el resto de los componentes las establecidas por los códigos generales (ASME PTC 1).

2.5 INSTRUMENTOS Y METODOS DE MEDICION:

La evaluación de la eficiencia de centrales de cogeneración con turbinas de gas y generadores de vapor recuperadores de calor debe incluir, entre otros, instrumentos de medición para las siguientes variables:

- Potencia Generada, Factor de Potencia, Voltaje, corriente y carga reactiva.
- Flujo y temperatura del agua de alimentación.
- Flujo y temperatura de condensado.
- Flujo, presión y Temperatura del Vapor generado.
- Temperatura y Flujo de agua de enfriamiento.
- Flujo, Presión, Temperatura y consumo total de combustible.
- Condiciones Ambientales Presión, Temperatura, humedad.
- Velocidad del eje de la Turbina
- Flujo de Gases de Combustión.
- Composición gases de Combustión
- Composición del Combustible.

2.5.1 Precisión de los Instrumentos:

Para la instrumentación utilizada durante el desarrollo de la evaluación de eficiencia se recomienda los siguientes valores de tolerancia en su precisión:

INSTRUMENTO	PRECISION
RTD Aire de Entrada – Termocuplas de 0 - 1000°C	± 0.35%
RTD gases Escape de 0 - 1000°C	± 0.35%
Indicador digital de Velocidad	± 1 rev/min
Medidor de Flujo de Combustibles Líquidos y gaseosos	± 1 %
Medidor de Flujo de agua	± 1 %
Instrumentos de medición de presión	± 1 %
Instrumentos de medición de Temperatura	± 1 %
Medidores de Potencia eléctrica	± 0.5 %
Transformadores de Corriente	Clase 0.5
Transformadores de Voltaje	Clase 0.5

Tabla 2.1. Precisión de los Instrumentos.

Las plantas modernas de Generación y Cogeneración cuentan con instrumentos con altas precisiones en cumplimiento de las normas internacionales, pues en la mayoría de ellas la visualización de las variables medidas es de suma importancia para la operación, sin embargo carecen de instrumentación enfocada a la eficiencia de los procesos de generación tales como medidores de gas con correctores por presión y temperatura, analizadores de gases de combustión, medidores de flujo de gases de combustión.

Normalmente los datos registrados son solo de seguimiento y monitoreo de variables de operación, pero no son computadas ni evaluadas para cálculos de

eficiencia de la central de cogeneración, por lo cual también es necesario contar con un sistema de comunicación que permita tener acceso a la base de datos y poder utilizarla en la aplicación que se diseñe para realizar las relaciones requeridas.

A continuación se describe las características de instrumentos y métodos de medición de variables de interés para la mejora de la eficiencia de las centrales que por lo general no se incluyen en la instrumentación convencional, las cuales serán requeridas en los análisis incluidos en los alcances del presente trabajo.

2.5.2 Medición de Flujo de Combustible:

Para esta medición se requiere alta precisión y confiabilidad de los instrumentos y sistemas de medición de la cantidad de combustible suministrado a la central de cogeneración.

Dado que el combustible es la fuente primaria de energía, una mínima desviación en la precisión de la medición afecta considerablemente los análisis de eficiencia de la central.

Dependiendo del tipo de combustible los instrumentos, y métodos de medición son distintos, por lo cual se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

2.5.2.1 Combustibles Gaseosos:

Para medir flujo de combustible gaseoso es posible utilizar distintos métodos, entre ellos, estaciones de medición instaladas por las empresas distribuidoras del combustible, las cuales se encargan del mantenimiento y calibración de los instrumentos por la necesidad de realizar una facturación confiable del combustible suministrado.

La mayoría de estas estaciones son totalizadoras, por lo cual es necesario tener en cuenta los consumidores de gas de la planta y que cada consumidor tenga su propio medidor de flujo de combustible.

Actualmente es posible contar con medidores con modernos protocolos de comunicación para realizar mediciones en línea de esta importante variable con altísimos niveles de precisión.

El volumen de gas en Condiciones Estándar se determina mediante la mencionada expresión (2.2):

$$V_s = V_m \times \frac{(P_m - P_w) \times 288}{101.325 \times (T_m + 273) \times Z} \quad (2.2)$$

Donde:

V_S = Volumen Total del combustible gaseoso en condiciones estándar [m^3]

V_m = Volumen Medido del combustible gaseoso en condiciones de operación [m^3]

P_m = Presión medida del gas [mm de Hg]

P_W = Presión de Vapor de agua [mm de Hg] (Cero para gases secos)

T_m = Temperatura medida del gas [$^{\circ}C$]

Z = Factor de compresibilidad del gas a la correspondiente temperatura y presión.

2.5.2.2. Combustibles Líquidos:

Para la medición de flujo de combustible líquido en tuberías se recomienda sistemas de contadores digitales, con panel de control donde se programe el tipo de combustible utilizado.

En caso de utilizar combustible líquidos relativamente limpios tales como Queroseno o diesel a grandes velocidades, es posible utilizar medidores de flujo ultrasónicos.

2.5.3 Medición de Flujo de Gases de Combustión

Es posible realizar mediciones de flujo de gases de combustión mediante la utilización del método conocido como “*Log Tchebycheff*” o del promedio de velocidades, el cual establece una distribución adecuada de los instrumentos de medición dependiendo del tipo de ducto (Rectangular o Circular).

Su aplicación en la práctica presenta complicaciones en la instalación y el costo del montaje. Por otro lado el costo de instrumentación especializada es elevadísimo, en el presente trabajo esta variable será calculada a partir de los pesos moleculares de los componentes del combustible y los resultados obtenidos del análisis de Oxígeno en los gases de combustión mediante la utilización de sondas de Circonio, recomendadas para la medición en línea de los componentes de los gases de combustión.

2.6 CÁLCULO DE FLUJO DE GASES DE COMBUSTIÓN:

Es posible calcular el flujo masico de los gases de combustión mediante el conocimiento de la composición química y rata de consumo del combustible y un análisis de los gases de combustión, específicamente una medición del porcentaje de oxígeno en el volumen de gases (% O₂).

Para los alcances del presente trabajo de grado se trabajará con Gas Natural, y los datos suministrados por el distribuidor (Promigas S.A.) para la composición y características del gas suministrado según el lugar de extracción (en nuestro caso Guajira):

COMPONENTE	FÓRMULA	COMPOSICIÓN PORCENTAJE MOLAR
Metano	CH ₄	97,9912
Nitrógeno	N ₂	1,4580
Dióxido de carbono	CO ₂	0,1829
Etano	C ₂ H ₆	0,2599
Propano	C ₃ H ₈	0,0521
Agua	H ₂ O	0
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0
Hidrógeno	H ₂	0
Monóxido de carbono	CO	0
Oxígeno	O ₂	0
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0220
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0084
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0078
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0016
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	0,0161
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	0
n-Octano	C ₈ H ₁₈	0
n-Nonano	C ₉ H ₂₀	0
n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	0
Helio	He	0
Argón	Ar	0
TOTAL		100,0000

Tabla 2.2. Composición Gas Guajira (Fuente: Promigas)

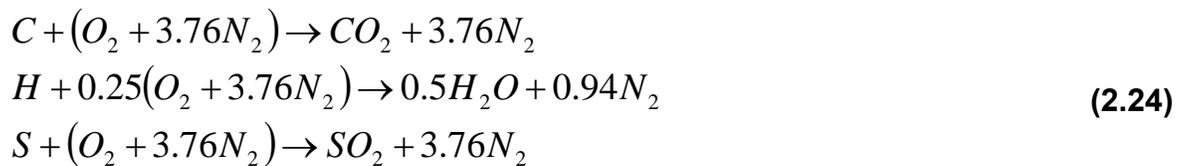
Gravedad específica real de la mezcla, a condiciones estándar:	0.5651
Poder calorífico bruto real, (@Pb y Tb), a 14.65 psia y 60°F:	996.4 BTU/pc
Densidad (Kg/m3):	0.68893
Estos parámetros aplicarán a partir del:	1 de Febrero de 2010

Tabla 2.3. Características Gas Guajira (Fuente: Promigas)

La metodología propuesta para el cálculo de flujo de gases de combustión se basa en el Trabajo desarrollado por varios investigadores [5] a partir de las reacciones teóricas de combustión y la concentración de cada elemento presente en el combustible, a continuación se describen las expresiones a utilizar.

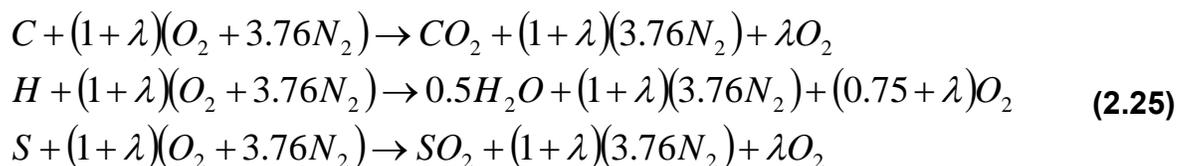
2.6.1 Balance de Masa:

Las reacciones teóricas de combustión para el Carbono, Hidrogeno y Azufre están dadas por las expresiones [6]



Dado que el Nitrógeno reacciona con el Oxígeno en temperaturas superiores a 1200°C y la temperatura de los gases de combustión se consideran inferiores a esa temperatura, se asume que durante la reacción de combustión el Nitrógeno no reacciona con el Oxígeno.

Al incorporar el Exceso de aire en la expresión de la reacción de combustión, se obtiene:



En la reacción de combustión el término λ representa el exceso de aire y para el resto de los cálculos se denotara como n al término $1 + \lambda$. ($n = 1 + \lambda$).

Mediante un balance de masa se pueden establecer las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
 m_{entrada} &= m_{salida} \\
 m_{Combustible} + m_{aire} &= m_{gases-escape} + m_{ceniza} \\
 m_{gases-escape} &= m_{Combustible} + m_{aire} - m_{ceniza}
 \end{aligned}
 \tag{2.26}$$

La cantidad de aire requerido se puede calcular mediante la utilización de una expresión que involucre el exceso de aire y la composición química del combustible, la cual es el resultado del balance de masa de las ecuaciones de combustión:

$$m_{aire} = (2.9978 K_H - 0.3747 K_O + 0.3747 K_S + K_C) \cdot (11.445 n)
 \tag{2.27}$$

La cantidad de aire estequiométrico ($n=1$) mediante:

$$m_{aire-std} = (2.9978 \cdot K_H - 0.3747 \cdot K_O + 0.3747 \cdot K_S + K_C) \cdot (11.445)
 \tag{2.28}$$

En donde K representa la fracción porcentual del elemento en la composición química del combustible (en %). m_{aire} Representa la cantidad de aire requerida por Kg. de combustible (Kg. de aire /Kg.de combustible)

La masa de gases de escape se determina por la expresión:

$$m_{gases\&esc} = (2.9978K_H - 0.3747K_O + 0.3747K_S + K_C) \cdot (11445n) + (m_{combustibl} - K_{Ceniza}) \quad (2.29)$$

Para 1 Kg. de Combustible:

$$m_{gases\&esc} = (2.9978K_H - 0.3747K_O + 0.3747K_S + K_C) \cdot (11445n) + (1 - K_{Ceniza}) \quad (2.30)$$

Para n=1, la cantidad de gases de escape esta dada por:

$$m_{total\&steo} = m_{aire\&steo} + (1 - K_{Ceniza})$$

Es importante destacar que todas estas expresiones fueron desarrolladas para temperaturas de gases de escape entre 100 y 1200 °C.

2.7 CÁLCULO DE CALOR ESPECÍFICO DE GASES DE COMBUSTION:

El cálculo de este parámetro es de vital importancia en la obtención de datos confiables en el modelo y la metodología de eficiencia planteada, pues el valor de la entalpía de los gases de combustión depende del calor específico y la temperatura de los gases de combustión. Está demostrado por muchos investigadores [7, 8, 9, 10,11] que la composición química y el exceso de aire en la combustión influyen sobre el calor específico de los gases de combustión.

Normalmente se trabaja con valores aproximados o tabulados de calor específico (o entalpía), con el problema de que si se consideran valores de entalpía menores a los reales, los costos del sistema se incrementan, y viceversa. Por lo que calcular valores reales de entalpía genera un gran impacto en la optimización real de costos.

Las dificultades de utilizar datos tabulados se derivan principalmente, de que estas graficas son realizadas para una composición de combustible dada, las cuales podrían ser muy diferentes en el sitio de la implementación.

El presente trabajo incorpora un desarrollo reciente para calcular el calor específico de los gases a partir de la composición química del combustible, el exceso de aire y la temperatura de los gases de combustión. [5]

Para la realización de este cálculo es necesario conocer los valores de Calor específico de cada uno de los gases presentes en la mezcla de gases de escape. A partir de estos datos tomados de tablas termodinámicas se estableció un modelo, a partir de una reacción de combustión de referencia, para lo cual se seleccionó la del Carbono por estar presente en todos los combustibles fósiles. Los valores de Calor específicos de los gases están definidos en dependencia del valor de calor específico del dióxido de Carbono.

A continuación se presenta el modelo y se detalla cada uno de los coeficientes que intervienen:

$$Cp_{gases-esc} = (a_C + b_N + c_H + d_S) \cdot Cp_C \cdot \frac{m_{total, steo}}{m_{gases-esc}} + f_A \quad (2.31)$$

a, b, c, d y f : Coeficientes del Modelos

$Cp_{gases-esc}$: Calor Específico promedio de los gases de escape.

Cp_C : Calor Específico del CO₂.

2.7.1 Coeficiente a_c :

Este coeficiente se calcula mediante la expresión:

$$a_C = \frac{a_m}{a_{Cp}} \quad (2.32)$$

a_m : Relación de masa de CO₂ y masa total de gases de combustión para n=1.

a_{Cp} : Relación de Calor específico de CO₂ a CO₂ ($a_{cp} = 1$)

$$a_m = \frac{m_C}{m_{total-steo}} = \frac{3.667 \cdot K_C}{m_{total-steo}} \quad (2.33)$$

2.7.2 Coeficiente b_N :

Este coeficiente se calcula mediante la expresión:

$$b_N = \frac{b_m}{b_{Cp}} \quad (2.34)$$

b_m : Relación de masa de N2 y masa total de gases de combustión.

b_{Cp} : Relación de Calor específico de CO2 a N2 para diferentes temperaturas.

$$b_m = \frac{m_N}{m_{total\text{-}steo}} = \frac{0.767(2.9978K_H - 0.3747K_O + 0.3747K_S + K_C) \cdot (11445 + K_N)}{m_{total\text{-}steo}} \quad (2.35)$$

$$b_{Cp} = 0,9094 + 1.69 \cdot 10^{-4} \cdot T - \frac{11135}{T^2} \quad (2.36)$$

2.7.3 Coeficiente C_H :

Este coeficiente se calcula mediante la expresión:

$$C_H = \frac{c_m}{c_{Cp}} \quad (2.37)$$

c_m : Relación de masa de H2O y masa total de gases de combustión.

c_{Cp} : Relación de Calor específico de CO2 a H2O para diferentes temperaturas.

$$c_m = \frac{m_H}{m_{total\text{-}steo}} = \frac{8.938 \cdot K_H + K_M}{m_{total\text{-}steo}} \quad (2.38)$$

$$c_{Cp} = 0,5657 - 6.68 \cdot 10^{-6} \cdot T - \frac{10465}{T^2} \quad (2.39)$$

2.7.4 Coeficiente d_s :

Este coeficiente se calcula mediante la expresión:

$$d_s = \frac{d_m}{d_{Cp}} \quad (2.40)$$

d_m : Relación de masa de S2O y masa total de gases de combustión.

d_{Cp} : Relación de Calor específico de CO2 a S2O para diferentes temperaturas.

$$d_m = \frac{m_s}{m_{total-steo}} = \frac{2 \cdot K_s}{m_{total-steo}} \quad (2.41)$$

$$d_{Cp} = e^{\left[\frac{2.679 - \frac{151.16}{T} - 0.289 \ln(T)}{1} \right]} \quad (2.42)$$

2.7.5 Coeficiente f_A :

Este coeficiente se calcula mediante el exceso de aire mediante la expresión:

$$f_A = f_m \cdot C_{P,A} \quad (2.43)$$

$$C_{P,A} = 0,7124 \cdot 1,0001^T \cdot T^{0,051} \quad (2.44)$$

$$f_m = \frac{m_{aire-steo} \cdot (n-1)}{m_{gases-esc}} \quad (2.45)$$

2.7.6 Coeficiente $C_{p,c}$:

Este coeficiente denota el calor específico del CO2, el cual se toma según el trabajo de investigadores [12]:

$$C_{P,C} = (0,1874) \cdot 1,0000611^T \cdot T^{0,2665} \quad (2.46)$$

2.8 CÁLCULO DE PROPIEDADES TERMODINAMICAS DE VAPOR SATURADO

SECO:

En la presente metodología se incorporará el cálculo de las propiedades del vapor saturado seco del vapor por medio de coeficientes [13]

La ecuación que relaciona estos coeficientes es la expresión:

$$y = Ax + \frac{B}{x} + C\sqrt{x} + D\ln x + Ex^2 + Fx^3 + G \quad (2.47)$$

y = Propiedad.
x = Presión (psia)

La tabla de los coeficientes utilizados es:

Propiedad	A	B	C	D	E	F	G
Temperatura	-0,17724	3,83986	11,48345	31,1311	8,76E-05	-2,79E-08	86,594
Volumen Especifico Liquido	-5,28E-07	2,99E-05	1,52E-04	6,63E-05	8,41E-10	1,86E-14	1,60E-02
Volumen Especifico Vapor (1-200 psia)	-0,48799	304,717614	9,8299035	-16,455274	9,47E-04	-1,36E-08	19,53953
Volumen Especifico Vapor (200-1500 psia)	2,6620E-03	457,5802	-0,176959	0,826862	-4,60E-07	6,32E-11	-2,3928
Entalpia de Liquido	-0,15115567	3,671404	11,622558	30,832667	8,74E-05	-2,62E-08	54,55
Entalpia de Vaporizacion	0,0086762	-1,3049844	-8,2137368	-16,37649	-4,30E-05	9,76E-09	1045,81
Entalpia de Vapor	-0,14129	2,258225	3,4014802	14,438078	4,22E-05	-1,57E-08	1100,5
Entropia de liquido	-1,68E-04	4,27E-03	0,01048048	0,05801509	9,10E-08	-2,76E-11	1,18E-01
Entropia de Vaporizacion	3,45E-05	-2,75E-03	-7,33E-03	-0,1426	-3,49E-08	7,43E-12	1,8557
Entropia de Vapor	-1,48E-04	1,26E-03	3,44E-03	-0,0649	6,89E-08	-2,49E-11	1,9736
Energia Interna de Liquido	-0,1549	3,6621	11,632628	30,82137	8,76E-05	-2,65E-08	54,5600
Energia Interna de Vapor	-9,94E-02	1,9396	2,428354	10,9818864	2,74E-05	-1,06E-08	1,04E+03

Tabla 2.4. Coeficientes para cálculo de propiedades del vapor saturado

2.9 ANALISIS DE INCERTIDUMBRE:

El análisis de incertidumbre muestra un rango de error (o la región donde se espera que se encuentre el error). Con este análisis es posible determinar la confiabilidad de las pruebas realizadas.

La Organización Internacional para la Estandarización - International Organization for Standardization (ISO)- estableció una Guía para el análisis de incertidumbre en instrumentos de medición, conocida como “Guía de Expresión de Incertidumbre en Mediciones” , la cual establece las reglas generales para evaluar y expresar el nivel de incertidumbre de un resultado en el cual intervienen varios medidores con diferentes precisiones.

A continuación se presenta un resumen de la Metodología.

2.9.1 Metodología de Análisis de Incertidumbre:

La incertidumbre se expresa $X \pm y$ siendo “X” el resultado calculado, mientras “y” representa la desviación estándar estimada. Cuando las exactitudes de los instrumentos utilizados incrementan, “y” disminuye, por tanto incrementa la confiabilidad de las pruebas realizadas.

El resultado de la prueba como función de las variables medidas se puede expresar como:

$$r = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) \quad (2.48)$$

La incertidumbre para el resultado se expresa como:

$$\partial r = \left[\left(\frac{\partial r}{\partial X_1} \times \delta x_1 \right)^2 + \left(\frac{\partial r}{\partial X_2} \times \delta x_2 \right)^2 + \left(\frac{\partial r}{\partial X_3} \times \delta x_3 \right)^2 + \dots \right]^{0.5} \quad (2.49)$$

∂r : Incertidumbre del resultado.

δx_i : Incertidumbres en las variables medidas X_i .

$\frac{\partial r}{\partial X_i}$: Coeficiente de sensibilidad Absoluta.

Los términos en la ecuación se pueden simplificar, según la expresión:

$$\frac{\partial r}{\partial X_1} \times \delta x_1 = r(X_1 + \partial X_1) - r(X_1) \quad (2.50)$$

Es posible utilizar una hoja de cálculo en Excel para programar estas expresiones, a continuación se muestra a manera de ejemplo la hoja de cálculo asumiendo que el resultado r es una función de cuatro parámetros X_1, X_2, X_3, X_4 y la formula donde intervienen las variables para el cálculo de r en la primera columna de la Hoja de calculo y luego se extiende a las demás columnas, en la primera fila se coloca el valor de las incertidumbre de cada variable, tal como se observa en la Tabla 2.5.

	A	B	C	D	E
1		∂X_1	∂X_2	∂X_3	∂X_4
2					
3	X_1	X_1	X_1	X_1	X_1
4	X_2	X_2	X_2	X_2	X_2
5	X_3	X_3	X_3	X_3	X_3
6	X_4	X_4	X_4	X_4	X_4
7					
8	$r = f(X_1, X_2, X_3, X_4)$				

Tabla 2.5. Primer paso Análisis de Incertidumbre.

En las celdas correspondientes se coloca el valor de la suma de la Variable y la incertidumbre y se recalcula el valor de la función resultado.

	A	B	C	D	E
1		∂X_1	∂X_2	∂X_3	∂X_4
2					
3	X_1	$\partial X_1 + X_1$	X_1	X_1	X_1
4	X_2	X_2	$\partial X_2 + X_2$	X_2	X_2
5	X_3	X_3	X_3	$\partial X_3 + X_3$	X_3
6	X_4	X_4	X_4	X_4	$\partial X_4 + X_4$
7					
8	$r = f(X_1, X_2, X_3, X_4)$	$r = f(\partial X_1 + X_1, X_2, X_3, X_4)$	$r = f(X_1, \partial X_2 + X_2, X_3, X_4)$	$r = f(X_1, X_2, \partial X_3 + X_3, X_4)$	$R = f(X_1, X_2, X_3, \partial X_4 + X_4)$

Tabla 2.6. Segundo paso Análisis de Incertidumbre.

En la siguiente fila se hallará el valor correspondiente a:

$$\partial(r, X_1) = f((X_1 + \partial X_1), X_2, X_3, X_4) - f(X_1, X_2, X_3, X_4)$$

$$\partial(r, X_4) = f(X_1, X_2, X_3, (X_4 + \partial X_4)) - f(X_1, X_2, X_3, X_4)$$

(2.51)

	A	B	C	D	E
1		∂X_1	∂X_2	∂X_3	∂X_4
2					
3	X_1	$\partial X_1 + X_1$	X_1	X_1	X_1
4	X_2	X_2	$\partial X_2 + X_2$	X_2	X_2
5	X_3	X_3	X_3	$\partial X_3 + X_3$	X_3
6	X_4	X_4	X_4	X_4	$\partial X_4 + X_4$
7					
8	$r = f(X_1, X_2, X_3, X_4)$	$r = f(\partial X_1 + X_1, X_2, X_3, X_4)$	$r = f(X_1, \partial X_2 + X_2, X_3, X_4)$	$r = f(X_1, X_2, \partial X_3 + X_3, X_4)$	$R = f(X_1, X_2, X_3, \partial X_4 + X_4)$
9		$\partial(r, X_1)$	$\partial(r, X_2)$	$\partial(r, X_3)$	$\partial(r, X_4)$

Tabla 2.7. Tercer paso Análisis de Incertidumbre.

En la última fila de esta tabla se obtienen los cuadrados de cada diferencia y en la celda correspondiente (A10), se obtiene la raíz cuadrada de los cuadrados de los términos y de esta forma obtener la incertidumbre total $\partial(r)$:

	A	B	C	D	E
1		∂X_1	∂X_2	∂X_3	∂X_4
2					
3	X_1	$\partial X_1 + X_1$	X_1	X_1	X_1
4	X_2	X_2	$\partial X_2 + X_2$	X_2	X_2
5	X_3	X_3	X_3	$\partial X_3 + X_3$	X_3
6	X_4	X_4	X_4	X_4	$\partial X_4 + X_4$
7					
8	$r = f(X_1, X_2, X_3, X_4)$	$r = f(\partial X_1 + X_1, X_2, X_3, X_4)$	$r = f(X_1, \partial X_2 + X_2, X_3, X_4)$	$r = f(X_1, X_2, \partial X_3 + X_3, X_4)$	$r = f(X_1, X_2, X_3, \partial X_4 + X_4)$
9		$\partial(r, X_1)$	$\partial(r, X_2)$	$\partial(r, X_3)$	$\partial(r, X_4)$
10	$\partial(r)$	$\partial(r, X_1)^2$	$\partial(r, X_2)^2$	$\partial(r, X_3)^2$	$\partial(r, X_4)^2$

Tabla 2.8. Cuarto paso Análisis de Incertidumbre.

La siguiente Tabla muestra un ejemplo de la implementación de la metodología de Análisis de Incertidumbre:

	δV_{ng}	δV_{gh}	δP	δte	$\delta texh$	δws	δp
Exactitud del Instrumento	1%	1%	0,50%	0,35%	0,35%	1%	1%
Exactitud Absoluta	13,4938	7,7138	16,04875	2,699025	1,656025	0,011111	3

Un.	Abrev.	Valor	$V_{ng} + \delta V_{ng}$	$V_{gh} + \delta V_{gh}$	$P + \delta P$	$te + \delta te$	$texh + \delta texh$	$ws + \delta ws$	$p + \delta p$
NM3/h	Vng	1.349,38	1.362,87	1.349,38	1.349,38	1.349,38	1.349,38	1.349,38	1.349,38
NM3/h	Vgh	771,38	771,38	779,09	771,38	771,38	771,38	771,38	771,38
kW	P	3.209,75	3.209,75	3.209,75	3.225,80	3.209,75	3.209,75	3.209,75	3.209,75
°K	te	771,15	771,15	771,15	771,15	773,85	771,15	771,15	771,15
°C		498,00	498,00	498,00	498,00	498,00	498,00	498,00	498,00
°K	texh	473,15	473,15	473,15	473,15	473,15	474,81	473,15	473,15
°C		200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
kg/sec	ws	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,12	1,11
PSIa	p	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	303,00

kJ/ NM3	Qlo	33.420,42	33.420,42	33.420,42	33.420,42	33.420,42	33.420,42	33.420,42	33.420,42
%		15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00

kJ/h	qr	45.096.846,34	45.547.814,80	45.096.846,34	45.096.846,34	45.096.846,34	45.096.846,34	45.096.846,34	45.096.846,34
kJ/h	qh	25.779.843,58	25.779.843,58	26.037.642,02	25.779.843,58	25.779.843,58	25.779.843,58	25.779.843,58	25.779.843,58
kJ/s		7.161,07	7.161,07	7.232,68	7.161,07	7.161,07	7.161,07	7.161,07	7.161,07
kJ/kWh	qs	14.049,96	14.190,46	14.049,96	13.980,06	14.049,96	14.049,96	14.049,96	14.049,96
%	ηg	25,62	25,37	25,62	25,75	25,62	25,62	25,62	25,62
kg/s	weg	11,855	11,855	11,855	11,855	11,855	11,855	11,855	11,855
kJ/kg-°K	Cp	1,142358	1,142358	1,142358	1,142358	1,142358	1,142358	1,142358	1,142358
kJ/kg	h10	915,39	915,39	915,39	915,39	915,39	915,39	915,39	915,39
kJ/kg	h11	2.797,63	2.797,63	2.797,63	2.797,63	2.797,63	2.797,63	2.797,63	2.797,63
%	ηhrsg	0,18677968	0,18677968	0,18559271	0,18677968	0,18617191	0,18715456	0,18864748	0,18677968
%	ηplant	0,269410216	0,267706872	0,268433846	0,270226141	0,269410216	0,269410216	0,270472468	0,269410216
kJ/kWh	qcogen	13.375,14	13.460,24	13.423,79	13.334,76	13.375,14	13.375,14	13.322,61	13.375,14

Delta ηhrsg	0,000000	0,001187	0,000000	0,000608	-0,000375	-0,001868	0,000000
Delta ηhrsg ^2	0,000000	0,000001	0,000000	0,000000	0,000000	0,000003	0,000000
Suma Delta ηhrsg ^2	0,000005						
SQRT (suma Delta ηhrsg ^2)	0,002325						
SQRT (suma Delta ηhrsg ^2)	0,23%						

Delta ηplant	0,001703	0,000976	-0,000816	0,000000	0,000000	-0,001062	0,000000
Delta ηplant ^2	0,000003	0,000001	0,000001	0,000000	0,000000	0,000001	0,000000
Suma Delta ηplant ^2	0,000006						
SQRT (suma Delta ηplant ^2)	0,002377						
SQRT (suma Delta ηplant ^2)	0,24%						

Tabla 2.9. Ejemplo Aplicación de Análisis de Incertidumbre.

3. SISTEMA DE ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS:

Una vez seleccionadas las expresiones a utilizar para la determinación de los parámetros de eficiencia energética, y detallar cada una de las consideraciones necesarias para obtener resultados confiables, se realizó la programación de estas expresiones en hojas de calculo en Microsoft Excel y se diseño un programa para su interacción con los datos de cada uno de los instrumentos de la central de cogeneración, el sistema se diseñó para trabajar en línea, actualizar la información y realizar un calculo de los parámetros de eficiencia minuto a minuto. Esta información es almacenada en una base de Datos para su posterior análisis.

La formulación de cada una de las celdas que intervienen en los cálculos de eficiencia se detalla a continuación, en cada una de las tablas se puede apreciar las expresiones utilizadas, su programación en Excel, valores y las unidades en las cuales requiere ser ingresadas a las expresiones dadas por las Normas empleadas.

Fila	Abrev.	Parametro	Fuente	Valor	Unidades
1	Vng	Razon de consumo de Combustible Turbina	Valor Medido	1.349,38	NM3/h
2	Vgh	Razon de consumo de Combustible HRSG	Valor Medido	490,54	NM3/h
3	P	Potencia Electrica generada	Valor Medido	3.509,75	kW
4	Qlo	Poder Calorifico Inferior del Combustible	DatoSuministrado por Promigas	33.420,42	kJ/ NM3
5	qr	Razon de consumo de Calor Turbina	C1*C4	45.096.846,34	kJ/h
6	qh	Razon de consumo de Calor HRSG	C2*C4	16.394.052,83	kJ/h
				4.553,90	kJ/s
7	qs	Heat Rate Turbina	C5/C3	12.849,02	kJ/kW hr
8	ng	Eficiencia Termica de la Turbina basada en la potencia electrica neta generada	$3600 * C3 * 100 / C5$	28,02	%
9	weg	Flujo de gases de Escape	Valor Estimado o Medido	15,617	kg/s
10	Cp	Calor Especifico Promedio de los gases de escape	Valor Calculado según Comp Qca y Temp	1,113922	kJ/kg-°K
11	te	Temperatura de los gases de escape a la entrada de HRSG	Valor Medido	702,65	°K
				429,50	°C
12	h10	Entalpia de agua de alimentar caldera	Calculado según Coeficientes	915,39	kJ/kg
13	h11	Entalpia del vapor a la salida de la caldera	Calculado según Coeficientes	2.797,63	kJ/kg
14	ws	Flujo de Vapor de HRSG	Valor Medido	3,16	kg/sec
15	texhaust	Temperatura de los gases de escape a la salida de HRSG	Valor Medido	478,85	°K
				205,70	°C
16	nhrrsg	Eficiencia Termica de HRSG basada en el vapor neto generado.	$C14 * (C13 - C12) * 100 / ((C9 * C10 * (C11 - C15)) + C7)$	70,41	%
17	ηplant	Eficiencia Global de la planta basada en la potencia y vapor neto generado.	$((C3 * 860 * 4.19) + (C14 * (C13 - C14) * 3600)) / (C5 + C6) * 100$	55,39	%
18	qcogen	Heat Rate Global de la planta basada en la potencia y vapor neto generado	$860 * 4.19 * 100 / C17$	6.505,97	kJ/kWh

Tabla 3.1. Hoja principal de cálculos de parámetros de eficiencia.

COMPONENTE	FÓRMULA	COMPOSICIÓN PORCENTAJE MOLAR	COMPOSICIÓN PORCENTAJE MOLAR	PESO MOLECULAR	%C	%H	%O	%N	%S	%Humedad	%Ceniza
Metano	CH ₄	97,9912	0,979912	16,0420	0,733621	0,246291					
Nitrógeno	N ₂	1,4580	0,014580	28,0160				0,014580			
Dióxido de carbono	CO ₂	0,1829	0,001829	44,0100	0,000499		0,001330				
Etano	C ₂ H ₆	0,2599	0,002599	30,0680	0,002076	0,000523					
Propano	C ₃ H ₈	0,0521	0,000521	44,0940	0,000426	0,000095					
Agua	H ₂ O	0	0								
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0	0								
Hidrógeno	H ₂	0	0								
Monóxido de carbono	CO	0	0								
Oxígeno	O ₂	0	0								
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0220	0,000220	58,1200	0,000182	0,000038					
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0084	0,000084	58,1200	0,000069	0,000015					
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0078	0,000078	72,1460	0,000065	0,000013					
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0016	0,000016	72,1460	0,000013	0,000003					
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	0,0161	0,000161	86,1720	0,000135	0,000026					
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	0	0								
n-Octano	C ₈ H ₁₈	0	0								
n-Nonano	C ₉ H ₂₀	0	0								
n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	0	0								
Helio	He	0	0								
Argón	Ar	0	0								
TOTALES		100,0000	1,0000	508,9340	0,7371	0,2470	0,0013	0,0146	0,0000	0,0000	0,0000

Tabla 3.2. Hoja de cálculos de concentración de componentes del combustible.

Combustible			
Flujo de Combustible (Nm3/h)	Valor Medido	1.349,38	Nm3/h
Gravedad Especifica	De Promigas	0,5654	
Aire			
% Volumen de O2 en Gases	Valor Medido	16,50	%
Exceso de aire en Gases	λ	330	%
n	$1+\lambda$	4,3	
Elemento	Formula	Peso Molecular	
Carbono	C	12,01	
Hidrogeno	H	1,008	
Oxigeno	O	16	
Nitrogeno	N	14,008	
Gas Natural	CH4	16,042	
Dioxido de Carbono	CO2	44,01	
Agua	H2O	18,016	
Nitrogeno	N2	28,016	

Parametro a Calcular	Formula	Valor	Unidad
Masa de Aire Teorica o Estequiometrica	$(2,9978 \cdot KH - 0,3747 \cdot KO + 0,3747 \cdot KS + KC) \cdot (11,445 \cdot 1)$	16,90491547	Kg de Aire /Kg Combustible
Masa de Aire Real suministrada	$(2,9978 \cdot KH - 0,3747 \cdot KO + 0,3747 \cdot KS + KC) \cdot (11,445 \cdot EA)$	72,69113652	Kg de Aire /Kg Combustible
Flujo Masico Estequiometrico de Gases de Combustion	Masa de Aire Estequiometrica + (1- Kash)	17,90491547	Kg de Aire /Kg Combustible
Flujo Masico total de Gases de Combustion	Masa de Aire Real Total suministrado + (1- Kash)	73,6911365	Kg de Gases /Kg Combustible
Flujo Masico de combustible	$(\text{Flujo Volumetrico de Combustible}) \cdot \text{Gravedad Especifica}$	762,939452	Kg/h
Flujo Masico total de Gases de Combustion	$(\text{Flujo Masico de combustible}) \cdot (\text{Flujo Masico total de Gases de Combustion por Kg de Combustible})$	56221,87532	Kg/h
Flujo Masico total de Gases de Combustion	$(\text{Flujo Masico de combustible}) \cdot (\text{Flujo Masico total de Gases de Combustion por Kg de Combustible})$	15,61718759	Kg/s

Tabla 3.3. Hoja de cálculos de parámetros de combustión.

Parametro Primarios a Calcular	Simbolo	Formula	Valor	Unidad
Calor Especifico Gases de Combustion	$C_{p, \text{flue gas}}$	$[(a_c + b_N + c_H + d_S) \cdot (C_{p,c}) \cdot (M_{\text{tot steo}} / M_{\text{flue ga}})] + f_A$	1,113921829	kJ / Kg °K
Calor Especifico del CO2	$C_{p,c}$	$(0,1874 \cdot (1,000061^T) \cdot (T^{0,2665}))$	1,122120648	
Coeficiente del Modelo	a_c	a_m / a_{cp}	0,150958212	
Coeficiente del Modelo	b_N	b_m / b_{cp}	0,720943624	
Coeficiente del Modelo	c_H	c_m / c_{cp}	0,228418648	
Coeficiente del Modelo	d_S	d_m / d_{cp}	0	
Coeficiente del Modelo	f_A	$f_m \cdot C_{p,A}$	0,813925616	
Flujo Masico Estequiometrico de Gases de Combustion	$M_{\text{tot steo}}$	Masa de Aire Estequimetrica+ (1- K_{ash})	17,90491547	Kg de Aire /Kg Combustible
Flujo Masico total de Gases de Combustion	$M_{\text{flue ga}}$	Masa de Aire Real Total suministrado+ (1- K_{ash})	73,69113652	Kg de Gases /Kg Combustible
Parametro Secundarios a Calcular	Simbolo	Formula	Valor	
Relacion de masa de CO2 a masa de gases estequiometrica (n=1)	a_m	$m_c / M_{\text{tot steo}} = 3,667K_c / M_{\text{tot ste}}$	0,150958212	
Relacion Calor especifico de CO2 a CO2	a_{cp}		1	
Relacion de Masa de N2 con Masa Total de gases de Combustion	b_m	$m_N / M_{\text{tot steo}} = [0,767 \cdot (2,9978 \cdot K_H - 0,3747 \cdot K_O + 0,3747 K_S + K_C) \cdot (11,445)] + K_N / M_{\text{tot ste}}$	0,724976903	
Relacion Calor especifico de CO2 a N2 para distintas temperaturas	b_{cp}	$0,9094 + ((1,69 \cdot 10^{(-4)}) \cdot T) - (11135 / T^2)$	1,005594445	
Relacion de Masa de H2O con Masa Total de gases de Combustion	c_m	$m_H / M_{\text{tot steo}} = 8,938 \cdot K_H + K_M / M_{\text{tot ste}}$	0,123302658	
Relacion Calor especifico de CO2 a H2O para distintas temperaturas	c_{cp}	$0,5657 - ((6,68 \cdot 10^{(-6)}) \cdot T) - (10465 / T^2)$	0,539809946	
Relacion de Masa de SO2 con Masa Total de gases de Combustion	d_m	$m_S / M_{\text{tot steo}} = 2 \cdot K_S / M_{\text{tot ste}}$	0	
Relacion Calor especifico de CO2 a SO2 para distintas temperaturas	d_{cp}	$\exp(2,679 - (151,16/T) - (0,289 \cdot \ln(T)))$	1,767413777	
	f_m	$(M_{\text{air steo}} \cdot (n-1)) / M_{\text{flue ga}}$	0,757027557	
	$C_{p,A}$	$0,7124 \cdot (1,00011^T) \cdot (T^{0,051})$	1,075159826	

Tabla 3.4. Hoja de cálculo de parámetros de determinación de calor específico de gases de escape.

Presion de Operacion (psia)	300
-----------------------------	-----

A	B	C	D	E	F	G	Propiedad	Valor	Udes.	Valor	Udes.
-0,17724	3,83986	11,48345	31,1311	8,76E-05	-2,79E-08	86,594	Temperatura	417,033	°F	213,907	°C
-5,28E-07	2,99E-05	1,52E-04	6,63E-05	8,41E-10	1,86E-14	1,60E-02	Volumen Especifico Liquido	0,019	ft3/lb	0,00118	m3/kg
-0,48799	304,717614	9,8299035	-16,455274	9,47E-04	-1,36E-08	19,53953	Volumen Especifico Vapor (1-200 psia)	35,464	ft3/lb	2,214	m3/kg
2,6620E-03	457,5802	-0,176959	0,826862	-4,60E-07	6,32E-11	-2,3928	Volumen Especifico Vapor (200-1500 psia)	1,543	ft3/lb	0,096	m3/kg
-0,15115567	3,671404	11,622558	30,832667	8,74E-05	-2,62E-08	54,55	Entalpia de Liquido	393,546	BTU/lb	915,388	kJ/kg
0,0086762	-1,3049844	-8,2137368	-16,37649	-4,30E-05	9,76E-09	1045,81	Entalpia de Vaporizacion	809,124	BTU/lb	1.882,023	kJ/kg
-0,14129	2,258225	3,4014802	14,438078	4,22E-05	-1,57E-08	1100,5	Entalpia de Vapor	1.202,764	BTU/lb	2.797,629	kJ/kg
-1,68E-04	4,27E-03	0,01048048	0,05801509	9,10E-08	-2,76E-11	1,18E-01	Entropia de liquido	0,588	BTU/lb °R	2,460	kJ/kg°K
3,45E-05	-2,75E-03	-7,33E-03	-1,43E-01	-3,49E-08	7,43E-12	1,86E+00	Entropia de Vaporizacion	0,923	BTU/lb °R	3,862	kJ/kg°K
-1,48E-04	1,26E-03	3,44E-03	-6,49E-02	6,89E-08	-2,49E-11	1,97E+00	Entropia de Vapor	1,624	BTU/lb °R	6,800	kJ/kg°K
-1,55E-01	3,66E+00	11,632628	30,82137	8,76E-05	-2,65E-08	5,46E+01	Energia Interna de Liquido	392,542	BTU/lb	913,053	kJ/kg
-9,94E-02	1,94E+00	2,428354	10,9818864	2,74E-05	-1,06E-08	1,04E+03	Energia Interna de Vapor	1.117,095	BTU/lb	2.598,362	kJ/kg

Tabla 3.5. Hoja de cálculo de propiedades de vapor y líquido.

El programa para la adquisición de datos del sistema de monitoreo de la central, la exportación a Excel, realización de cálculos y almacenamiento minuto a minuto, se implementó por medio de la herramienta de software *WinCC flexible* provista por SIEMENS. Las pantallas de esta programación se pueden apreciar en las figuras 3.1 y 3.2.

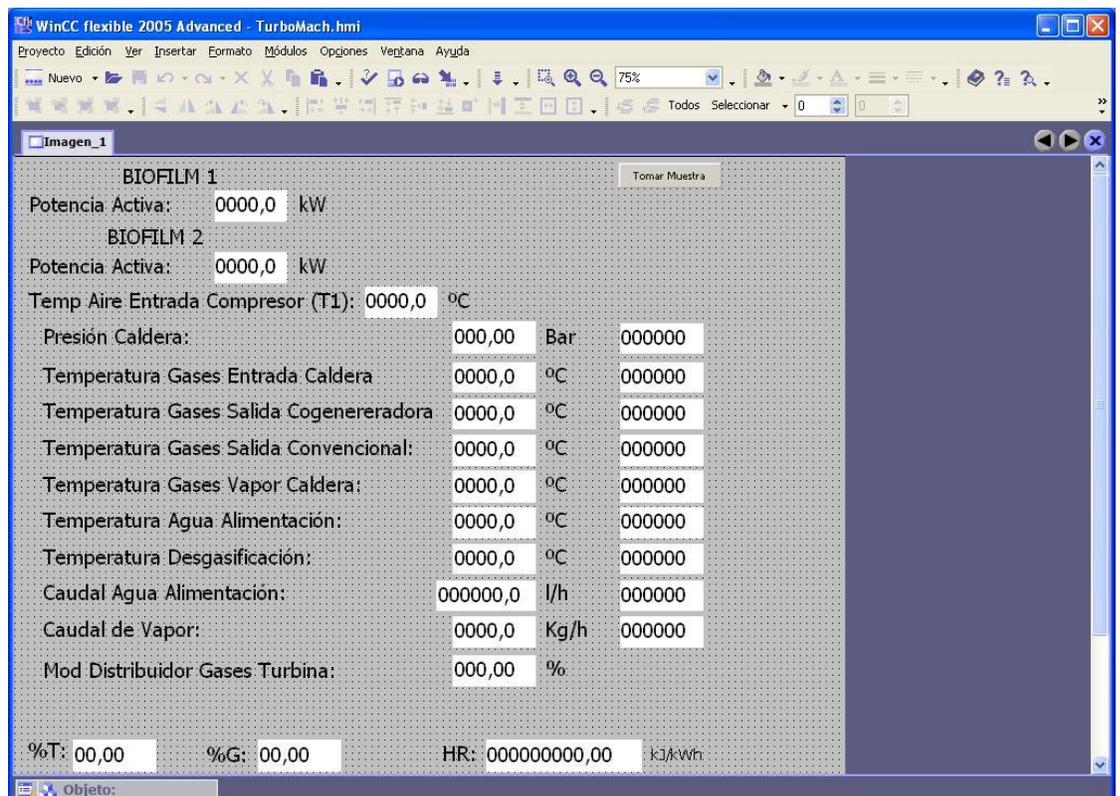


Figura 3.1. Supervisorio del programa de datos en *WinCC Flexible*.

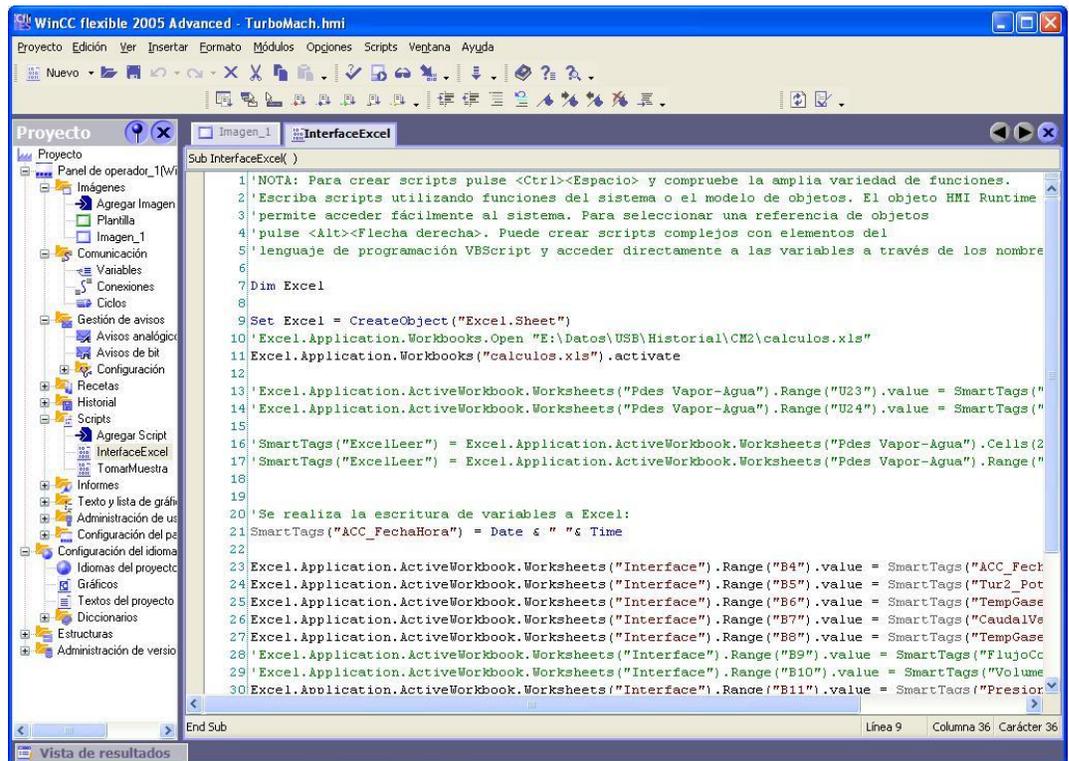


Figura 3.2. Pantalla de programación de base de datos en *WinCC Flexible*.

A continuación se presenta el programa completo elaborado y empleado para la adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos, el cual fue montado en un equipo de cómputo en la central de cogeneración destinado única y exclusivamente para el presente trabajo de grado, el cual se conectó en red para poder ser consultado desde cualquier punto de la planta.

'NOTA: Para crear scripts pulse <Ctrl><Espacio> y compruebe la amplia variedad de funciones.
'Escriba scripts utilizando funciones del sistema o el modelo de objetos. El objeto HMI Runtime
'permite acceder fácilmente al sistema. Para seleccionar una referencia de objetos
'pulse <Alt><Flecha derecha>. Puede crear scripts complejos con elementos del
'lenguaje de programación VBScript y acceder directamente a las variables a través de los nombres, p.ej. variable = 5.

Dim Excel

```
Set Excel = CreateObject("Excel.Sheet")
Excel.Application.Workbooks("calculos.xls").activate
```

```
'Se realiza la escritura de variables a Excel:
SmartTags("ACC_FechaHora") = Date & " " & Time
```

```
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B4").value = SmartTags("ACC_FechaHora")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B5").value = SmartTags("Tur2_PotenciaActiva")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B6").value = SmartTags("TempGasesEntradaCalderaDB")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B7").value = SmartTags("CaudalVaporDB")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B8").value = SmartTags("TempGasesSalidaCogeneracionDB")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B9").value = SmartTags("FlujoCombustible")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B10").value = SmartTags("VolumenO2")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B11").value = SmartTags("PresionCalderaDB")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B12").value = SmartTags("TempGasesEntradaCalderaDB")
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B13").value = SmartTags("RazonCombConsumoHRSG")
```

```
'Se realiza la Lectura de variables de Excel
```

```
SmartTags("EficienciaTermica") =
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B19").value
```

```

SmartTags ("EficienciaGlobal") =
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B20").value
SmartTags("HeatRate") =
Excel.Application.ActiveWorkbook.Worksheets("Interface").Range("B21").value

```

```
Dim conn, rst
```

```
Set conn = CreateObject("ADODB.Connection")
Set rst = CreateObject("ADODB.Recordset")
```

```
conn.Open "DSN=WinCCFlexible"
```

```
Dim SQL_Tabelle
```

```
InterfaceExcel()
```

```

ACC_FechaHora= Date & " " & Time
SQL_Tabelle = "INSERT INTO Biofilm2 VALUES ('&
ACC_FechaHora&"', ' " &Tur2_PotenciaActiva & "' , ' " &Tur2_T1
& "' , ' " & PresionCalderaDB & "' , ' " &
TempGasesEntradaCalderaDB & "' , ' " &
TempGasesSalidaCogeneracionDB & "' , ' " &
TempGasesSalidaConvenicionalDB & "' , ' " &
TempGasesVaporCalderaDB & "' , ' " & TempAguaAlimentacionDB &
"' , ' " & TempDesgasificacionDB & "' , ' " &
CaudalAguaAlimentacionDB & "' , ' " & CaudalVapor & "' , ' " &
ModDistGasesTurbina & "' , ' " & GasEntry & "' , ' " &
FlujoCombustible & "' , ' " & VolumenO2 & "' , ' " &
RazonCombConsumoTurbina & "' , ' " & RazonCombConsumoHRSG &
"' , ' " & EficienciaTermica & "' , ' " & EficienciaGlobal & "' , ' "
& HeatRate & "' , ' " & EficienciaCaldera & "' , '1')"
```

```
Set rst = conn.Execute(SQL_Tabelle)
conn.Close
```

4. RESULTADOS:

Una vez instalado y configurado el sistema de adquisición de datos, se realizó un conjunto de pruebas en la central de cogeneración 2 de la planta. En un equipo de cómputo destinado exclusivamente para realizar los cálculos de eficiencia energética y almacenar la información para su posterior análisis. Este capítulo presenta los resultados de dicha implementación.

4.1 ANALISIS DE GRAFICAS Y TENDENCIA ESTADISTICA

4.1.1 Graficas de eficiencia contra tiempo:

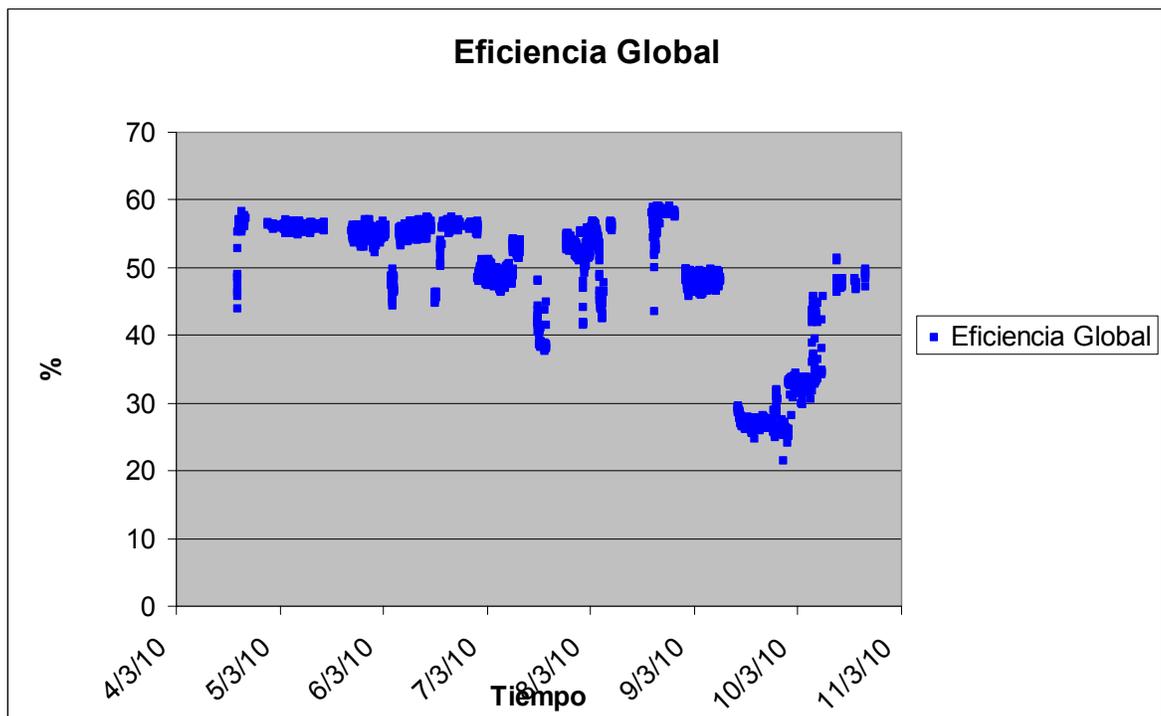


Figura 4.1. Grafica de eficiencia contra tiempo

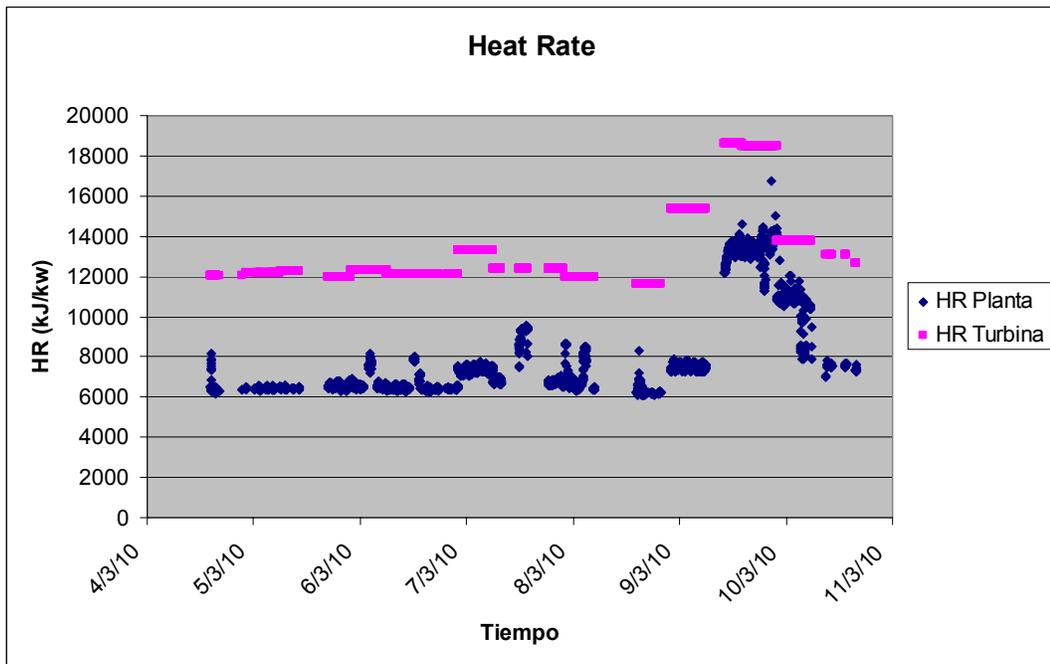


Figura 4.2. Grafica de Heat Rate contra tiempo

El sistema permitió visualizar el comportamiento minuto a minuto de la eficiencia Global y de los Heat Rate (Planta y Turbina) por un espacio de 8 días (Figuras 4.1 y 4.2). Suministrando Información de interés para analizar la relación de estos resultados con algunos parámetros de operación de la central y de esta forma poder realizar las recomendaciones pertinentes para lograr mejoras.

4.1. 2 Graficas de potencia generada contra eficiencia y Heat Rate:

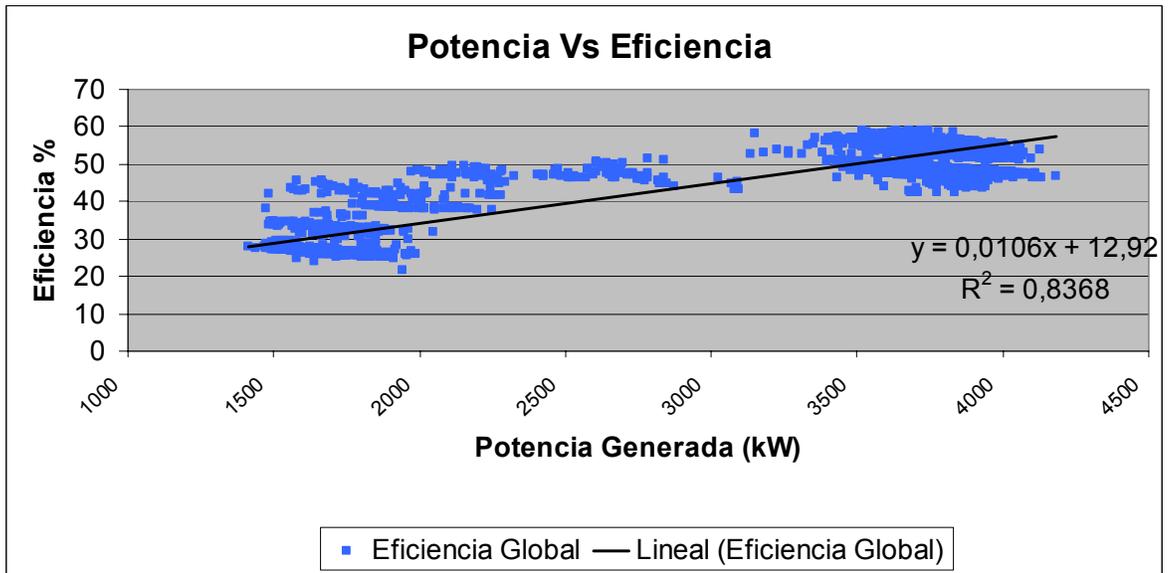


Figura 4.3. Grafica de potencia generada contra eficiencia

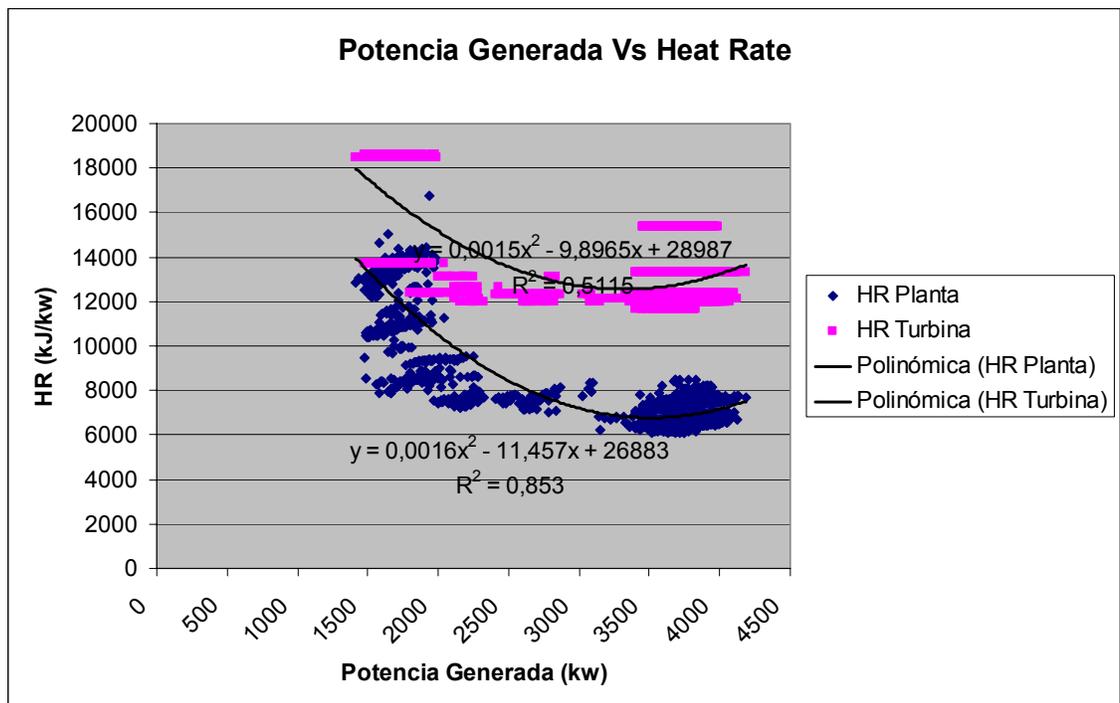


Figura 4.4. Grafica de potencia generada contra Heat Rate

El análisis de las figuras 4.3 y 4.4 permite establecer alta correlación entre la potencia generada en la central de cogeneración, y la eficiencia de la misma, se puede apreciar que los valores mas altos de eficiencia se obtienen para las generaciones eléctricas más alta, y mediante regresión obtener la expresión:

$$\text{Eficiencia Global (\%)} = 0,0106 * \text{Pot Gen (Kw.)} + 12,92 \quad \text{con } R^2 = 0,8368$$

En las graficas también se evidencia el impacto del incremento de la Potencia Generada en la disminución del Heat Rate (Planta y Turbina). Mediante regresión se obtienen las siguientes expresiones para Heat Rate:

$$\text{HR Planta} = 0,0016 * (\text{Pot. Gen.})^2 - 11,457 * (\text{Pot. Gen.}) + 26883 \quad \text{con } R^2 = 0,853$$

$$\text{HR turbina} = 0,0015 * (\text{Pot. Gen.})^2 - 9,8965 * (\text{Pot. Gen.}) + 28987 \quad \text{con } R^2 = 0,511$$

4.1.3 Graficas de eficiencia y Heat Rate contra vapor generado:

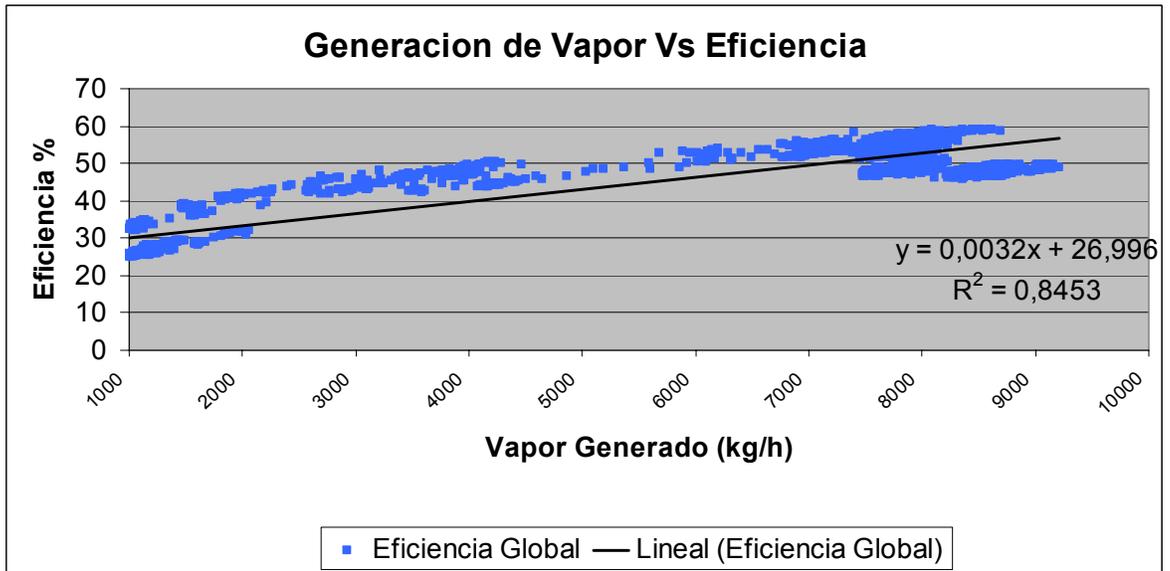


Figura 4.5. Grafica de generación de vapor contra eficiencia

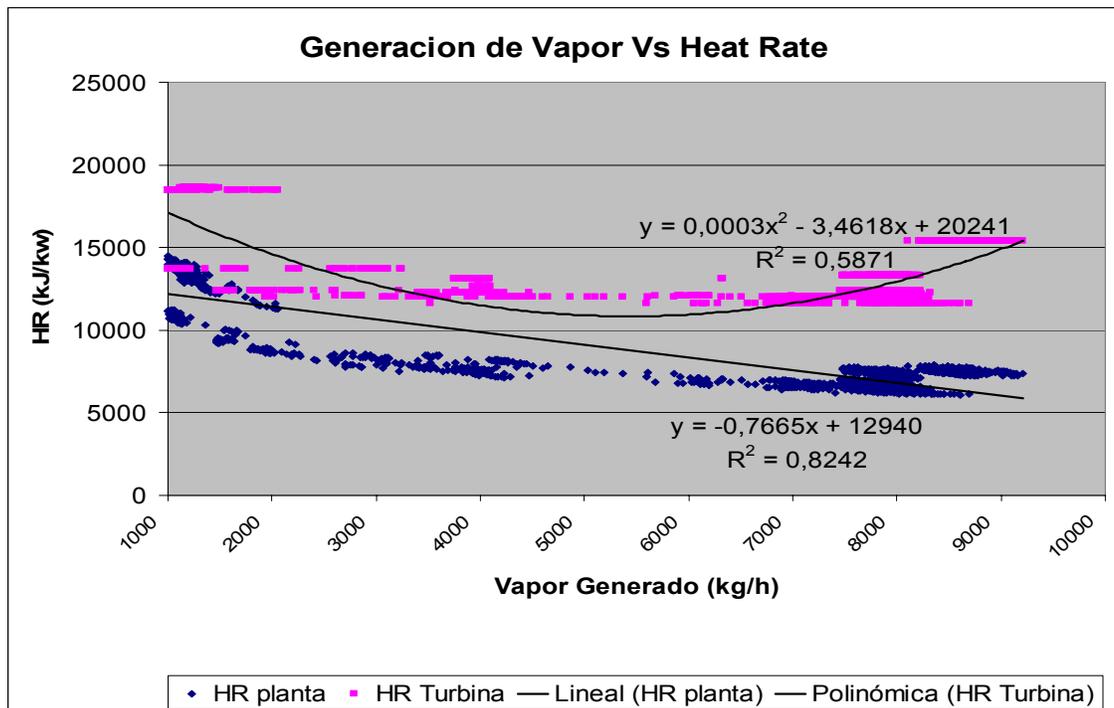


Figura 4.6 Grafica de generación de vapor contra Heat Rate

Para el caso de vapor generado se observa un efecto similar al del la Potencia, sobre la eficiencia y Heat Rate. El análisis de las graficas permite establecer alta correlación entre el vapor generado en la central de cogeneración, y las eficiencia de la planta, se puede apreciar que los valores mas altos de eficiencia se obtienen para las generaciones de vapor mas altas, y mediante regresión obtener las expresiones:

$$\text{Eficiencia Global (\%)} = 0,0032 * \text{Vapor Gen. (Kg/h.)} + 26,996 \text{ con } R^2 = 0,8453$$

En las graficas también se evidencia el impacto del incremento del vapor Generado en la disminución del Heat Rate (Planta y Turbina). Mediante regresión se obtienen las siguientes expresiones para Heat Rate:

$$\text{HR Planta} = -0,7665 * \text{Vapor Gen.} + 26883 \text{ con } R^2 = 0,8242$$

$$\text{HR Turbina} = 0,0003 * (\text{Vap. Gen.})^2 - 3,4618 * (\text{Vap. Gen.}) + 20241 \text{ con } R^2 = 0,587$$

4.1. 4 Graficas de presión de operación contra eficiencia:

El análisis de los datos obtenidos demuestra que para un mismo valor de presión de operación la central puede trabajar a diferentes eficiencias, pero cabe anotar que la baja correlación obtenida no permite concluir que la presión de operación de la central, no tiene impacto directo sobre las variables de eficiencia.

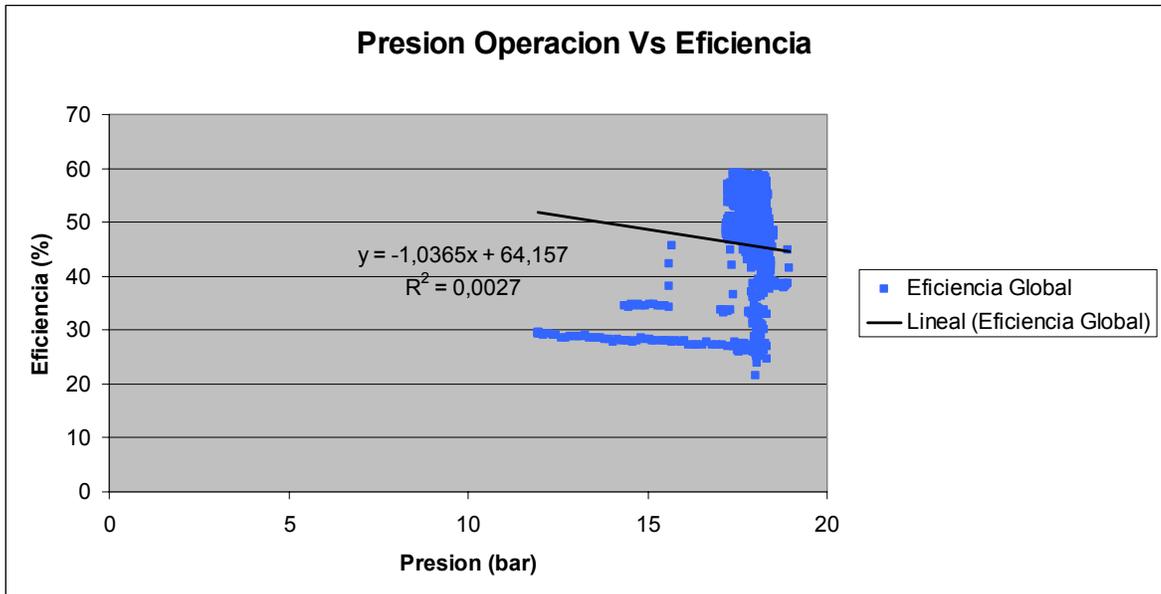


Figura 4.7. Grafica de Presión de operación contra Eficiencia

Es necesario especificar que la presión de operación, de manera practica es un parámetro de mucho interés dentro de la Gestión energética, y que se debe mantener los mas cercano posible a la demanda de la planta, ya que si se trabaja la presión de operación por encima de los requerimientos se aumentan innecesariamente los costos operacionales por consumo de combustible.

4.1. 5 Graficas de calor específico y flujo de gases:

La aplicación del programa de cálculo de eficiencia permitió visualizar la variación de los valores de calor específico y flujo de gases en el tiempo de la realización de la prueba. Estas graficas afirman la importancia de utilizar la metodología de cálculo del calor específico de los gases de combustión y lograr resultados mas confiables, en lugar de un valor constante como se trabaja tradicionalmente.

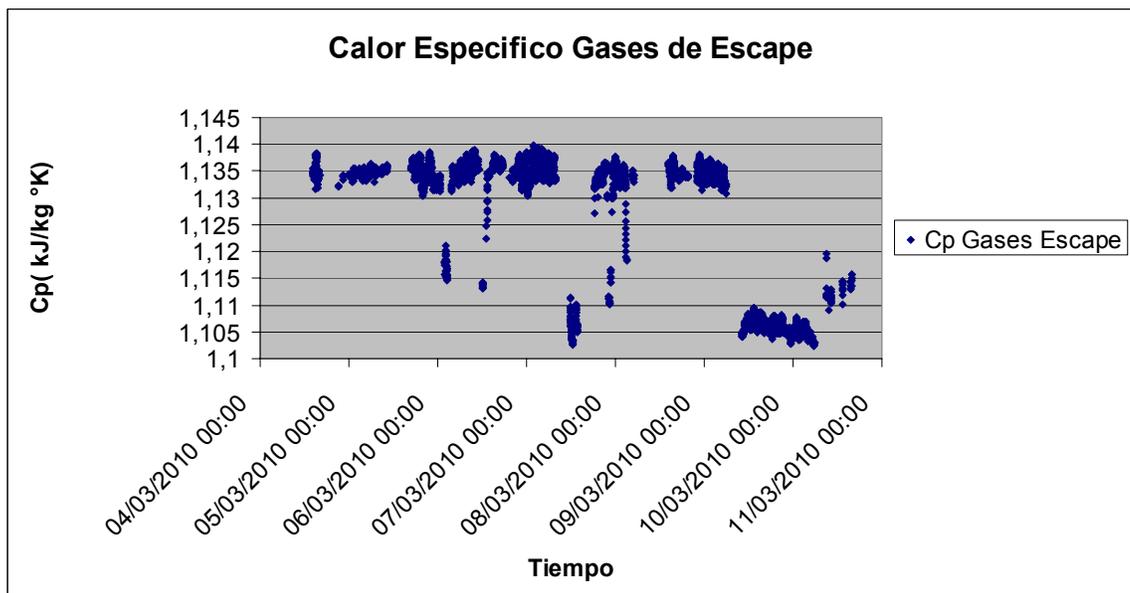


Figura 4.8. Grafica de calor especifico de gases de escape.

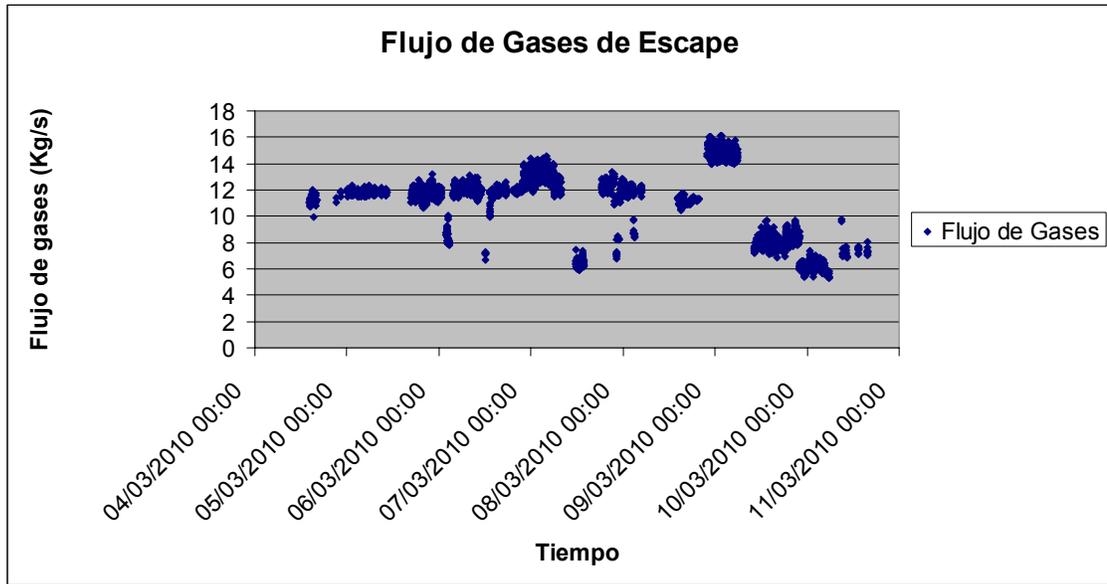


Figura 4.9. Grafica de Flujo de gases de escape

4.2 ANALISIS ESTADISTICO EFICIENCIA GLOBAL Y HEAT RATE

Los datos obtenidos por el programa permiten realizar un análisis estadístico de los resultados día a día, con lo cual es posible establecer un seguimiento al comportamiento y a los límites de control de cada parámetro de eficiencia calculado. Este análisis además permitirá conocer la variabilidad propia del proceso para generar acciones que logren minimizarla y conocer además los límites naturales para mediante acciones lograr su optimización.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para un día de operación de la central y cuyo análisis estadístico se realizó con el programa estadístico Minitab.

4.2.1 Gráficos de control de eficiencia Global:

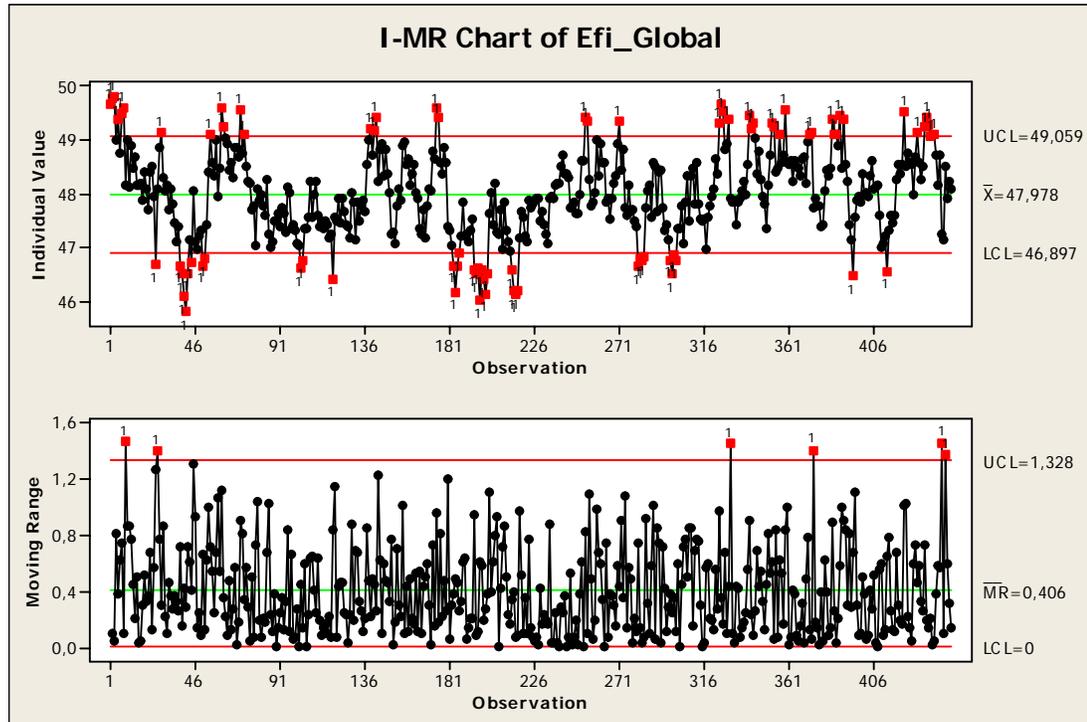


Figura 4.10. Grafica de Control eficiencia Global.

Las graficas de control muestran el comportamiento de los parámetros calculados de eficiencia global de la central en un día típico. En el también aparecen señalados la media de la mediciones y los limites propios del proceso calculados a partir de la desviación estándar de los datos. Los datos por fuera de los limites calculados se resaltan en rojo y evidencia la alta variabilidad en el proceso, lo cual es un resultado de la carencia de control sobre la medición y el análisis de las variables de eficiencia. Las graficas de Rango Movil muestran las diferencias entre un dato y el siguiente, para evidenciar si siguen alguna tendencia, lo cual no se presenta en nuestro caso.

4.2.2 Gráficos de control Heat Rate planta:

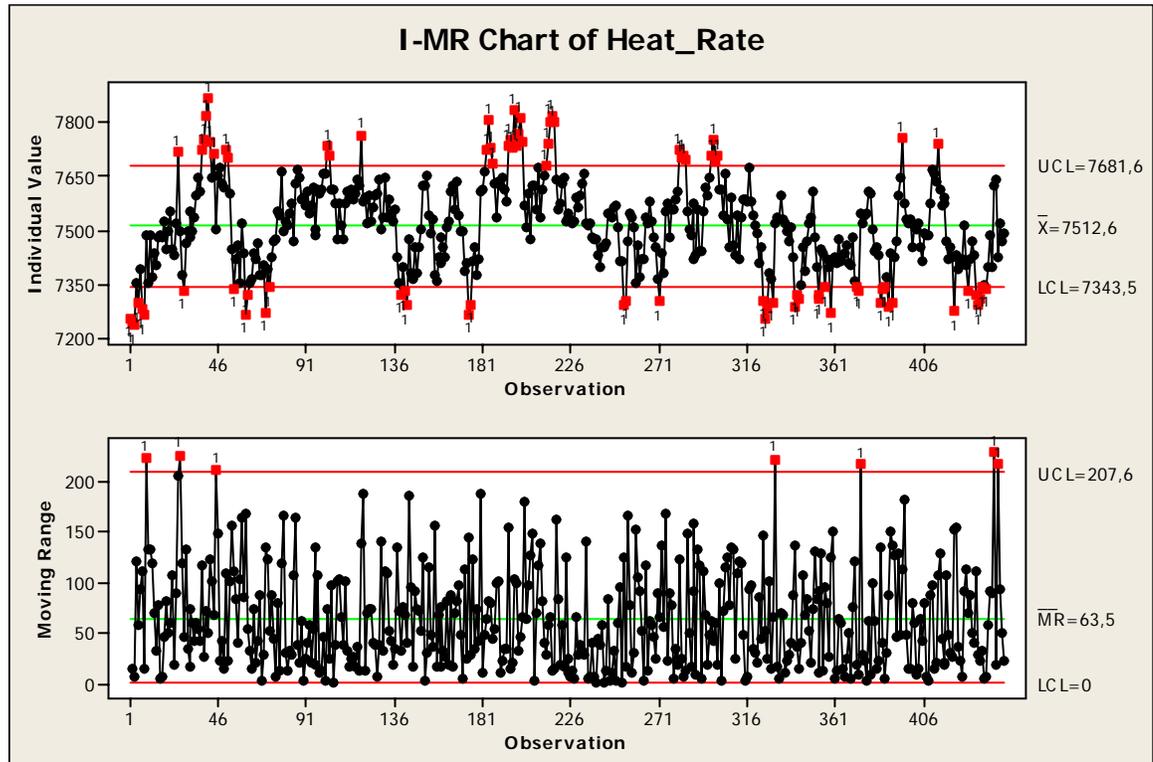


Figura 4.11. Grafica de Control Heat Rate.

La grafica de control del Heat Rate muestra el comportamiento de este parámetro en un día típico. En el también aparecen señalados la HR promedio y los limites propios del proceso calculados a partir de la desviación estándar de los datos. Los datos por fuera de los limites calculados se resaltan en rojo y evidencia la alta variabilidad en el proceso, lo cual es un resultado de la carencia de control sobre la medición y el análisis de las variables de eficiencia. Las graficas de Rango Movil muestran las diferencias entre un dato y el siguiente, para evidenciar si siguen alguna tendencia, lo cual no se presenta en nuestro caso.

4.2.3. Gráficos de control calor específico y flujo de gases de escape

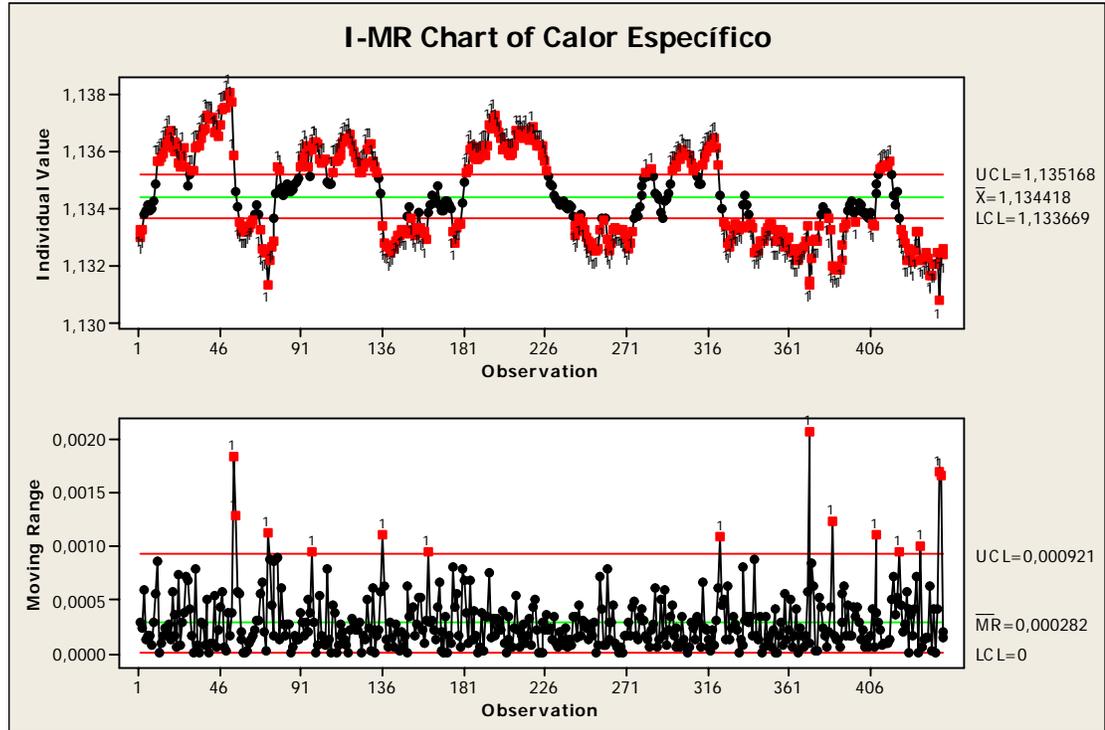


Figura 4.12 Grafica de Control Calor especifico gases de escape.

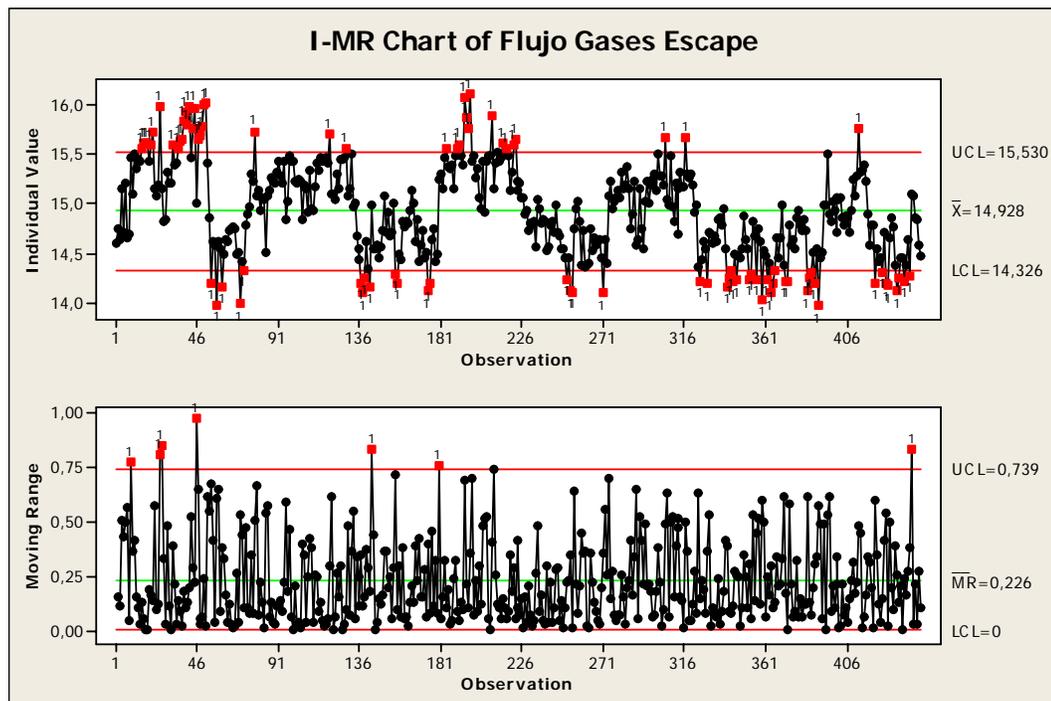


Figura 4.13. Grafica de Control flujo gases de escape.

Las graficas de control muestran el comportamiento de los parámetros calor específico y flujo de gases de escape en un día típico. En el también aparecen señalados la media de y los limites propios del proceso calculados a partir de la desviación estándar de los datos. Los datos por fuera de los limites calculados se resaltan en rojo y evidencia la alta variabilidad en el proceso, lo cual es un resultado de la carencia de control sobre la medición y el análisis de las variables de eficiencia.

Las graficas de Rango Movil muestran las diferencias entre un dato y el siguiente, para evidenciar si siguen alguna tendencia, lo cual no se presenta en nuestro caso.

Estos dos parámetros poseen la variación mas alta evidencias por el programa y se debe principalmente a las condiciones de operación de la central que hace modular muchas veces al día el by pass de gases de escape de la central.

4.2.4 Resumen estadístico de eficiencias:

El comportamiento de la Eficiencia Global presenta poca variabilidad. La media de los datos es 47,978 % con una desviación estándar de 0, 789. En las pruebas de Normalidad realizadas se evidencia que estos datos tienen un comportamiento Normal, pues en la prueba de Anderson-Darling se obtuvo un p-valor superior a 0,05 (0,547); hecho que se confirma mediante la grafica de normalidad en la cual se observan que la mayor parte de los puntos están dentro de los intervalos de confianza y se encuentran alineados.

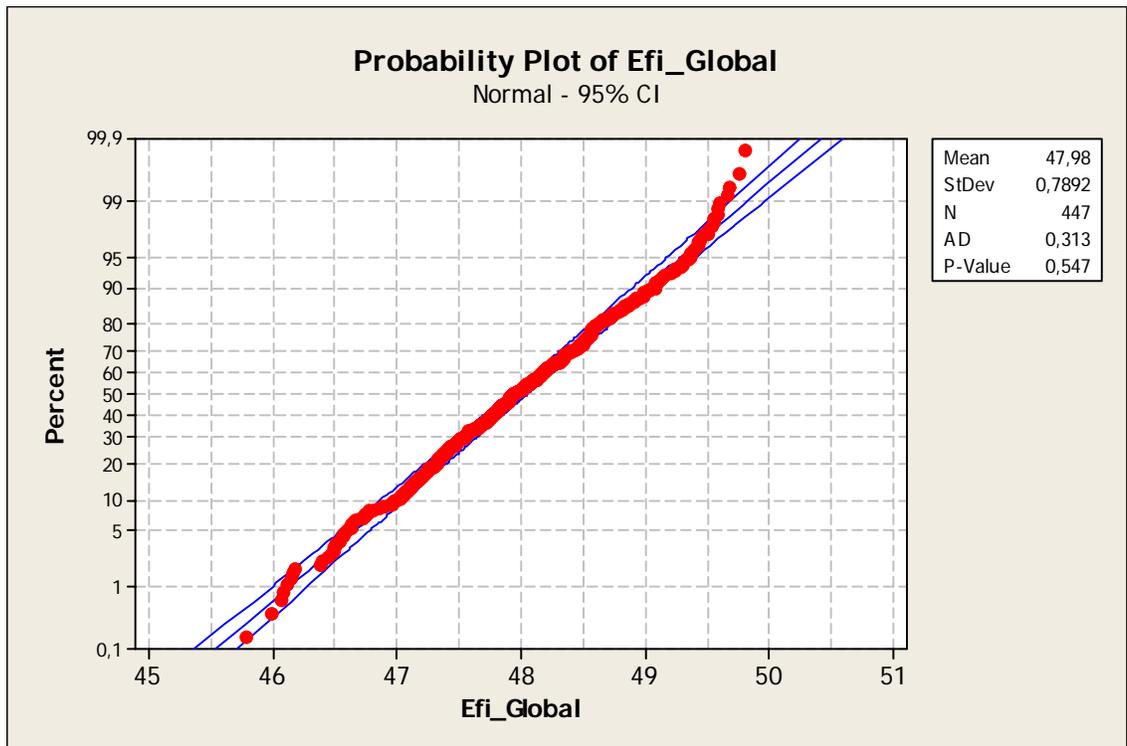
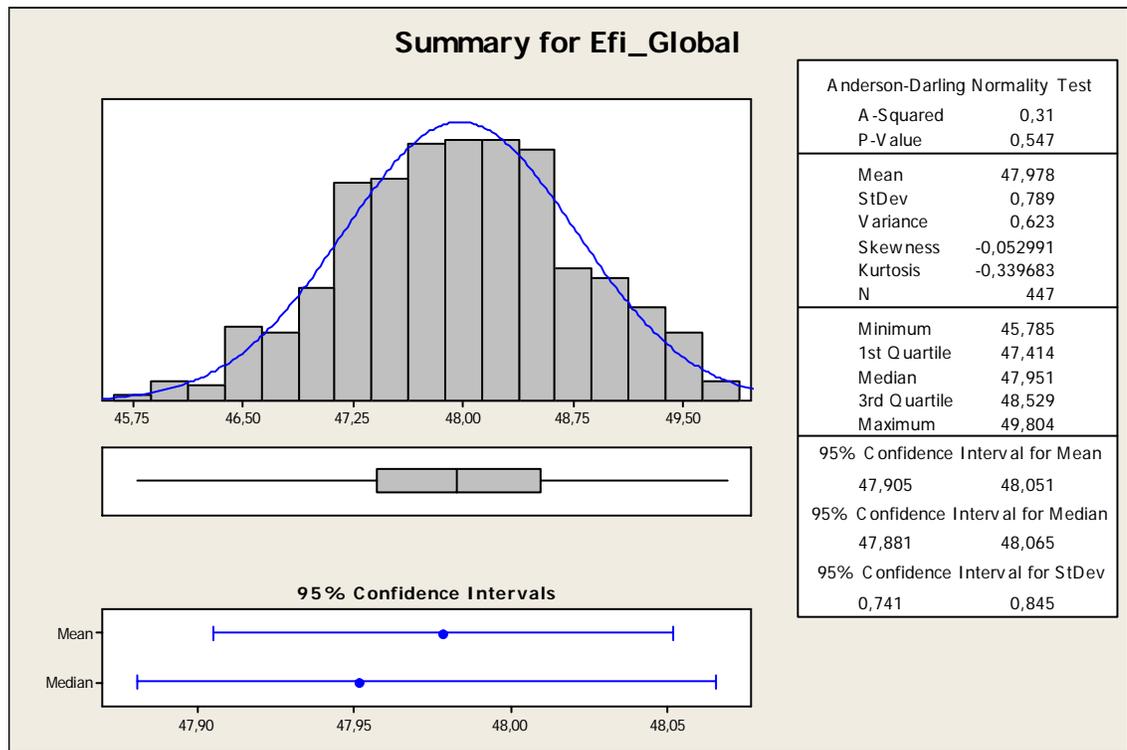


Figura 4.14. Resumen Estadístico de eficiencia global.

4.2.5 Resumen estadístico de Heat Rate:

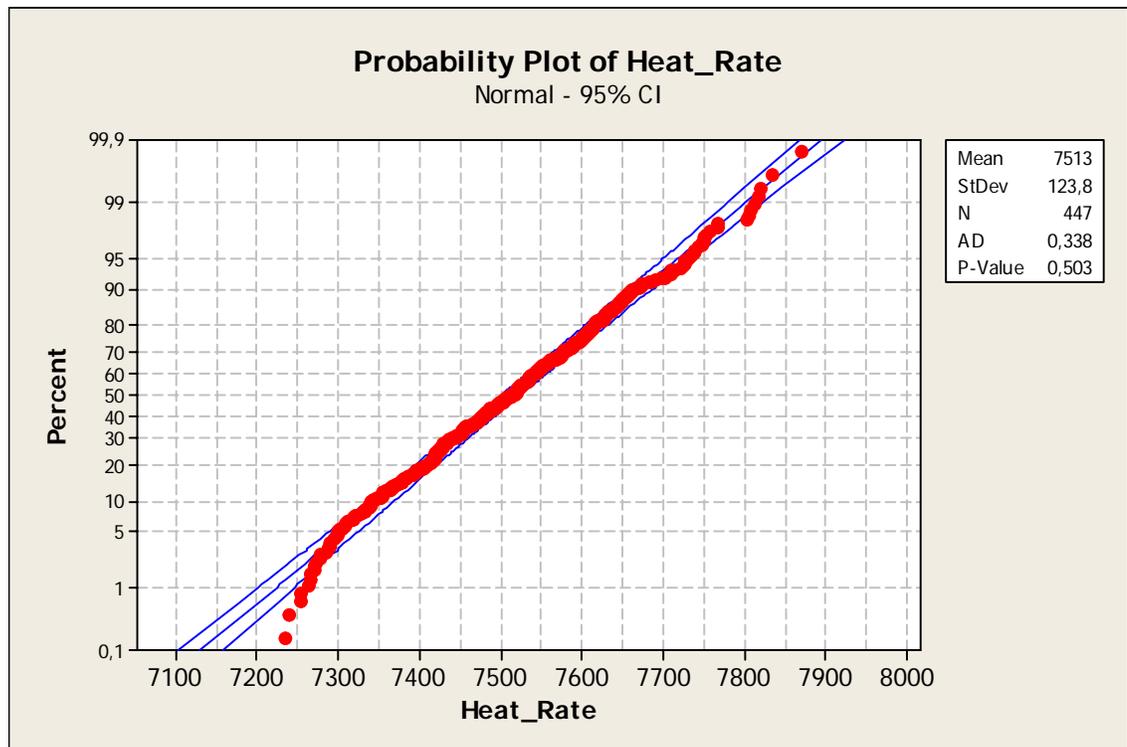
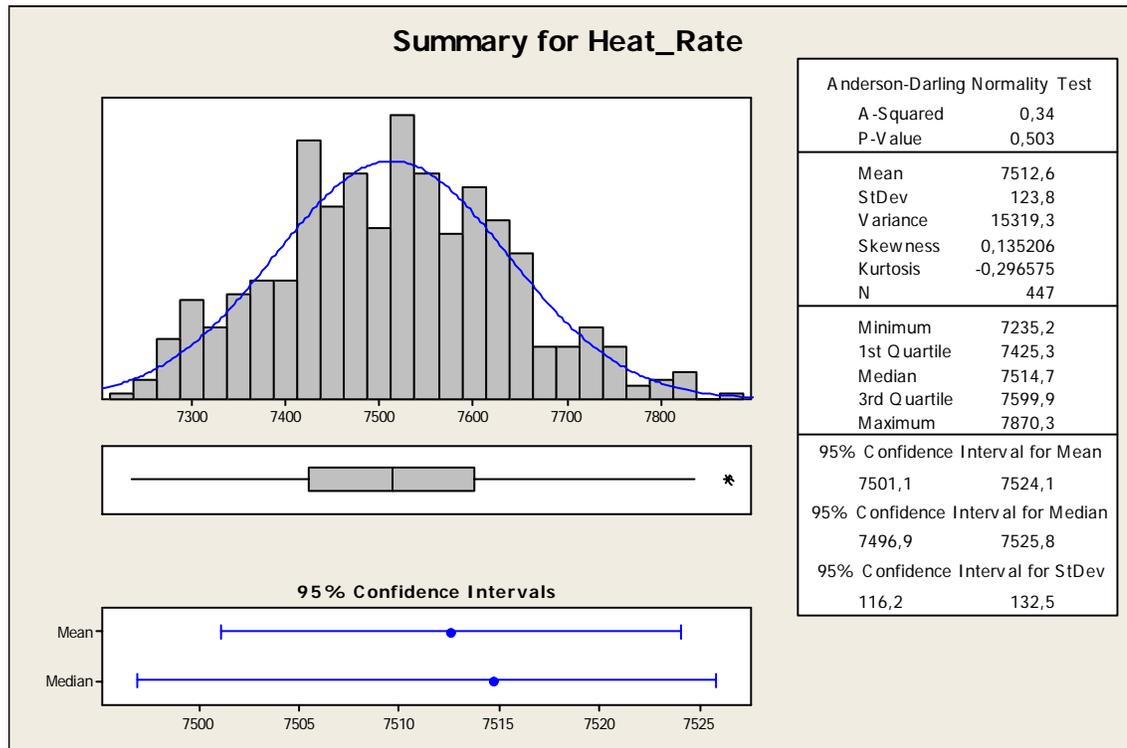


Figura 4.15. Resumen Estadístico de Heat Rate.

El comportamiento en el caso de Heat Rate evidencia alta variabilidad. La media de los datos es 7512,6 Kj/ Kw con una desviación estándar de 123,8. En las pruebas de Normalidad realizadas se evidencia que estos datos tienen un comportamiento Normal, pues en la prueba de Anderson-Darling se obtuvo un p-valor superior a 0,05 (0,503); hecho que se confirma mediante la grafica de normalidad en la cual se observan que la mayor parte de los puntos están dentro de los intervalos de confianza y se encuentran alineados.

4.2.6 Resumen estadístico de calor específico y flujo de gases de escape:

Los parámetros de calor específico y flujo de gases de escape presentan la variabilidades mas altas de los datos recolectados, en el primer caso tiene una media de 1,1344 Kj /Kg °K con una desviación estándar de 0, 0015. Los gases de escape presentaron un valor medio de 14,928 Kg./s con una desviación estándar de 0,457. Ninguno de los dos comportamiento es Normal, pues en la prueba de normalidad de Anderson-Darling se obtuvieron p-valore inferiores a 0,05 ; hecho que se confirma mediante la grafica de normalidad en la cual se observan que la mayor parte de los puntos están fuera de los intervalos de confianza y no se encuentran alineados.

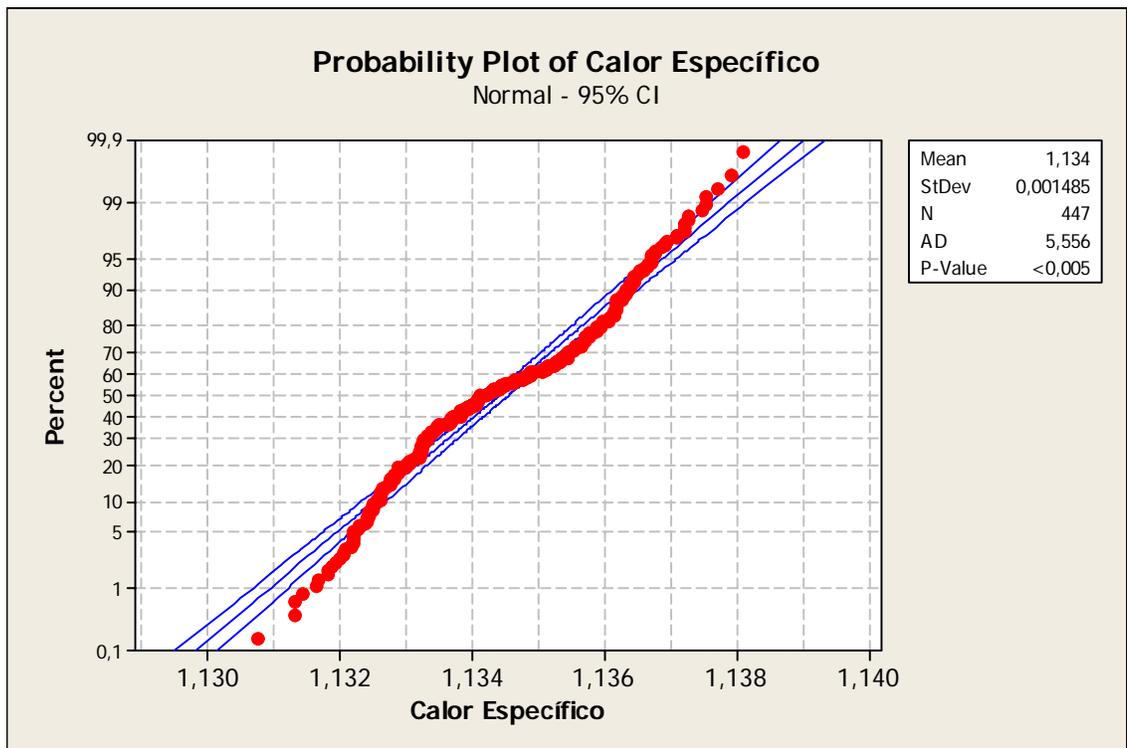
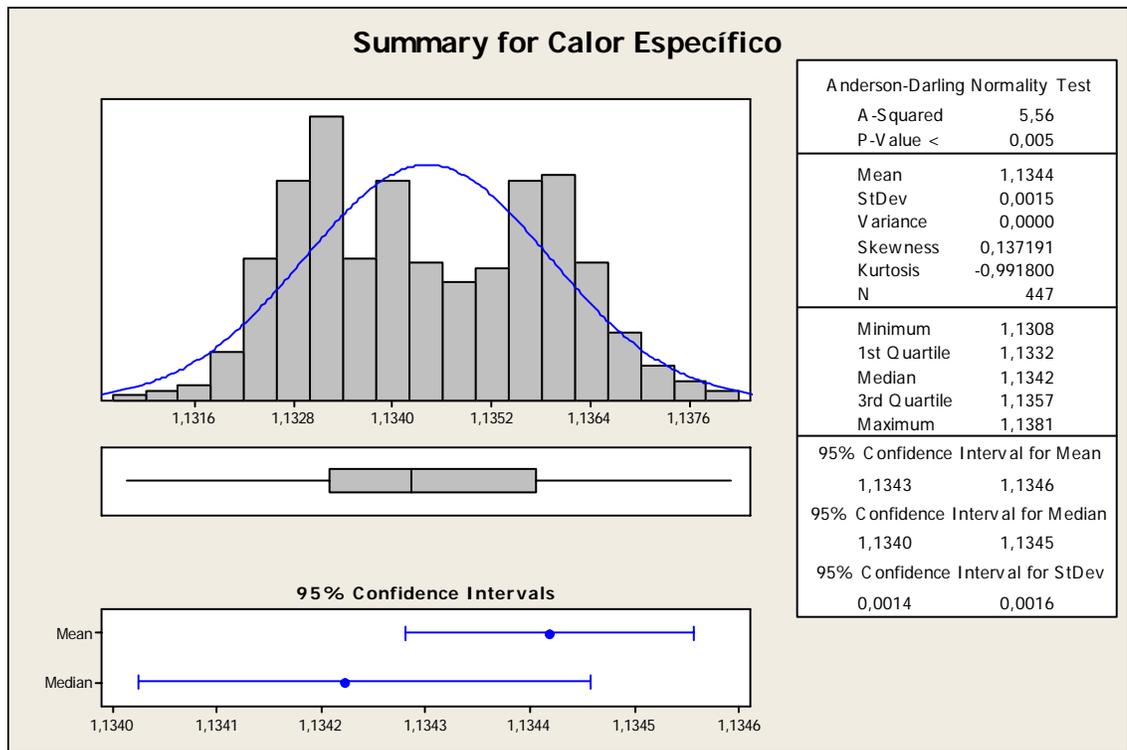


Figura 4.16. Resumen Estadístico de calor específico.

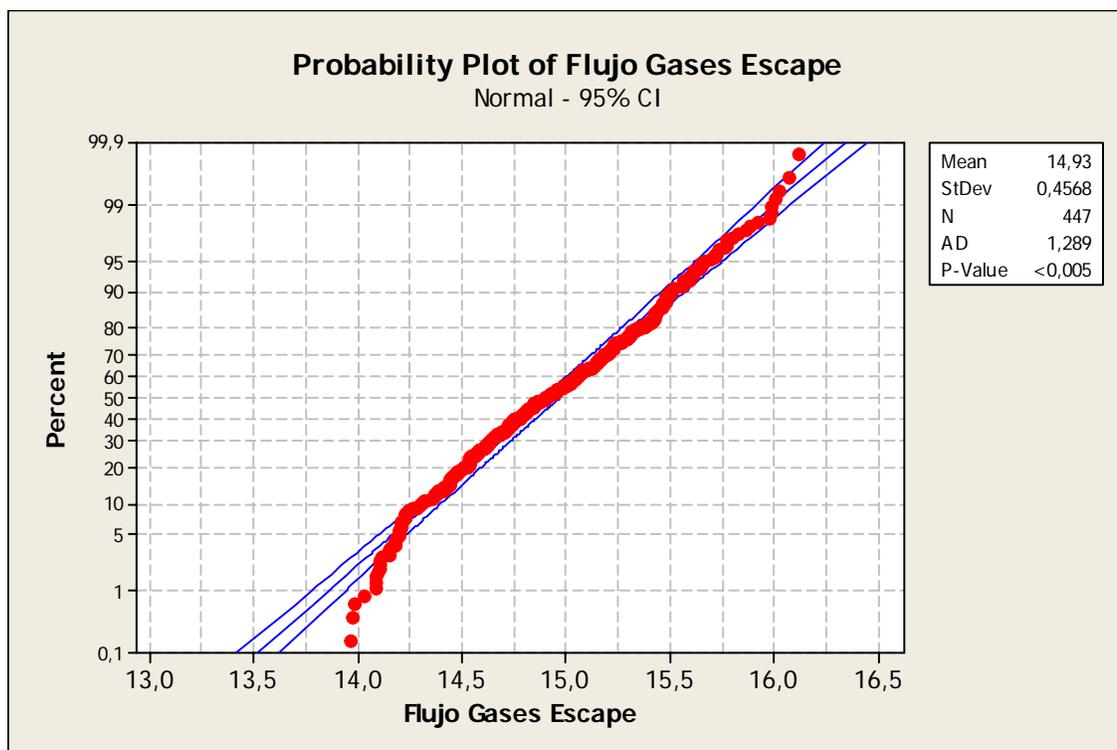
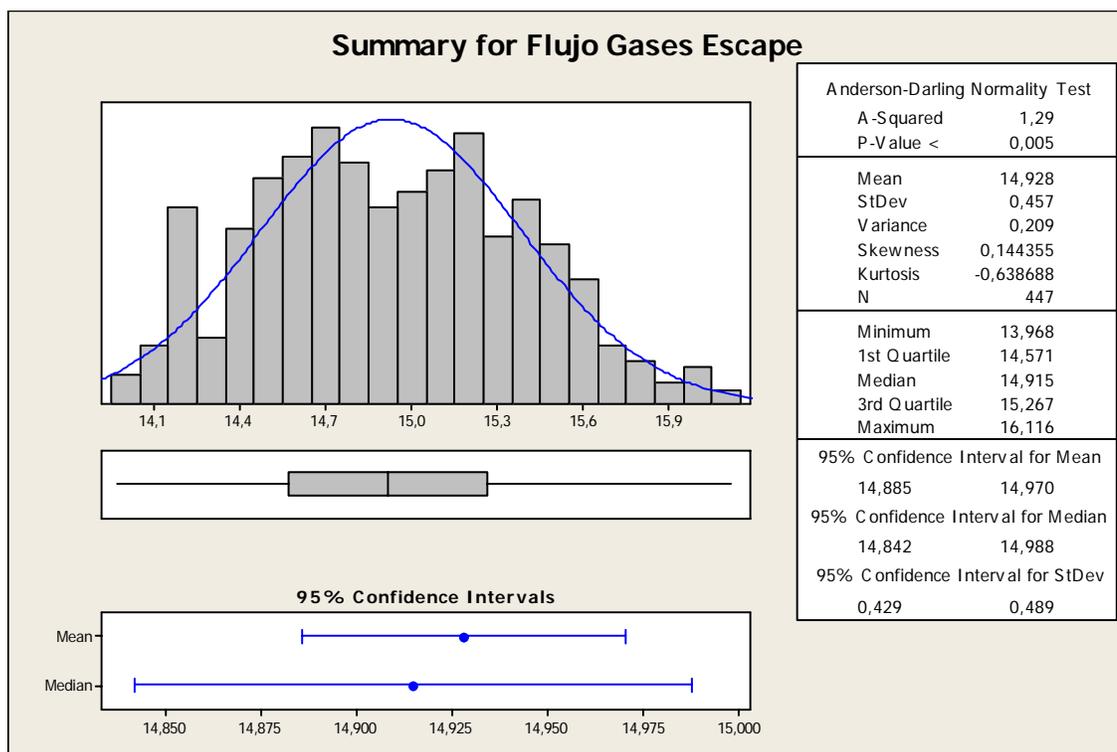


Figura 4.17. Resumen Estadístico de flujo de gases de escape.

4.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA A PARTIR DE DATOS OPERACIONES EN LÍNEA DEL GENERADOR DE VAPOR RECUPERADOR DE CALOR (HRSG).

Dada la complejidad de los cálculos de eficiencia del HRSG por los métodos directo e Indirecto, la gran cantidad de datos obtenidos y almacenados por el sistema de adquisición de datos, y el altísimo potencial de mejoras, se concentraron esfuerzos y recursos en el HRSG, en cuya aplicación se adoptaron algunas consideraciones para la realización del análisis de eficiencia, los cuales se detallan a continuación:

4.3.1 VALORES PROMEDIO DE LOS DATOS OPERACIONALES EN LÍNEA

Para el cálculo de los indicadores de eficiencia energética del generador de vapor recuperador de calor, se elaboro una base de datos la cual almaceno minuto a minuto las variables necesarias para la evaluación de la HRSG, para los tres turnos de operación de ocho horas cada uno, en los diez días seleccionados. Cada turno de operación cuenta con 480 celdas, las cuales tienen los parámetros reales de funcionamiento. Con el propósito de conocer los indicadores de eficiencia energética del generador de vapor recuperador de calor, en los diferentes turnos, se obtuvieron los valores promedios de cada variable, como se aprecia en la tabla 4.1.

Día	Turno	Potencia Activa KW	Entrada aire Compresor (°C)	Presión HRSG (bara)	Gases entrada HRSG (°C)	Gases Salida lado recuperador (°C)	Gases salida Convencional °C	Vapor HRSG °C	Agua Alimentación (°C)	Caudal Agua Alimentación Kg/h	Caudal Vapor Kg/h
13/02/2010	1	3306,73	28,1	17,76	414,18	254,03	215,3	211,98	87,18	3133,58	7040,26
	2	2686,51	27,86	17,82	374,26	250,74	213,93	210,74	85,24	2703,64	5676,35
	3	2775,51	25,16	17,76	370,91	250,95	214,45	211,04	83,04	2836,12	5975,96
27/02/2010	1	3220,56	30,41	17,33	410,31	252,65	227,09	212,63	82,46	4255,65	10956,83
	2	3751,5	29,94	17,49	444,78	258	224,55	210,26	78,01	4668,57	12046,23
	3	3540,59	27,6	17,5	426,97	256,9	225,15	209,87	77,61	4557,96	11649,72
28/02/2010	1	3339,05	31,05	17,48	422,93	255,14	229,62	212,48	81,23	4701,3	12010,92
	2	2446,85	29,02	17,39	363,51	251,34	226,83	209,53	78,66	4052,47	10303,84
	3	3387,64	27,09	17,47	413,1	255,9	226,92	210,03	78,87	4545,35	11731,35
01/03/2010	1	3159,66	31,11	17,47	406,81	255,14	226,95	211,97	80,46	4304,66	10926,11
	2	3391,62	30,81	17,49	426,72	255,23	227,47	211,25	83,65	4568,78	11540,97
	3	3277,3	27,19	17,47	413,03	254,15	229,28	210,3	82,73	4546,68	11555,04
02/03/2010	1	3322,85	29,91	17,48	422,37	255,36	229,77	212,55	83,19	4578,5	11747,42
	2	3312,57	29,15	17,47	418,5	256,46	226,33	210,37	81,2	4580,75	11633,13
	3	3057,39	27,43	17,5	398,46	253,55	226,75	210,98	80,9	4379,63	11210,32
03/03/2010	1	3212,64	28,63	17,51	410,03	256,07	225,96	211,41	83,36	4533,94	11562,5
	2	3090,49	28,51	17,51	403,21	254,38	225,13	211,24	81,74	4386,14	11112,23
	3	3114,01	27,22	17,51	412,09	255,24	225,66	211,07	82,47	4539,2	11664,83
04/03/2010	1	3300	29,41	17,52	420,24	256,14	224,84	212,24	82,97	4615,49	11770,45
	2	2943,89	29,34	17,73	400,4	254,38	215,36	210,77	86,24	3339,14	7537,89
	3	3512,81	27,68	17,75	430,53	256,96	213,64	210,75	88,73	3490,22	7954,35
06/03/2010	1	3351,9	30,36	17,79	420,18	255,53	213,15	213,44	91,75	3293,77	7374,3
	2	3608,74	29,28	17,75	435,85	257,54	212,63	210,83	91,38	3451,32	7923,07
	3	3763,77	27,97	17,81	442,5	257,77	212,42	211,64	92,9	3481,81	7909,84
07/03/2010	1	2415,52	28,13	17,88	358,22	248,85	212,83	213,45	90,51	2500,35	5205,05
	2	2956,72	27,4	17,74	386,78	254,44	214,38	212,6	89,77	3106,95	7084,12
	3	3384,55	26,64	17,83	410,41	253,91	213,04	212,67	90,92	2976,16	6631,88
09/03/2010	1	2158,65	30,04	16,98	350,09	244,4	196,48	211,21	92,48	1906,01	4114,57
	2	1682,76	31,02	18,08	322,84	243,2	185,71	212,11	90,14	940,68	1182,95
	3	1701,86	27,19	17,56	317,25	242,94	184,36	210,91	88,63	1041,42	1727,59

Tabla 4.1. Valores promedio de los datos operacionales en línea.

4.3.2 CONSUMO DE GAS NATURAL Y FLUJO DE GASES DE COMBUSTIÓN DE LA TG Y DEL QUEMADOR CONVENCIONAL DE LA HRSG.

La central de cogeneración lleva el registro del consumo de gas natural en la turbina a gas (TG) y en la HRSG para cada turno de operación, los cuales son verificados por el operador en las estaciones reguladoras y luego registrados en un archivo de consulta. Esta información será utilizada en los análisis como energía de entrada para el cálculo de las eficiencias.

Para el cálculo del flujo de gases de combustión en la turbina y en el quemador convencional se empleó la metodología propuesta en la sección 2.5. y toda esta información se organizó en la tabla 4.2.

Día	Turno	Consumo GN turbina KPC corregido	Consumo GN turbina Lbm/h	Consumo GN HRSG KPC corregido	Consumo GN HRSG Lbm/h	Flujo de gases de turbina a gas Lb/h	Flujo de gases Quemador convencional Lb/h
13/02/2010	1	383	2069,93	51,41	277,85	168844,2	9200,29
	2	342	1848,34	51,38	277,68	150769,49	9194,93
	3	347	1875,37	54,48	294,44	152973,73	9749,7
27/02/2010	1	388	2096,95	125,94	680,64	171048,43	22538,13
	2	418	2259,09	106,26	574,28	184273,83	19016,21
	3	411	2221,26	122,32	661,08	181187,9	21890,29
28/02/2010	1	370	1999,67	126,34	682,81	163113,19	22609,71
	2	346	1869,96	152,63	824,89	152532,88	27314,55
	3	400	2161,81	140,99	761,98	176338,59	25231,46
01/03/2010	1	380	2053,72	128,64	695,24	167521,66	23021,32
	2	401	2167,21	128,6	695,02	176779,44	23014,16
	3	383	2069,93	133,5	721,5	168844,2	23891,06
02/03/2010	1	393	2123,98	134,2	725,29	173252,66	24016,33
	2	394	2129,38	116,01	626,98	173693,51	20761,06
	3	378	2042,91	120,94	653,62	166639,97	21643,33
03/03/2010	1	383	2069,93	114,68	619,79	168844,2	20523,05
	2	377	2037,5	113,36	612,66	166199,12	20286,82
	3	400	2161,81	117,21	633,46	176338,59	20975,81
04/03/2010	1	398	2151	112,86	609,95	175456,9	20197,34
	2	368	1988,86	63,13	341,19	162232,5	11297,7
	3	417	2253,68	54,72	295,74	183832,98	9792,65
06/03/2010	1	418	2259,09	53,77	290,6	184273,83	9622,64
	2	391	2113,17	45,84	247,74	172370,97	8203,49
	3	425	2296,92	46,14	249,36	187359,75	8257,18
07/03/2010	1	320	1729,45	48,81	263,79	141070,87	8735
	2	360	1945,63	59,87	323,57	158704,73	10714,29
	3	355,25	1919,95	44,82	242,22	160126,41	8020,51
09/03/2010	1	296	1599,74	0	0	130490,56	0
	2	264	1426,79	0	0	116383,47	0
	3	266	1437,6	51,05	275,9	117265,16	9135,87

Tabla 4.2. Consumo de gas natural y flujo de gases de combustión TG y quemador convencional HRSG.

4.4 VALORES REALES Y ACTUALES DE LA EFICIENCIA EMPLEANDO EL MÉTODO ENTRADA – SALIDA

Con la aplicación de la metodología de cálculo presentada en la sección 2.3, a las diferentes condiciones de operación (únicamente con gases de la turbina a gas y con gases de la turbina a gas y quemador de apoyo), para los diez (10) días de evaluación del generador de vapor recuperador de calor, se obtuvieron los valores de eficiencia por el método directo, en cada uno de los turnos de operación los cuales se presentan en la tabla 4.3 y la figura 4.18.

Para la construcción de esta tabla se alimentó el programa con cada uno de los parámetros necesarios para determinar la energía suministrada a la HRSG por los gases de combustión y por el quemador convencional, y por otro lado, con a la generación y propiedades del vapor generado se calculó la energía útil para determinar la eficiencia en porcentaje.

Día	Turno	Energía de turbo gas BTU/h	Energía de quemador BTU/h	Energía útil BTU/h	Energía total de entrada BTU/h	Eficiencia %
13/02/2010	1	37413914	6400226	16213888	43814140	37,01
	2	30028408	6396491	13226784	36424899	36,01
	3	30182314	6782422	13860891	36964736	37,05
27/02/2010	1	37528011	15678748	25432606	53206759	47,8
	2	44046801	13228710	28176552	57275512	49,19
	3	41465722	15228081	27267550	56693802	48,1
28/02/2010	1	36953944	15728546	27940269	52682490	53,04
	2	29467704	19001487	24073141	48469192	49,67
	3	38967694	17552380	27399620	56520074	48,48
01/03/2010	1	36423209	16014881	25450023	52438091	48,53
	2	40430881	16009902	26736779	56440782	47,37
	3	37304146	16619921	26811014	53924068	49,72
02/03/2010	1	39195862	16707067	27236418	55902929	48,72
	2	38914590	14442525	27062693	53357114	50,72
	3	35447532	15056279	26092825	50503811	51,67
03/03/2010	1	37018021	14276948	26800202	51294970	52,25
	2	35798420	14112616	25827542	49911037	51,75
	3	38865900	14591917	27078338	53457818	50,65
04/03/2010	1	39482355	14050369	27300300	53532724	51,00
	2	34686998	7859293	17387765	42546291	40,87
	3	42443810	6812300	18270212	49256111	37,09
06/03/2010	1	41460684	6694031	16849799	48154715	34,99
	2	40320284	5706795	18114912	46027079	39,36
	3	44539525	5744144	18037608	50283669	35,87
07/03/2010	1	26840167	6076542	11919441	32916709	36,21
	2	32718529	7453443	16242110	40171972	40,43
	3	35140914	5579501	15175530	40720415	37,27
09/03/2010	1	24240926	0	9385250	24240926	38,72
	2	19882475	0	2710957	19882475	13,63
	3	19675818	6355408	3968317	26031226	15,24

Tabla 4.3. Energía de entrada al generador de vapor recuperador de calor, energía útil de salida y eficiencia por el método directo.

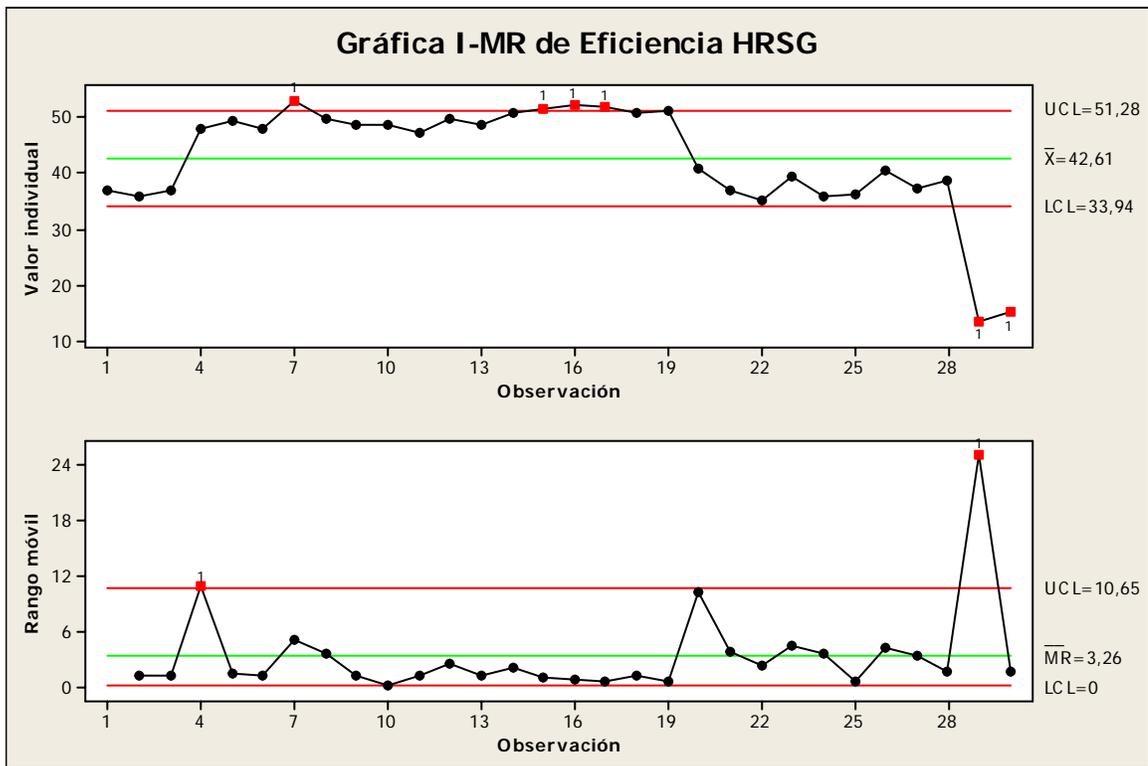


Figura 4.18. Grafica de Control eficiencia HRSG.

El comportamiento de la Eficiencia HRSG presenta variabilidad alta. La media de los datos es 42,61 % con una desviación estándar de 9,878 %. Se evidencia que la eficiencia no fue uniforme durante el periodo de realización de las pruebas y que incluso alcanzó valores muy bajos al final ocasionados por una generación de vapor muy variable y operaciones subestándar de la central.

A continuación se muestra la comparación turno a turno de los valores de eficiencia obtenidos.

FECHA	Turno 1 (%)	Turno 2 (%)	Turno 3 (%)
13/02/2010	37,01	36,01	37,05
27/02/2010	47,80	49,19	48,10
28/02/2010	53,04	49,67	48,48
01/03/2010	48,53	47,37	49,72
02/03/2010	48,72	50,72	51,67
03/03/2010	52,25	51,75	50,65
04/03/2010	51,00	40,87	37,09
06/03/2010	34,99	39,36	35,87
07/03/2010	36,21	40,43	37,27
09/03/2010	38,72	13,63	15,24

Tabla 4.4. Eficiencia del generador de vapor recuperador de calor por el método directo.

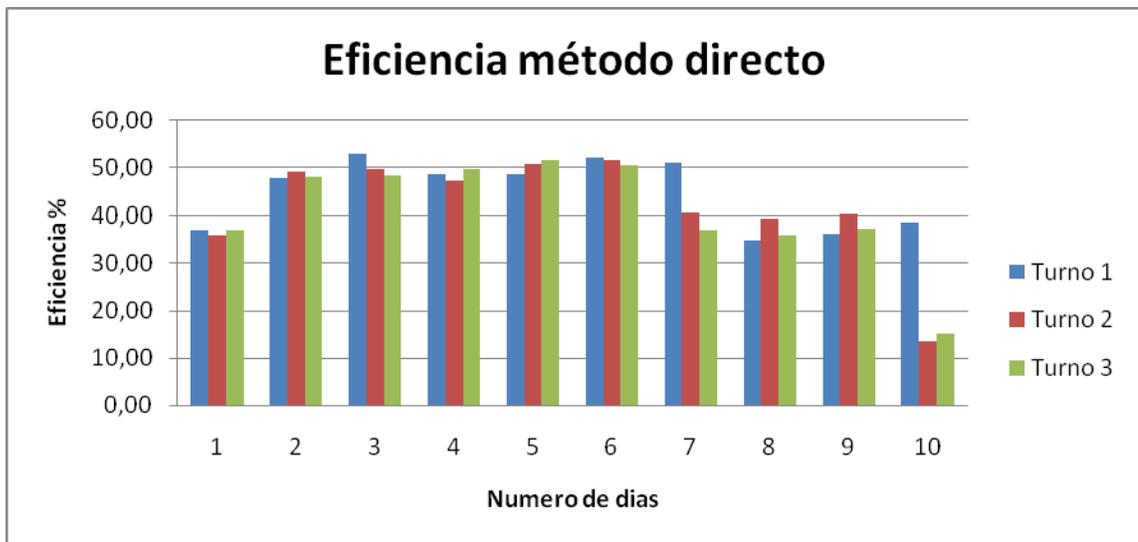


Figura 4.19. Eficiencia del generador de vapor recuperador de calor por el método directo.

También es posible calcular los aportes de energía en proporción de cada uno de los lados de la caldera recuperadora (Lado Turbina – Lado Quemador), mediante las relaciones entre la energía total de entrada y la energía de cada lado. De esta forma se puede apreciar gráficamente cada uno de estos aportes en la generación de vapor y visualizar posibles incrementos en la utilización del quemador de respaldo, lo cual aumenta los costos de operación de la central por lo que debe ser minimizado.

Día/Turno	Lado recuperador			Lado convencional		
	1	2	3	1	2	3
13/02/2010	85%	82%	82%	15%	18%	18%
27/02/2010	71%	77%	73%	29%	23%	27%
28/02/2010	70%	61%	69%	30%	39%	31%
01/03/2010	69%	72%	69%	31%	28%	31%
02/03/2010	70%	73%	70%	30%	27%	30%
03/03/2010	72%	72%	73%	28%	28%	27%
04/03/2010	74%	82%	86%	26%	18%	14%
06/03/2010	86%	88%	89%	14%	12%	11%
07/03/2010	82%	81%	86%	18%	19%	14%
09/03/2010	100%	100%	76%	0%	0%	24%

Tabla 4.5. Porcentaje de energía aportado por el lado recuperador y lado convencional.

Claramente se aprecia el aporte de la energía de los gases de la turbina a gas empleada para la generación de vapor oscila de 61% a 84% aproximadamente en los 30 turnos de evaluación.

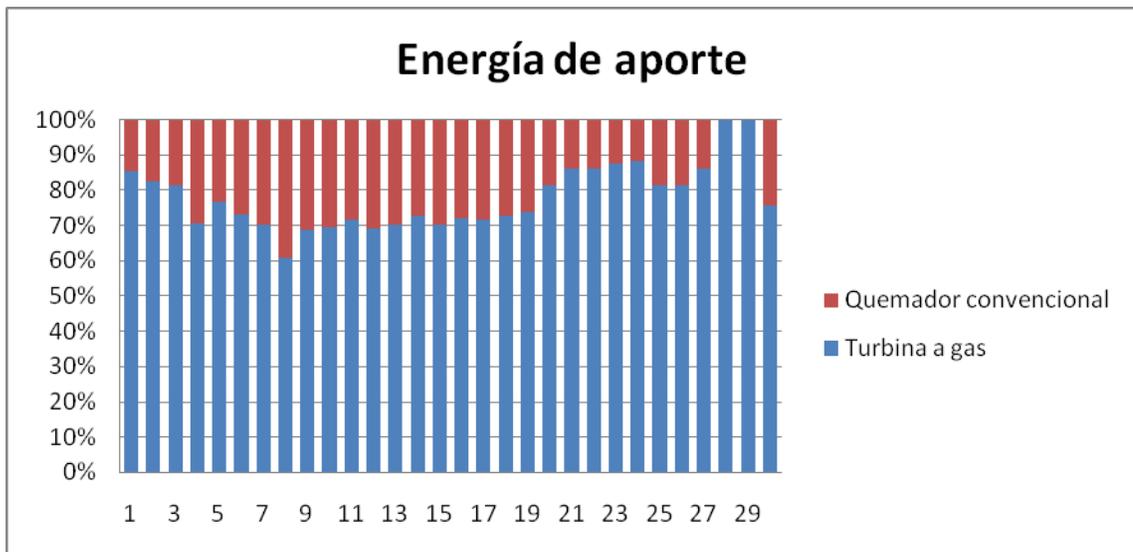


Figura 4.20. Porcentaje de energía aportado por el lado recuperador y lado convencional.

4.5 VALORES REALES Y ACTUALES DE LA EFICIENCIA EMPLEANDO EL MÉTODO DE LAS PERDIDAS

Para conocer los valores reales y actuales de la eficiencia energética de la HRSG por el método indirecto, se debe evaluar las diferentes pérdidas de energía, (por gases de escape, por radiación, por convección, y por purga.)

4.5.1 Determinación de las pérdidas de energía en la HRSG por gases de salida

La HRSG presenta un diseño atípico, ya que, los gases de combustión de la turbina a gas no se mezclan con los gases de combustión del quemador, enviando cada corriente de gases por chimeneas diferente. Por tal motivo, se debe calcular las pérdidas de energía por gases enviados a la atmosfera en cada una de las chimeneas.

4.5.1.1 Pérdidas con los gases de salida HRSG del lado recuperador y Lado Convencional:

Para evaluar las pérdidas de energía, la metodología presentada en el capítulo 2 (sección 2.3.2), me permite conocer las pérdidas en los diferentes días de evaluación, en cada uno de los dos lados de la caldera (Lado Recuperador y Lado Convencional)

Las perdidas de energía totales por envío de gases de escape a la atmosfera es la suma de la perdida de energía por gases a la salida del lado recuperador y gases a la salida del lado convencional.

Día	Turno	Flujo másico Lb/h	Calor específico BTU/Lb°F	Temperatura Salida °F	Temperatura Referencia °F	Perdida de energía BTU/h
13/02/2010	1	168844,20	0,2733	489,25	82,58	18767166,9
	2	150769,49	0,2731	483,34	82,15	16520952,21
	3	152973,73	0,2735	483,70	77,29	17003871,36
27/02/2010	1	171048,43	0,2736	486,78	86,74	18723129,89
	2	184273,83	0,2740	496,40	85,89	20727871,49
	3	181187,90	0,2739	494,43	81,68	20485971,1
28/02/2010	1	163113,19	0,2738	491,25	87,89	18014475,38
	2	152532,88	0,2735	484,40	84,24	16695833,16
	3	176338,59	0,2739	492,62	80,76	19889613,24
01/03/2010	1	167521,66	0,2738	491,25	87,99	18496801,27
	2	176779,44	0,2738	491,42	87,46	19553355,48
	3	168844,20	0,2737	489,47	80,94	18881353,99
02/03/2010	1	173252,66	0,2738	491,66	85,84	19251964,39
	2	173693,51	0,2739	493,62	84,47	19465116,05
	3	166639,97	0,2737	488,39	81,37	18563489,41
03/03/2010	1	168844,20	0,2739	492,93	83,53	18931531,13
	2	166199,12	0,2738	489,89	83,32	18497830,95
	3	176338,59	0,2738	491,43	80,99	19817427,97
04/03/2010	1	175456,90	0,2739	493,05	84,94	19611125,58
	2	162232,50	0,2738	489,88	84,81	17989653,33
	3	183832,98	0,2739	494,53	81,82	20783246,86
06/03/2010	1	184273,83	0,2738	491,96	86,65	20451818,67
	2	172370,97	0,2740	495,57	84,71	19403051,74
	3	187359,75	0,2740	495,99	82,35	21234629,26
07/03/2010	1	141070,87	0,2734	479,94	82,64	15320625,71
	2	158704,73	0,2738	490,00	81,32	17755479,12
	3	160126,41	0,2737	489,03	79,95	17929605,97
09/03/2010	1	130490,56	0,2730	471,93	86,07	13747317,57
	2	116383,47	0,2729	469,76	87,84	12132142,61
	3	117265,16	0,2729	469,28	80,94	12428805,6

Tabla 4.6. Perdida de energía en chimenea lado recuperador.

Día	Turno	Flujo másico Lb/h	Calor Especifico BTU/Lb°F	Temperatura Salida °F	Temperatura Referencia °F	Perdida energía BTU/Lb
13/02/2010	1	9200,29	0,3113	419,54	82,58	965133,80
	2	9194,93	0,3112	417,07	82,15	958342,28
	3	9749,70	0,3112	418,01	77,29	1033920,29
27/02/2010	1	22538,13	0,3124	440,76	86,74	2492727,07
	2	19016,21	0,3122	436,19	85,89	2079527,42
	3	21890,29	0,3122	437,27	81,68	2430406,36
28/02/2010	1	22609,71	0,3126	445,32	87,89	2526618,82
	2	27314,55	0,3124	440,29	84,24	3038083,76
	3	25231,46	0,3124	440,46	80,76	2835236,97
01/03/2010	1	23021,32	0,3124	440,51	87,99	2535270,02
	2	23014,16	0,3124	441,45	87,46	2545444,31
	3	23891,06	0,3126	444,7	80,94	2716818,44
02/03/2010	1	24016,33	0,3127	445,59	85,84	2701347,67
	2	20761,06	0,3123	439,39	84,47	2301322,63
	3	21643,33	0,3124	440,15	81,37	2425699,57
03/03/2010	1	20523,05	0,3123	438,73	83,53	2276656,44
	2	20286,82	0,3122	437,23	83,32	2241721,98
	3	20975,81	0,3123	438,19	80,99	2339772,77
04/03/2010	1	20197,34	0,3122	436,71	84,94	2218149,53
	2	11297,70	0,3113	419,65	84,81	1177722,61
	3	9792,65	0,3112	416,55	81,82	1019972,75
06/03/2010	1	9622,64	0,3111	415,67	86,65	985021,90
	2	8203,49	0,3111	414,73	84,71	842174,85
	3	8257,18	0,3111	414,36	82,35	852742,06
07/03/2010	1	8735,00	0,3111	415,09	82,64	903395,13
	2	10714,29	0,3112	417,88	81,32	1122314,54
	3	8020,51	0,3111	415,47	79,95	837211,19
09/03/2010	1	0,00	0,0000	385,66	86,07	0,00
	2	0,00	0,0000	366,28	87,84	0,00
	3	9135,87	0,3085	363,85	80,94	797244,39

Tabla 4.7. Perdida de energía en chimenea lado convencional.

Día	Turno	Lado recuperador Perdida por chimenea BTU/h	Lado convencional Perdida por chimenea BTU/Lb	Perdida totales en chimeneas BTU/h
13/02/2010	1	18375167,24	952158,25	19327325,49
	2	16186440,54	945863,70	17132304,24
	3	16637098,35	1020284,88	17657383,23
27/02/2010	1	18311193,41	2450685,38	20761878,79
	2	20243056,88	2045886,25	22288943,13
	3	20013008,66	2390711,48	22403720,13
28/02/2010	1	17606749,23	2482093,50	20088842,73
	2	16334534,04	2987088,80	19321622,85
	3	19435830,43	2787552,22	22223382,66
01/03/2010	1	18078102,48	2492510,32	20570612,80
	2	19110011,02	2502136,59	21612147,61
	3	18458396,13	2669172,58	21127568,71
02/03/2010	1	18814808,3	2653521,01	21468329,31
	2	19018147,35	2263163,78	21281311,13
	3	18150600,88	2384973,44	20535574,32
03/03/2010	1	18498705,89	2239025,96	20737731,85
	2	18083119,17	2205185,97	20288305,13
	3	19367859,81	2301120,06	21668979,86
04/03/2010	1	19162276,32	2182176,56	21344452,88
	2	17586266,79	1161907,42	18748174,21
	3	20303380,03	1006802,21	21310182,23
06/03/2010	1	19986715,23	972391,48	20959106,71
	2	18952459,71	831573,01	19784032,73
	3	20740161,54	842002,46	21582164,00
07/03/2010	1	14998797,5	891925,14	15890722,64
	2	17357095,27	1107571,35	18464666,62
	3	17529538,26	826514,30	18356052,56
09/03/2010	1	13474186,61	0,00	13474186,61
	2	11895245,79	0,00	11895245,79
	3	12186603,68	793823,40	12980427,08

Tabla 4.8. Perdida de energía totales en chimeneas.

4.5.2 Pérdidas de calor por Radiación, Conveccion y Purgas

Para evaluar las perdidas de energía por radiación, conveccion y por purgas, la metodología de calculo presentada en el capitulo 2 (sección 2.3.2), permite evaluar estas perdidas en los diferentes turnos de operación de la HRSG.

Las Tablas de la 4.9 a la 4.11, muestran el resumen de resultados y en ellas se incluyen parámetros de cálculos propios de la caldera evaluada tales como:

- Área de la Caldera = 811,52 ft²
- Temp. Superficie = 122 ° F
- Emisividad = 0,9
- Velocidad del Aire = 250 fpm
- TDS agua alimentación = 350 ppm
- TDS caldera = 3500 ppm

Y Luego de evaluar cada una de las diferentes pérdidas de energía, se determina el total de las pérdidas de energía para cada turno de la HRSG, y se resumieron en las Tabla 4.12 y 4.13, en sus valores y proporciones.

Día	Turno	Área caldera Ft ²	Temp. Sup. °F	Temp. Amb. °F	Emisividad	Perdida calor radiante BTU/(ft ² -h)	Perdida radiación BTU/h
13/02/2010	1	811,52	122	82,58	0,9	43,95	35670,97
	2	811,52	122	82,15	0,9	44,38	36017,00
	3	811,52	122	77,29	0,9	49,17	39901,20
27/02/2010	1	811,52	122	86,74	0,9	39,74	32251,40
	2	811,52	122	85,89	0,9	40,61	32955,94
	3	811,52	122	81,68	0,9	44,85	36397,22
28/02/2010	1	811,52	122	87,89	0,9	38,56	31292,97
	2	811,52	122	84,24	0,9	42,28	34314,19
	3	811,52	122	80,76	0,9	45,76	37138,64
01/03/2010	1	811,52	122	88,00	0,9	38,45	31200,98
	2	811,52	122	87,46	0,9	39,00	31652,05
	3	811,52	122	80,94	0,9	45,59	36993,88
02/03/2010	1	811,52	122	85,84	0,9	40,66	32997,28
	2	811,52	122	84,47	0,9	42,05	34125,60
	3	811,52	122	81,37	0,9	45,16	36647,47
03/03/2010	1	811,52	122	83,53	0,9	43,00	34894,86
	2	811,52	122	83,32	0,9	43,21	35066,17
	3	811,52	122	81,00	0,9	45,53	36945,59
04/03/2010	1	811,52	122	84,94	0,9	41,58	33739,47
	2	811,52	122	84,81	0,9	41,71	33846,37
	3	811,52	122	81,82	0,9	44,71	36284,07
06/03/2010	1	811,52	122	86,65	0,9	39,83	32326,16
	2	811,52	122	84,70	0,9	41,82	33936,76
	3	811,52	122	82,35	0,9	44,18	35854,90
07/03/2010	1	811,52	122	82,63	0,9	43,90	35627,66
	2	811,52	122	81,32	0,9	45,21	36687,79
	3	811,52	122	79,95	0,9	46,56	37788,28
09/03/2010	1	811,52	122	86,07	0,9	40,43	32807,01
	2	811,52	122	87,84	0,9	38,61	31334,77
	3	811,52	122	80,94	0,9	45,59	36993,88

Tabla 4.9. Perdida de energía por radiación

Día	Turno	Área caldera ft2	Temp. Sup. ° F	Temp. Amb. ° F	Vel. Aire fpm	Perdida convectiva BTU/(ft2-h)	Perdida calor convección BTU/h
13/02/2010	1	811,52	122	82,58	250	62,90	51049,01
	2	811,52	122	82,15	250	63,76	51742,09
	3	811,52	122	77,29	250	73,62	59746,77
27/02/2010	1	811,52	122	86,74	250	54,72	44402,91
	2	811,52	122	85,89	250	56,37	45744,93
	3	811,52	122	81,68	250	64,70	52506,04
28/02/2010	1	811,52	122	87,89	250	52,49	42600,11
	2	811,52	122	84,24	250	59,61	48372,50
	3	811,52	122	80,76	250	66,55	54007,85
01/03/2010	1	811,52	122	88,00	250	52,28	42428,46
	2	811,52	122	87,46	250	53,32	43272,45
	3	811,52	122	80,94	250	66,19	53713,35
02/03/2010	1	811,52	122	85,84	250	56,47	45824,12
	2	811,52	122	84,47	250	59,15	48004,48
	3	811,52	122	81,37	250	65,32	53011,14
03/03/2010	1	811,52	122	83,53	250	61,01	49512,10
	2	811,52	122	83,32	250	61,43	49850,17
	3	811,52	122	81,00	250	66,07	53615,26
04/03/2010	1	811,52	122	84,94	250	58,23	47254,19
	2	811,52	122	84,81	250	58,48	47461,48
	3	811,52	122	81,82	250	64,42	52278,25
06/03/2010	1	811,52	122	86,65	250	54,89	44544,63
	2	811,52	122	84,70	250	58,70	47637,02
	3	811,52	122	82,35	250	63,36	51417,69
07/03/2010	1	811,52	122	82,63	250	62,80	50964,22
	2	811,52	122	81,32	250	65,42	53092,69
	3	811,52	122	79,95	250	68,19	55337,06
09/03/2010	1	811,52	122	86,07	250	56,02	45460,07
	2	811,52	122	87,84	250	52,59	42678,18
	3	811,52	122	80,94	250	66,19	53713,35

Tabla 4.10. Perdida por energía por convección.

Día	Turno	TDS agua Alim. ppm	TDS caldera ppm	Flujo de vapor Lb/h	Flujo de purga Lb/h	Entalpía de purga BTU/lb	Energía en purga BTU/h
13/02/2010	1	350	3500	15521,11	1724,57	378,68	653059,24
	2	350	3500	12514,20	1390,47	379,03	527028,79
	3	350	3500	13174,75	1463,86	378,69	554349,42
27/02/2010	1	350	3500	24155,66	2683,96	376,33	1010055,67
	2	350	3500	26557,38	2950,82	377,24	1113167,52
	3	350	3500	25683,23	2853,69	377,25	1076555,33
28/02/2010	1	350	3500	26479,54	2942,17	377,15	1109639,96
	2	350	3500	22716,07	2524,01	376,69	950768,42
	3	350	3500	25863,19	2873,69	377,11	1083696,40
01/03/2010	1	350	3500	24087,94	2676,44	377,17	1009472,07
	2	350	3500	25443,49	2827,05	377,24	1066477,81
	3	350	3500	25474,50	2830,50	377,09	1067353,11
02/03/2010	1	350	3500	25898,62	2877,62	377,19	1085411,18
	2	350	3500	25646,65	2849,63	377,12	1074651,83
	3	350	3500	24714,52	2746,06	377,25	1035950,38
03/03/2010	1	350	3500	25490,95	2832,33	377,33	1068722,19
	2	350	3500	24498,26	2722,03	377,31	1027048,82
	3	350	3500	25716,54	2857,39	377,31	1078122,95
04/03/2010	1	350	3500	25949,40	2883,27	377,38	1088087,18
	2	350	3500	16618,21	1846,47	378,51	698906,36
	3	350	3500	17536,34	1948,48	378,63	737754,01
06/03/2010	1	350	3500	16257,56	1806,40	378,86	684370,92
	2	350	3500	17467,39	1940,82	378,64	734872,32
	3	350	3500	17438,21	1937,58	378,94	734226,00
07/03/2010	1	350	3500	11475,17	1275,02	379,31	483627,45
	2	350	3500	15617,81	1735,31	378,58	656954,62
	3	350	3500	14620,79	1624,53	379,03	615746,56
09/03/2010	1	350	3500	9071,07	1007,90	374,45	377406,96
	2	350	3500	2607,96	289,77	380,41	110232,80
	3	350	3500	3808,67	423,19	377,58	159786,56

Tabla 4.11. Perdida de energía por purga.

Día	Turno	Gases Recup.	Gases Conv.	Convección	Radiación	Purga	Totales (BTU/h)
13/02/2010	1	18375167,24	952158,25	51055,08	35674,02	653059,24	20067113,83
	2	16186440,54	945863,70	51731,95	36011,94	527028,79	17747076,91
	3	16637098,35	1020284,88	59736,33	39896,27	554349,42	18311365,25
27/02/2010	1	18311193,41	2450685,38	44398,98	32249,33	1010055,67	21848582,77
	2	20243056,88	2045886,25	45731,07	32948,70	1113167,52	23480790,42
	3	20013008,66	2390711,48	52506,04	36397,22	1076555,33	23569178,73
28/02/2010	1	17606749,23	2482093,50	42600,11	31292,97	1109639,96	21272375,77
	2	16334534,04	2987088,80	48382,51	34319,31	950768,42	20355093,09
	3	19435830,43	2787552,22	54018,08	37143,66	1083696,40	23398240,81
01/03/2010	1	18078102,48	2492510,32	42442,11	31208,30	1009472,07	21653735,28
	2	19110011,02	2502136,59	43262,66	31646,84	1066477,81	22753534,93
	3	18458396,13	2669172,58	53699,05	36986,84	1067353,11	22285607,70
02/03/2010	1	18814808,3	2653521,01	45814,22	32992,11	1085411,18	22632546,82
	2	19018147,35	2263163,78	48010,48	34128,67	1074651,83	22438102,11
	3	18150600,88	2384973,44	53000,94	36642,43	1035950,38	21661168,08
03/03/2010	1	18498705,89	2239025,96	49520,14	34898,94	1068722,19	21890873,12
	2	18083119,17	2205185,97	49864,27	35073,31	1027048,82	21400291,53
	3	19367859,81	2301120,06	53613,22	36944,58	1078122,95	22837660,61
04/03/2010	1	19162276,32	2182176,56	47256,19	33740,49	1088087,18	22513536,74
	2	17586266,79	1161907,42	47471,45	33851,51	698906,36	19528403,54
	3	20303380,03	1006802,21	52286,38	36288,11	737754,01	22136510,73
06/03/2010	1	19986715,23	972391,48	44540,69	32324,08	684370,92	21720342,41
	2	18952459,71	831573,01	47639,02	33937,79	734872,32	20600481,86
	3	20740161,54	842002,46	51433,90	35863,01	734226,00	22403686,91
07/03/2010	1	14998797,5	891925,14	50954,10	35622,58	483627,45	16460926,78
	2	17357095,27	1107571,35	53104,93	36693,84	656954,62	19211420,01
	3	17529538,26	826514,30	55340,02	37789,72	615746,56	19064928,86
09/03/2010	1	13474186,61	0,00	45458,09	32805,98	377406,96	13929857,64
	2	11895245,79	0,00	42693,80	31343,13	110232,80	12079515,51
	3	12186603,68	793823,40	53711,31	36992,87	159786,56	13230917,82

Tabla 4.12 Resumen Perdida de energía HRSG.

Día	Turno	Perdida total en chimeneas %	Perdida por convección %	Perdida por radiación %	Perdida por purga %	Perdidas total %
13/02/2010	1	44,11	0,12	0,08	1,49	45,80
	2	47,03	0,14	0,10	1,45	48,72
	3	47,77	0,16	0,11	1,50	49,54
27/02/2010	1	39,02	0,08	0,06	1,90	41,06
	2	38,92	0,08	0,06	1,94	41,00
	3	39,52	0,09	0,06	1,90	41,57
28/02/2010	1	38,13	0,08	0,06	2,11	40,38
	2	39,86	0,10	0,07	1,96	42,00
	3	39,32	0,10	0,07	1,92	41,40
01/03/2010	1	39,23	0,08	0,06	1,93	41,29
	2	38,29	0,08	0,06	1,89	40,31
	3	39,18	0,10	0,07	1,98	41,33
02/03/2010	1	38,40	0,08	0,06	1,94	40,49
	2	39,88	0,09	0,06	2,01	42,05
	3	40,66	0,10	0,07	2,05	42,89
03/03/2010	1	40,43	0,10	0,07	2,08	42,68
	2	40,65	0,10	0,07	2,06	42,88
	3	40,53	0,10	0,07	2,02	42,72
04/03/2010	1	39,87	0,09	0,06	2,03	42,06
	2	44,07	0,11	0,08	1,64	45,90
	3	43,26	0,11	0,07	1,50	44,94
06/03/2010	1	43,52	0,09	0,07	1,42	45,11
	2	42,98	0,10	0,07	1,60	44,76
	3	42,92	0,10	0,07	1,46	44,55
07/03/2010	1	48,28	0,15	0,11	1,47	50,01
	2	45,96	0,13	0,09	1,64	47,82
	3	45,08	0,14	0,09	1,51	46,82
09/03/2010	1	55,58	0,19	0,14	1,56	57,46
	2	59,83	0,21	0,16	0,55	60,75
	3	49,86	0,21	0,14	0,61	50,83

Tabla 4.13. Perdidas totales de energía en % en la HRSG.

4.5.3 Eficiencia de la HRSG por el método indirecto

Con la aplicación de la metodología para el cálculo de la eficiencia por el método indirecto para los diez (10) días en los cuales se almaceno las variables necesarias, se obtuvieron los valores de eficiencia los cuales se presenta en la tabla 4.14 y la figura 4.21

La eficiencia por el método indirecto muestra un comportamiento estable debido a que en esta metodología no se ve afectada por las variaciones del flujo de vapor presentes en algunos turnos de operación. En los tres turnos para los días 3, 4, 5 y 6 de evaluación, se aprecia que hay aproximación de los valores de eficiencia empleando los dos métodos.

FECHA	Turno 1	Turno 2	Turno 3
13/02/2010	54,20	51,28	50,46
27/02/2010	58,94	59,00	58,43
28/02/2010	59,62	58,00	58,60
01/03/2010	58,71	59,69	58,67
02/03/2010	59,51	57,95	57,11
03/03/2010	57,32	57,12	57,28
04/03/2010	57,94	54,10	55,06
06/03/2010	54,89	55,24	55,45
07/03/2010	49,99	52,18	53,18
09/03/2010	42,54	39,25	49,17

Tabla 4.14. Eficiencia del generador de vapor recuperador de calor por método indirecto.

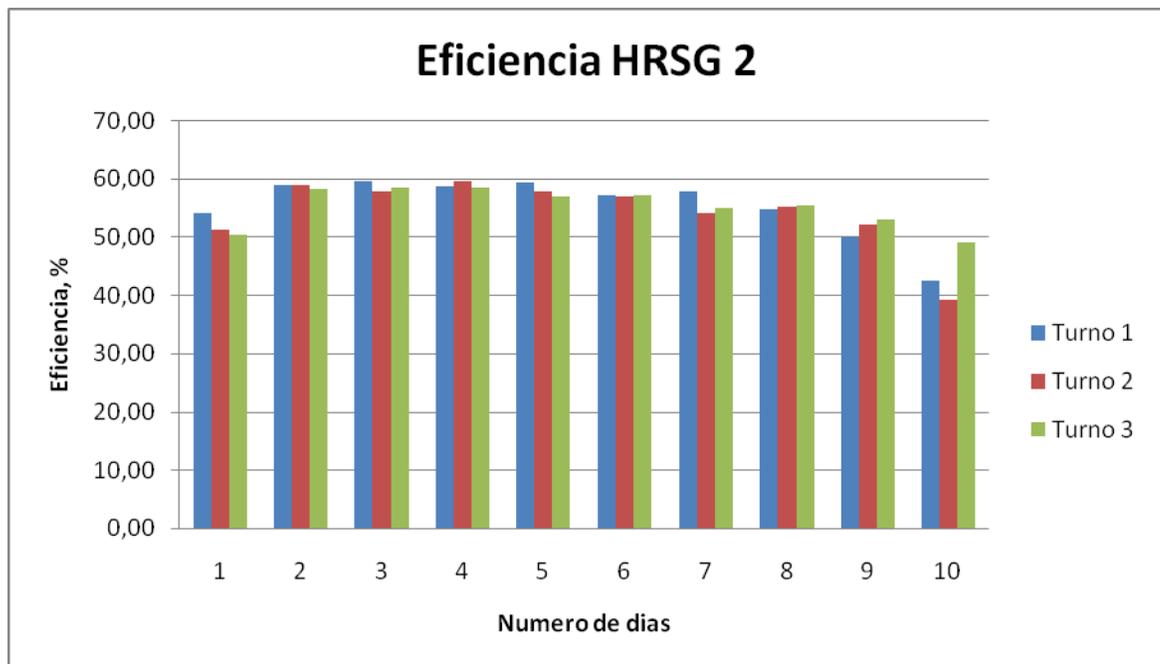


Figura 4.21. Eficiencia del generador de vapor recuperador de calor por el método indirecto.

4.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS EFICIENCIAS APLICANDO LOS MÉTODOS: MÉTODO ENTRADA –SALIDA Y MÉTODO DE LAS PÉRDIDAS

Luego de evaluar la HRSG por los dos métodos, método directo y el método indirecto, se presenta en la tabla 4.15 los valores de eficiencia en los días de evaluación.

Día	Turno	Eficiencia método directo %	Eficiencia método indirecto %	$\Delta\eta$ %
13/02/2010	1	37,04	54,16	17,12
	2	36,01	51,28	15,27
	3	37,50	50,46	12,97
27/02/2010	1	47,80	58,94	11,14
	2	49,19	59,00	9,81
	3	48,10	58,43	10,33
28/02/2010	1	53,04	59,62	6,59
	2	49,67	58,00	8,34
	3	48,48	58,60	10,12
01/03/2010	1	48,53	58,71	10,17
	2	47,37	59,69	12,31
	3	49,72	58,67	8,95
02/03/2010	1	48,72	59,51	10,79
	2	50,72	57,95	7,23
	3	51,67	57,11	5,44
03/03/2010	1	52,25	57,32	5,08
	2	51,75	57,12	5,38
	3	50,65	57,28	6,63
04/03/2010	1	51,00	57,94	6,95
	2	40,87	54,10	13,23
	3	37,09	55,06	17,97
06/03/2010	1	34,99	54,89	19,90
	2	39,36	55,24	15,89
	3	35,87	55,45	19,57
07/03/2010	1	36,21	49,99	13,78
	2	40,43	52,18	11,75
	3	37,27	53,18	15,91
09/03/2010	1	38,72	42,54	3,82
	2	13,63	39,25	25,61
	3	15,24	49,17	33,93

Tabla 4.15. Eficiencia por el método directo y método indirecto.

4.7 MODELOS MATEMATICOS POR REGRESION PARA POTENCIA Y VAPOR GENERADO CONTRA EFICIENCIA Y HEAT RATE.

Las graficas y expresiones halladas en la sección 4.1, son una muy buena fuente para generar modelos de regresión a partir de los datos obtenidos.

Es posible realizar un analisis detallado de estas expresiones y extraer las curvas individuales de cada modelo para las condiciones especificas de la central de cogeneración analizada y mediante un analisis de Varianza (ANOVA) determinar la significancia de este modelo y ecuación de regresión, también es posible determinar las zonas donde se moverán los parámetros de analisis.

Para este fin se emplea el software estadístico Minitab y luego se analizan los resultados arrojados por el programa y se presentan cada una de las graficas de los modelos de regresión.

A continuación se presentan los resultados obtenidos:

4.7.1 Analisis de Regresión Potencia Generada contra Eficiencia global:

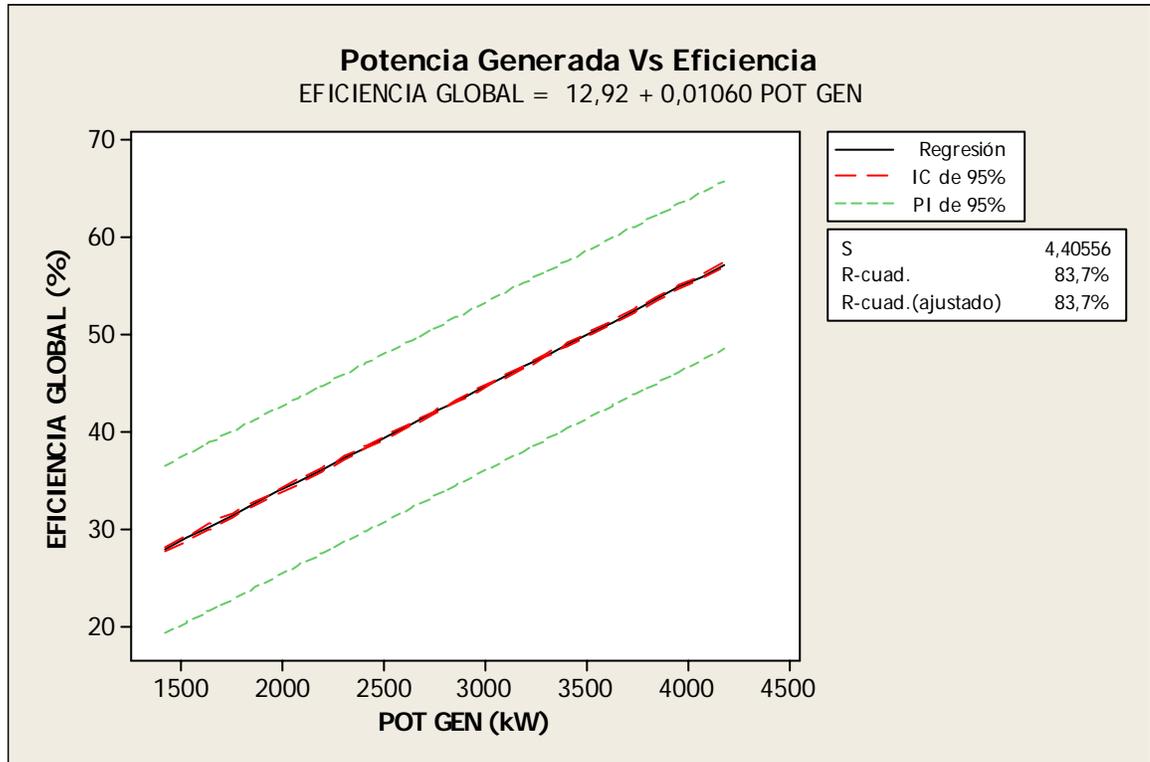


Figura 4.22. Regresión Potencia Generada contra Eficiencia global

La ecuación de regresión es $EFICIENCIA\ GLOBAL = 12,92 + 0,01060\ POT\ GEN$

$S = 4,40556$ $R-cuad. = 83,7\%$ $R-cuad.(ajustado) = 83,7\%$

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	1	394328	394328	20316,82	0,0000
Error	3961	76879	19		
Total	3962	471206			

Tabla 4.16. ANOVA Regresión Potencia Generada- Eficiencia

La grafica 4.22 muestra además de la curva y ecuación del modelo las bandas de predicción (líneas verdes) y las bandas de confianza (rojas). La banda de predicción es una medida de la certeza de los valores individuales alrededor de la regresión lineal. Es un intervalo de predicción que garantiza que el 95% de las nuevas observaciones estarán contenidas dentro de la banda verde. La banda de confianza (roja) es una medida de la certeza de los valores. Es un intervalo de confianza sobre los datos observados, incluirá la media de la población, el intervalo garantiza con 95% de confiabilidad que la media de la población caerá dentro de la banda roja.

El termino “S” es el “error estándar de predicción” o la desviación estándar del error alrededor de la línea de regresión que para este caso es igual a 4,40556.

R-Sq es 83,7% esto significa que la variabilidad de los datos muestrales son explicados en un 83,7% por esta ecuación de predicción. Cuando tenemos más de una variable en el modelo miraremos el coeficiente ajustado: R-Sq (adj).

La tabla 4.16 muestra el analisis de varianza (ANOVA) del analisis de regresión, en la cual se puede apreciar que P –Valor es menor que 0.05 por lo que podemos concluir que el modelo que generamos es significativa.

4.7.2 Analisis de Regresión Potencia Generada contra Heat Rate Planta:

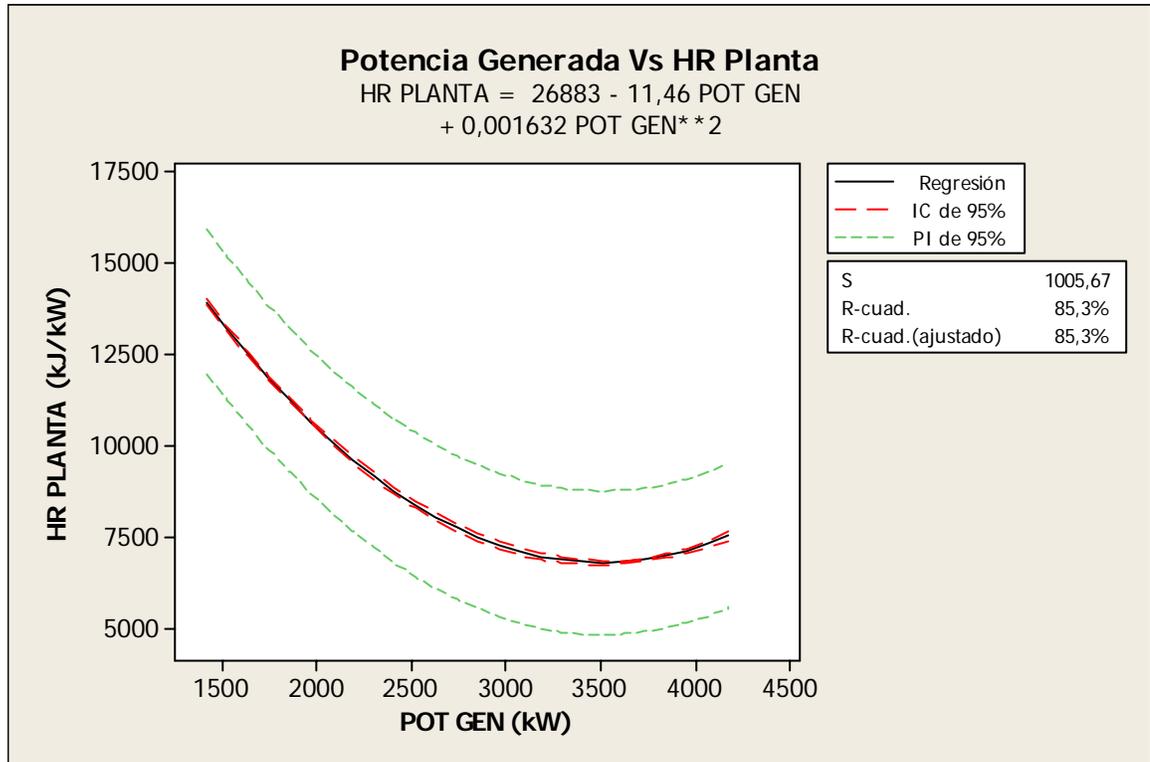


Figura 4.23. Regresión Potencia Generada contra HR Planta.

La ecuación de regresión es:

$$HR\ PLANTA = 26883 - 11,46\ POT\ GEN + 0,001632\ POT\ GEN^2$$

$$S = 1005,67 \quad R\text{-cuad.} = 85,3\% \quad R\text{-cuad. (ajustado)} = 85,3\%$$

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	2	2,32E+10	1,16E+10	11485,19	0,0000
Error	3960	4,01E+09	1011380		
Total	3962	2,72E+10			

Tabla 4.17. ANOVA Regresión Potencia Generada- HR Planta

La grafica 4.23 muestra además de la curva y ecuación del modelo las bandas de predicción (líneas verdes) y las bandas de confianza (rojas). La banda de predicción es una medida de la certeza de los valores individuales alrededor de la regresión lineal. Es un intervalo de predicción que garantiza que el 95% de las nuevas observaciones estarán contenidas dentro de la banda verde. La banda de confianza (roja) es una medida de la certeza de los valores. Es un intervalo de confianza sobre los datos observados, incluirá la media de la población, el intervalo garantiza con 95% de confiabilidad que la media de la población caerá dentro de la banda roja.

El termino “S” es el “error estándar de predicción” o la desviación estándar del error alrededor de la línea de regresión que para este caso es igual a 1005,67.

R-Sq es 85,3% esto significa que la variabilidad de los datos muestrales son explicados en un 85,3% por esta ecuación de predicción. Cuando tenemos más de una variable en el modelo miraremos el coeficiente ajustado: R-Sq (adj).

La tabla 4.17 muestra el analisis de varianza (ANOVA) del analisis de regresión, en la cual se puede apreciar que P –Valor es menor que 0.05 por lo que podemos concluir que el modelo que generamos es significativa.

4.7.3 Análisis de Regresión Potencia Generada contra Heat Rate Turbina:

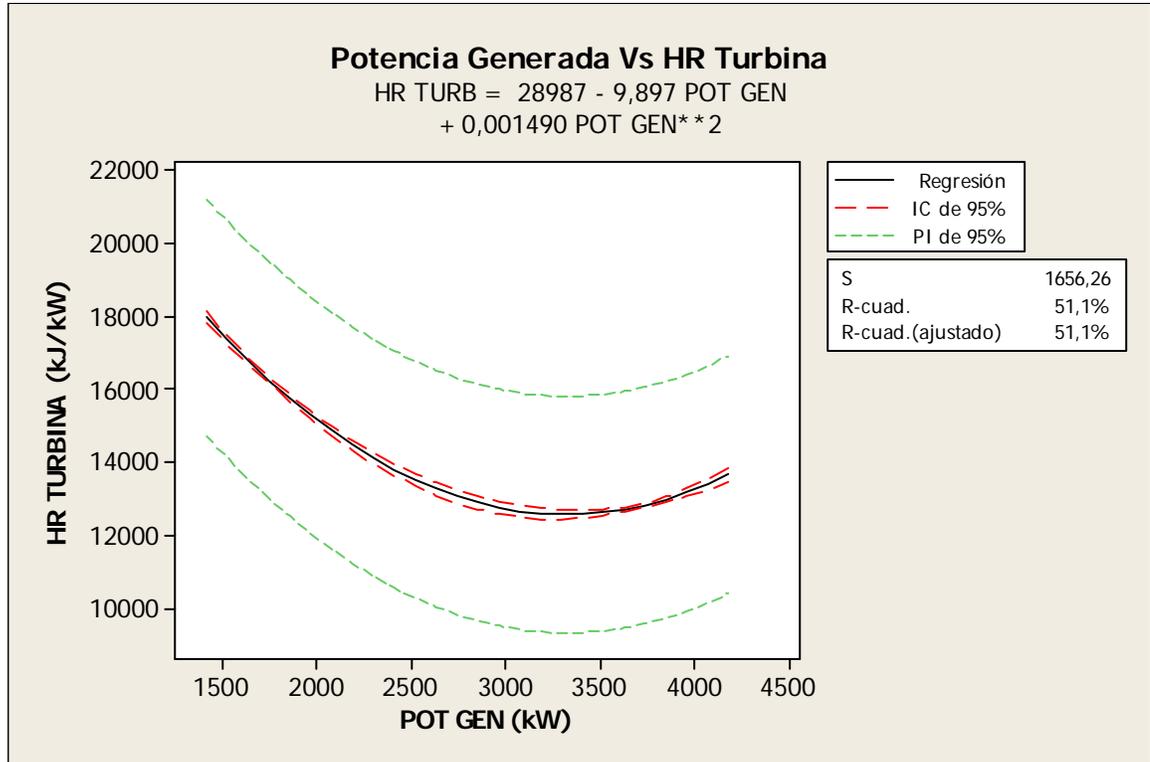


Figura 4.24. Regresión Potencia Generada contra HR Turbina.

La ecuación de regresión es:

$$HR\ TURB = 28987 - 9,897 POT\ GEN + 0,001490 POT\ GEN^2$$

$$S = 1656,26 \quad R\text{-cuad.} = 51,1\% \quad R\text{-cuad. (ajustado)} = 51,1\%$$

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	2	1,14E+10	5,69E+09	2072,85	0,0000
Error	3960	1,09E+10	2743212		
Total	3962	2,22E+10			

Tabla 4.18. ANOVA Regresión Potencia Generada- HR Turbina

La grafica 4.24 muestra además de la curva y ecuación del modelo las bandas de predicción (líneas verdes) y las bandas de confianza (rojas). La banda de predicción es una medida de la certeza de los valores individuales alrededor de la regresión lineal. Es un intervalo de predicción que garantiza que el 95% de las nuevas observaciones estarán contenidas dentro de la banda verde. La banda de confianza (roja) es una medida de la certeza de los valores. Es un intervalo de confianza sobre los datos observados, incluirá la media de la población, el intervalo garantiza con 95% de confiabilidad que la media de la población caerá dentro de la banda roja.

El termino “S” es el “error estándar de predicción” o la desviación estándar del error alrededor de la línea de regresión que para este caso es igual a 1656,26.

R-Sq es 51,1% esto significa que la variabilidad de los datos muestrales son explicados en un 51,1% por esta ecuación de predicción. Cuando tenemos más de una variable en el modelo miraremos el coeficiente ajustado: R-Sq (adj).

La tabla 4.18 muestra el analisis de varianza (ANOVA) del analisis de regresión, en la cual se puede apreciar que P –Valor es menor que 0.05 por lo que podemos concluir que el modelo que generamos es significativa.

4.7.4 Analisis de Regresión Vapor Generado contra eficiencia global:

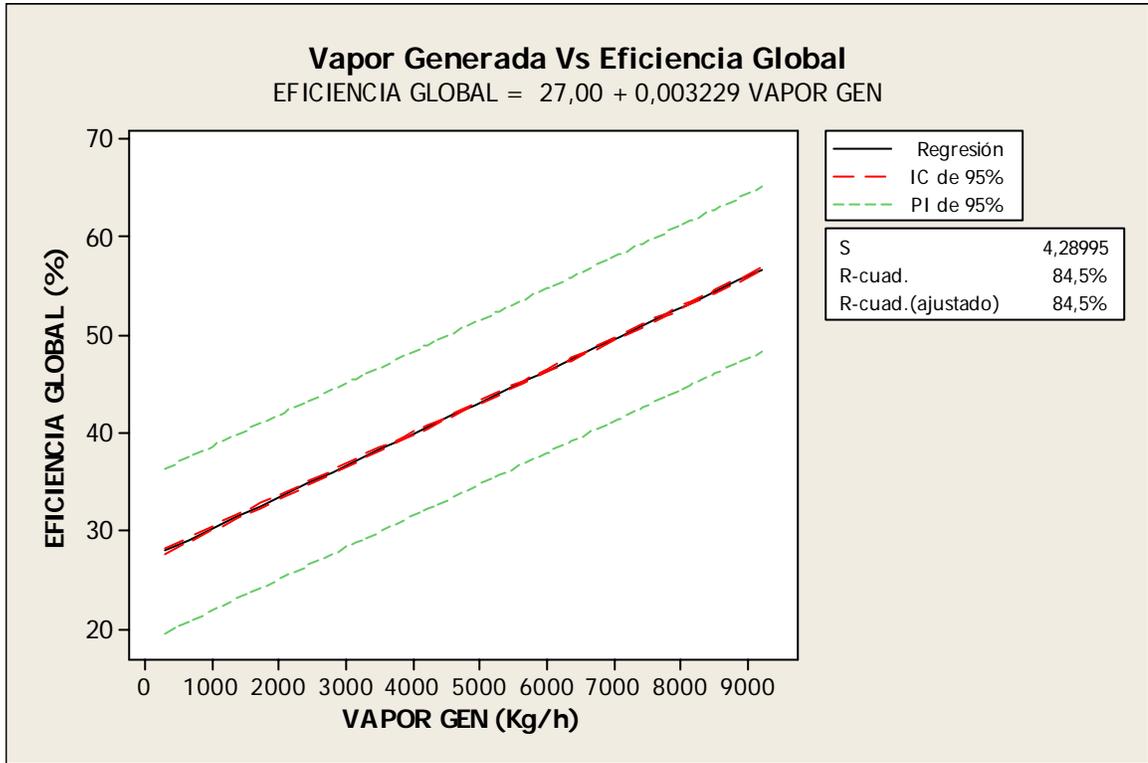


Figura 4.25. Regresión Vapor Generado contra Eficiencia Global.

La ecuación de regresión es:

$$EFICIENCIA\ GLOBAL = 27,00 + 0,003229\ VAPOR\ GEN$$

$$S = 4,28995 \quad R\text{-cuad.} = 84,5\% \quad R\text{-cuad. (ajustado)} = 84,5\%$$

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	1	398309	398309	21642,94	0,0000
Error	3961	72897	18		
Total	3962	471206			

Tabla 4.19. ANOVA Regresión Vapor Generado- Eficiencia Global

La grafica 4.25 muestra además de la curva y ecuación del modelo las bandas de predicción (líneas verdes) y las bandas de confianza (rojas). La banda de predicción es una medida de la certeza de los valores individuales alrededor de la regresión lineal. Es un intervalo de predicción que garantiza que el 95% de las nuevas observaciones estarán contenidas dentro de la banda verde. La banda de confianza (roja) es una medida de la certeza de los valores. Es un intervalo de confianza sobre los datos observados, incluirá la media de la población, el intervalo garantiza con 95% de confiabilidad que la media de la población caerá dentro de la banda roja.

El termino “S” es el “error estándar de predicción” o la desviación estándar del error alrededor de la línea de regresión que para este caso es igual a 4,28995.

R-Sq es 84,5% esto significa que la variabilidad de los datos muestrales son explicados en un 84,5% por esta ecuación de predicción. Cuando tenemos más de una variable en el modelo miraremos el coeficiente ajustado: R-Sq (adj).

La tabla 4.19 muestra el analisis de varianza (ANOVA) del analisis de regresión, en la cual se puede apreciar que P –Valor es menor que 0.05 por lo que podemos concluir que el modelo que generamos es significativa.

4.7.5 Análisis de Regresión Vapor Generado contra Heat Rate Planta:

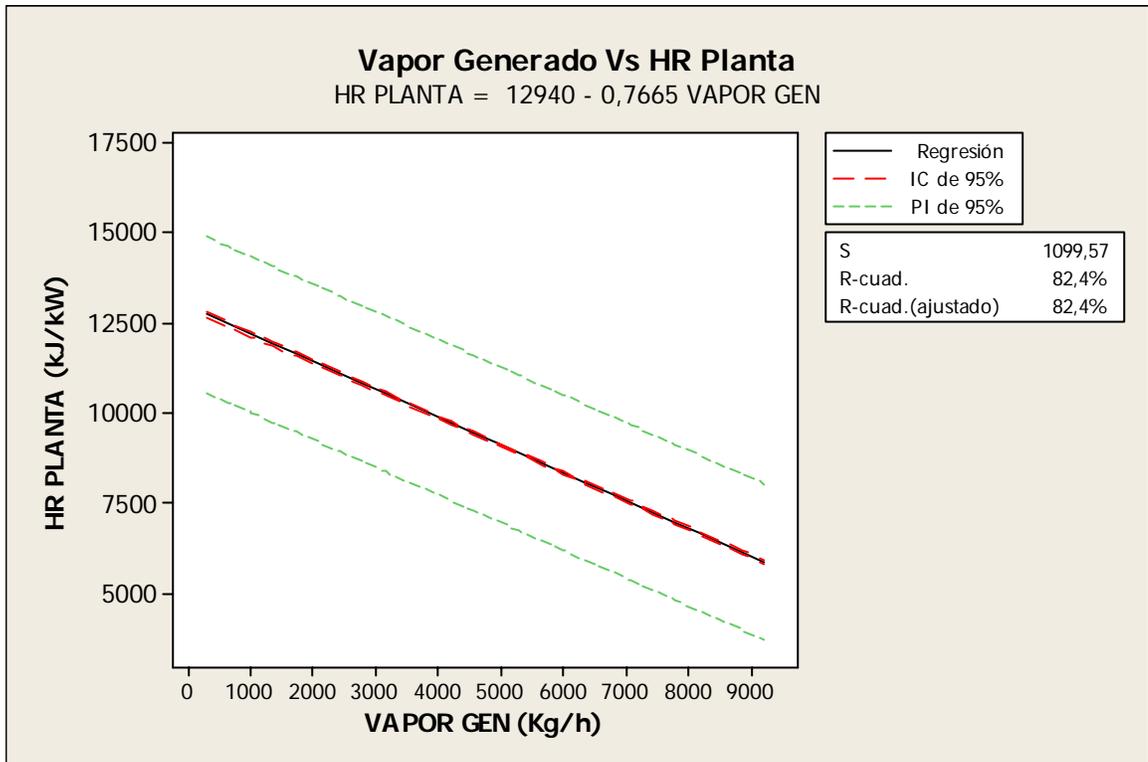


Figura 4.26. Regresión Vapor Generado contra HR Planta.

La ecuación de regresión es $HR\ PLANTA = 12940 - 0,7665\ VAPOR\ GEN$

$S = 1099,57$ $R\text{-cuad.} = 82,4\%$ $R\text{-cuad. (ajustado)} = 82,4\%$

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	1	2,24E+10	2,24E+10	18566,29	0,0000
Error	3961	4,79E+09	1209060		
Total	3962	2,72E+10			

Tabla 4.20. ANOVA Regresión Vapor Generado- HR Planta.

La grafica 4.26 muestra además de la curva y ecuación del modelo las bandas de predicción (líneas verdes) y las bandas de confianza (rojas). La banda de predicción es una medida de la certeza de los valores individuales alrededor de la regresión lineal. Es un intervalo de predicción que garantiza que el 95% de las nuevas observaciones estarán contenidas dentro de la banda verde. La banda de confianza (roja) es una medida de la certeza de los valores. Es un intervalo de confianza sobre los datos observados, incluirá la media de la población, el intervalo garantiza con 95% de confiabilidad que la media de la población caerá dentro de la banda roja.

El termino “S” es el “error estándar de predicción” o la desviación estándar del error alrededor de la línea de regresión que para este caso es igual a 1099,57.

R-Sq es 82,4% esto significa que la variabilidad de los datos muestrales son explicados en un 82,4% por esta ecuación de predicción. Cuando tenemos más de una variable en el modelo miraremos el coeficiente ajustado: R-Sq (adj).

La tabla 4.20 muestra el analisis de varianza (ANOVA) del analisis de regresión, en la cual se puede apreciar que P –Valor es menor que 0.05 por lo que podemos concluir que el modelo que generamos es significativa.

4.7.6 Análisis de Regresión Vapor Generado contra Heat Rate Turbina:

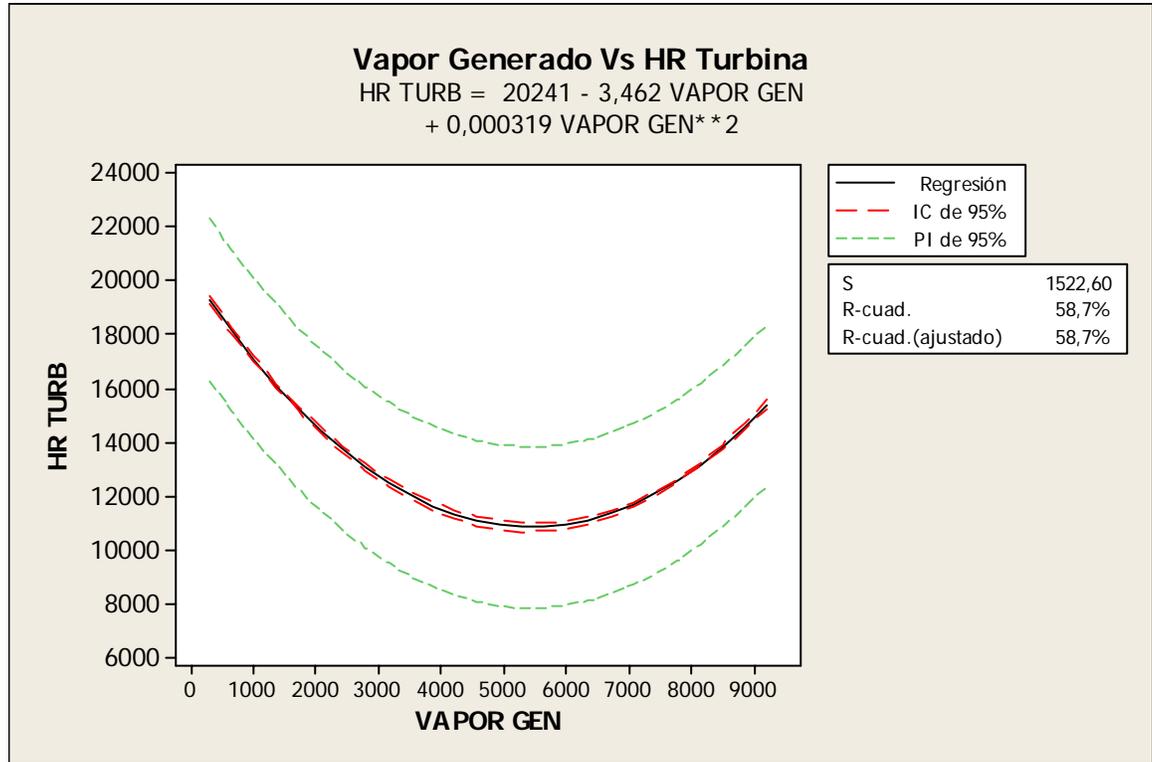


Figura 4.27. Regresión Vapor Generado contra HR Turbina.

La ecuación de regresión es:

$$HR\ TURB = 20241 - 3,462\ VAPOR\ GEN + 0,000319\ VAPOR\ GEN^2$$

S = 1522,60 R-cuad. = 58,7% R-cuad. (ajustado) = 58,7%

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	2	1,31E+10	6,53E+09	2815,66	0,0000
Error	3960	9,18E+09	2318310		
Total	3962	2,22E+10			

Tabla 4.21. ANOVA Regresión Vapor Generado- HR Turbina.

La grafica 4.27 muestra además de la curva y ecuación del modelo las bandas de predicción (líneas verdes) y las bandas de confianza (rojas). La banda de predicción es una medida de la certeza de los valores individuales alrededor de la regresión lineal. Es un intervalo de predicción que garantiza que el 95% de las nuevas observaciones estarán contenidas dentro de la banda verde. La banda de confianza (roja) es una medida de la certeza de los valores. Es un intervalo de confianza sobre los datos observados, incluirá la media de la población, el intervalo garantiza con 95% de confiabilidad que la media de la población caerá dentro de la banda roja.

El termino “S” es el “error estándar de predicción” o la desviación estándar del error alrededor de la línea de regresión que para este caso es igual a 1522,60.

R-Sq es 58,7% esto significa que la variabilidad de los datos muestrales son explicados en un 58,7% por esta ecuación de predicción. Cuando tenemos más de una variable en el modelo miraremos el coeficiente ajustado: R-Sq (adj).

La tabla 4.21 muestra el analisis de varianza (ANOVA) del analisis de regresión, en la cual se puede apreciar que P –Valor es menor que 0.05 por lo que podemos concluir que el modelo que generamos es significativa.

4.8 MODELO MATEMATICO POR REGRESION PARA LAS PÉRDIDAS DE LA CALDERA RECUPERADORA (HRSG):

Con la información recopilada es posible realizar un análisis mas profundo para buscar una ecuación de regresión a partir de los parámetros variables como predictores de la respuesta. Se utilizó el software Minitab para este análisis y la determinación de cuales de los parámetros son estadísticamente significativos.

Los resultados obtenidos del programa son los siguientes:

Predictor		Coef	Coef. de EE	T	P
Constante	Constante	-339,2	342,8	-0,99	0,334
Flujo Masico Gases Lado Turbina	Flujo másico LT Lb/h	-0,00005416	0,00002553	-2,12	0,047
Calor Especifico Gases Lado Turbina	Cp LT BTU/Lb°F	1577	1350	1,17	0,256
Temp. Gases Salida Lado Turbina	Temp. Salida LT °F	-0,0496	0,1044	-0,47	0,64
Flujo Masico Gases Lado Convencional	Flujo másico LC Lb/h 1	-0,00017049	0,00007338	-2,32	0,031
Calor Esp. Gases Lado Convencional	Cp LC BTU/Lb°F 1	-26,635	3,788	-7,03	0
Temp. Gases Salida Lado Convencional	Temp. Salida LC °F 1	0,04707	0,02277	2,07	0,052
Temp. Ambiente	Temp. Ambiente °F	-0,20584	0,05415	-3,8	0,001
Flujo de Vapor	Flujo de vapor Lb/h	-3,127	5,732	-0,55	0,591
Flujo de Purga	Flujo de purga Lb/h	28,14	51,59	0,55	0,591
S = 0,674790 R-cuad. = 98,7% R-cuad.(ajustado) = 98,1%					

Tabla 4.22. Análisis de Regresión perdidas

La ecuación de Regresión queda de la siguiente forma:

$$\text{Perdidas total [\%]} = -339 - 0,000054 \text{ Flujo másico LT [Lb/h]} + 1577 \text{ Cp LT [BTU/Lb}^\circ\text{F]} - 0,050 \text{ Temp. Salida LT [}^\circ\text{F]} - 0,000170 \text{ Flujo másico LC [Lb/h]} - 26,6 \text{ Cp LC [BTU/Lb}^\circ\text{F]} + 0,0471 \text{ Temp. Salida LC [}^\circ\text{F]} - 0,206 \text{ Temp. Ambiente [}^\circ\text{F]} - 3,13 \text{ Flujo de vapor [Lb/h]} + 28,1 \text{ Flujo de purga [Lb/h]}$$

El valor de probabilidad (p-valor) nos muestra cuales son los parámetros que son estadísticamente significativos, es decir aquellos valores inferiores a 0,05.

Al eliminar del modelo los predictores que no son estadísticamente significativos se obtienen los siguientes valores:

Predictor		Coef	Coef. de EE	T	P
Constante	Constante	89,074	4,868	18,3	0,000
Flujo Masico Gases Lado Turbina	Flujo másico LT Lb/h	-0,0000941	0,0000988	-9,52	0,000
Flujo Masico Gases Lado Convencional	Flujo másico LC Lb/h_1	-0,00031019	0,00002251	-13,78	0,000
Calor Esp. Gases Lado Convencional	Cp LC BTU/Lb°F_1	-21,101	2,651	-7,96	0,000
Temp. Ambiente	Temp. Ambiente °F	-0,21109	0,05702	-3,7	0,001
S = 0,721088 R-cuad. = 98,2% R-cuad.(ajustado) = 97,9%					

Tabla 4.23. Regresión perdidas con parámetros estadísticamente significativos

La ecuación de Regresión queda de la siguiente forma:

Perdidas total % = 89,1 - 0,000094 Flujo másico LT Lb/h - 0,000310 Flujo másico LC Lb/h_1 - 21,1 Cp LC BTU/Lb°F_1 - 0,211 Temp. Ambiente °F

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	4	689,85	172,46	331,68	0,0000
Error residual	25	13	0,52		
Total	29	702,85			

Tabla 4.24. ANOVA modelo de Regresión Perdidas HRSG.

El termino “S” es el “error estándar de predicción” o la desviación estándar del error alrededor de la línea de regresión que para este caso es igual a 0,721088.

R-Sq (ajustado) es 97,9% esto significa que la variabilidad de los datos muestrales son explicados en un 97,9% por esta ecuación de predicción. El analisis de Varianza (ANOVA) de la regresión confirma la validez de los hallazgos, dado que el valor de probabilidad obtenido es menor a 0,05 se puede concluir que el modelo de regresión hallado es Significante.

5. CONCLUSIONES:

La implementación de un programa de cálculo, visualización y monitoreo en línea de los parámetros de eficiencia de una central de cogeneración permite evidenciar varios aspectos de interés para la realización de mejoras encaminadas a optimizar el consumo de combustible de la central tanto en la Turbina como en el quemador auxiliar de la HRSG y se convierte en una poderosa herramienta para disminuir costos de operación, medir y controlar emisiones contaminantes, implementar estrategias de control operacional, e identificar y corregir oportunamente focos de ineficiencia, a su vez permite determinar mediante análisis Termo-económicos, el incremento potencial de la eficiencia termo-energética y sus ahorros derivados así como detallar las acciones necesarias para alcanzarlo.

El programa diseñado y empleado en el presente Trabajo de Grado, ofrece grandes avances en los métodos de determinación de eficiencias al incorporar el cálculo en línea del calor específico de los gases de escape y no usar valores tabulados fijos para los cálculos, ofreciendo de esta forma mayor precisión en los cálculos de eficiencia. Una ventaja adicional del programa es su adaptabilidad a cualquier tipo de combustible (líquido o gaseoso), donde lo único requerido es la composición química del mismo. Esta ventaja permitió adaptar el programa empleado a la composición real del gas utilizado en la central de estudio (Gas Guajira). De esta forma se logra entregar como producto de esta investigación una Tecnología para La Optimización Operacional en Línea de las Plantas

Cogeneradoras (Electricidad y Calor) mediante la cual se logra su operación Económica, Eficiente y Fiable.

El sistema de adquisición y procesamiento de datos implementado, permitió recopilar información suficiente para el estudio profundo de cada una de las variables de interés, y la realización de análisis estadísticos, de los cuales se pudo concluir lo siguiente:

- Existe alta correlación entre la potencia generada en la central, y la eficiencia de la planta, los valores más altos de eficiencia se obtienen para las generaciones eléctricas más altas, según la expresión:

$$\text{Eficiencia Global (\%)} = 0,0106 * \text{Pot Gen (Kw.)} + 12,92 \quad \text{con } R^2 = 0,8368$$

- El incremento de la Potencia Generada tiene alto impacto en la disminución del Heat Rate (Planta y Turbina). Según las Expresiones:

$$\text{HR Planta} = 0,0016 * (\text{Pot. Gen.})^2 - 11,457 * (\text{Pot. Gen.}) + 26883 \quad \text{con } R^2 = 0,853$$

$$\text{HR turbina} = 0,0015 * (\text{Pot. Gen.})^2 - 9,8965 * (\text{Pot. Gen.}) + 28987 \quad \text{con } R^2 = 0,511$$

- Existe alta correlación entre el vapor generado en la central de cogeneración, y la eficiencia de la planta, los valores mas altos de eficiencia se obtienen para las generaciones de vapor mas altas, y según la expresión:

$$\text{Eficiencia Global (\%)} = 0,0032 * \text{Vapor Gen. (Kg/h.)} + 26,996 \text{ con } R^2 = 0,8453$$

- El incremento del vapor Generado impacta significativamente en la disminución del Heat Rate (Planta y Turbina). Según las expresiones:

$$\text{HR Planta} = -0,7665 * \text{Vapor Gen.} + 26883 \text{ con } R^2 = 0,8242$$

$$\text{HR Turbina} = 0,0003 * (\text{Vap. Gen.})^2 - 3,4618 * (\text{Vap. Gen.}) + 20241 \text{ con } R^2 = 0,587$$

- El análisis de los datos obtenidos demuestra que para un mismo valor de presión de operación la central puede trabajar a diferentes eficiencias, la baja correlación obtenida permite concluir que la presión de operación de la central, no tiene impacto directo sobre las variables de eficiencia. Sin embargo es necesario especificar que de manera practica es un parámetro de mucho interés dentro de la Gestión energética, y que se debe mantener los mas cercano posible a la demanda de la planta, ya que si se trabaja la presión de operación por encima de los requerimientos se aumentan innecesariamente los costos operacionales por consumo de combustible.

- La aplicación del programa de cálculo de eficiencia permitió visualizar la variación de los valores de calor específico y flujo de gases en el tiempo de la realización de la prueba. Estas graficas afirman la importancia de utilizar la metodología de cálculo del calor específico de los gases de combustión y lograr resultados mas confiables, en lugar de un valor constante como se trabaja tradicionalmente.
- Mediante la implementación de gráficos de control (en Minitab) se obtiene una mejor visualización del comportamiento de los parámetros calculados de eficiencia total de la central, Heat Rate, calor específico y flujo de gases de escape en un día típico. En estos gráficos también aparecen señalados la media de las mediciones y los limites propios del proceso calculados a partir de la desviación estándar de los datos. De esta manera se aprecia los datos por fuera de los límites calculados y se evidencia la variabilidad en el proceso.
- Los datos recopilados permitieron realizar cálculos estadísticos cuyo resumen proporcionó información del comportamiento de los parámetros de eficiencia en el tiempo y estudiar profundamente el comportamiento de los datos (pruebas de normalidad), y conocer los valores medios y desviaciones estándar de cada uno de los parámetros de eficiencia. Este primer avance representa el inicio de los proyectos de mejora y optimización.

- Con la reelaboración de la metodología de la norma ASME PTC 4.4, empleada para evaluar el generador de vapor recuperador de calor en las diferentes condiciones de operación, se obtuvo una metodología de cálculo la cual permite conocer la eficiencia y la efectividad real y actual por medio de un programa de cálculo en Microsoft Office Excel, con la aplicación del método directo, método indirecto y el método de la efectividad.
- Con base a los cálculos realizados con la implementación de la metodología, se logró determinar el desempeño real y actual, reflejando valores no uniformes de eficiencia a lo largo del periodo de evaluación, evidenciando la sensibilidad del proceso de generación a variables como la generación de vapor y demanda energética.
- Con la implementación del método indirecto se pudo cuantificar el total de las pérdidas de energía, viéndose reflejado que las pérdidas de energía más representativas corresponden al envío de gases de escape en las chimeneas del lado recuperador y el lado convencional siendo responsables del 46% del total de pérdidas.

- Un análisis de regresión permite determinar una ecuación de predicción de las pérdidas en función de parámetros de operación de la Caldera con un coeficiente de regresión bastante alto (98,7%):

Perdidas total [%]= - 339 - 0,000054 Flujo másico LT [Lb/h] + 1577 Cp LT [BTU/Lb°F] - 0,050 Temp. Salida LT [°F] - 0,000170 Flujo másico LC [Lb/h] - 26,6 Cp LC [BTU/Lb°F] + 0,0471 Temp. Salida LC [°F] - 0,206 Temp. Ambiente [°F] - 3,13 Flujo de vapor [Lb/h] + 28,1 Flujo de purga [Lb/h]

- Al eliminar del modelo los predictores que no son estadísticamente significativos la expresión se reduce y simplifica manteniendo un coeficiente de regresión alto (97,9%).

Perdidas total % = 89,1 - 0,000094 Flujo másico LT Lb/h - 0,000310 Flujo másico LC Lb/h_1 - 21,1 Cp LC BTU/Lb°F_1 - 0,211 Temp. Ambiente °F

- Los logros más importantes del programa pueden resumirse de la siguiente manera:
 - Adquisición y Procesamiento en Línea de los Parámetros necesarios para Cuantificar los costos e indicadores de operación.
 - Programa Computarizado con metodología de las Normas ASME para el cálculo de Indicadores.
 - Cálculos Termo económicos y de emisiones.
 - Optimización a partir de Modelos Matemáticos Multi-variable.
 - Factible de aplicar En: Plantas Cogeneradoras (TG+HRSG), Plantas generadoras (TV), Plantas de Servicios Industriales.
 - Calculo en Línea de :
 - Parámetros de eficiencia (HR, Eficiencia Turbina, HRSG y Global.)
 - Flujo y Calor Específico de Gases de Escape.
 - Propiedades de vapor y líquido.
 - Análisis de Incertidumbre.
 - Flexible a cualquier tipo y composición de combustible.
 - Disponible remotamente desde cualquier punto de la planta.

Los principales beneficios de la aplicación del sistema desarrollado en el presente trabajo de grado pueden resumirse de la siguiente manera:

- Monitoreo en tiempo real de los Indicadores para Garantizar elevada Eficiencia Energética, en lugar del monitoreo de parámetros para garantizar seguridad.
- Gestión de la Explotación sobre la base de Evaluación Termo económica.
- Operación con parámetros Óptimos que minimizan el consumo específico de combustible.
- Incorporar el Mantenimiento Energético en tiempo real de explotación para sostener la eficiencia.
- La implementación de un sistema de monitoreo en línea, como el presentado en este trabajo de grado, representaría para la central de cogeneración un alto impacto económico. Si realizamos una aproximación inicial para el consumo de combustible en la Turbina, y comparamos los Heat Rate nominales de la turbina con los de la medición realizada con el sistema en línea y por otro lado realizamos los cálculos de lo que representaría disminuir en 20% las pérdidas del HRSG, podremos mirar en detalle este impacto, pues al realizar las conversiones necesarias e involucrar los costos del combustible obtenemos los siguientes resultados:

DATOS			
Heat Rate Real	14.096,66	kJ/kWh	
Heat Rate Nominal	12.543,00	kJ/kWh	
Diferencia	1.553,66	kJ/kWh	
Generacion	4.557,00	kW	
Exceso de Consumo	7.080.048,68	kJ/ h	
PODER CALOROFICO DEL COMBUSTIBLE			
	1 Nm3	33.420,42	kJ
	211,8479862 Nm3	7.080.048,68	kJ
CONVERSION			
	211,8479862 Nm3/h	7,48	kPC/h
ANALISIS DE COSTOS			
Costo del Combustible	4,68	USD/kPC	
Sobre Costo Horario	35,01	USD/h	
Sobre Costo Dia	840,31	USD/dia	
Sobre Costo Año	306.713,96	USD/año	
Sobre Costo Año	612.201.055,34	\$/año	

Tabla 5.1. Análisis de costo reducción Heat Rate Turbina.

DATOS			
Prom. Perdidas HRSG	20.416.128,89	BTU/h	
Disminucion de 20% perdidas	4.083.225,78	BTU/h	
Disminucion de 20% perdidas	4.311.355,60	kJ/h	
PODER CALOROFICO DEL COMBUSTIBLE			
	1 Nm3	33.420,42	kJ
	129,0036331 Nm3	4.311.355,60	kJ
CONVERSION			
	129,0036331 Nm3/h	4,56	kPC/h
ANALISIS DE COSTOS			
Costo del Combustible	4,68	USD/kPC	
Sobre Costo Horario	21,32	USD/h	
Sobre Costo Dia	511,70	USD/dia	
Sobre Costo Año	186.769,90	USD/año	
Sobre Costo Año	372.792.729,98	\$/año	

Tabla 5.2. Análisis de costo reducción de 20% de pérdidas del HRSG.

6. RECOMENDACIONES:

Con toda la información aportada por este trabajo de grado es posible realizar un conjunto de recomendaciones que generan avances significativos en la mejora y optimización de los costos, la confiabilidad, el control, y reducción de impactos ambientales de la operación de las centrales de cogeneración. A continuación se resumen las más importantes de estas recomendaciones.

- Implementación de un programa de monitoreo y control de los parámetros de operación y eficiencia para el compresor de la central.
- Implementación de instrumentación de última tecnología para la medición de flujo de combustible y composición química de gases de escape.
- Un proyecto de investigación en eficiencia energética para cofinanciar los gastos y seguir optimizando el programa al punto de convertirlo en sistema consejero y predictivo de parámetros de eficiencia energética.
- Implementación de un proyecto de reducción de la variabilidad de los parámetros de eficiencias en las centrales de cogeneración mediante la implementación de la metodología Seis Sigma.
- Proyecto de interconexión eléctrica y redistribución de consumidores de vapor.

6.1 PROGRAMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL COMPRESOR DE LA CENTRAL:

Un programa similar al desarrollado en este Trabajo de Grado, se puede realizar única y exclusivamente para compresor, aplicando en detalle cada una de las expresiones de las Normas Internacionales. Lo cual permitiría evidenciar focos de ineficiencia en esta parte de la central, que consume un alto porcentaje de la energía generada y concentrar los esfuerzos en corregirlos.

6.2 IMPLEMENTACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN DE ÚLTIMA TECNOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO DE COMBUSTIBLE Y COMPOSICIÓN QUÍMICA DE GASES DE ESCAPE:

La utilización de instrumentación de última tecnología y con alta precisión, es factor de mucha importancia para la determinación de parámetros de eficiencia y de emisión de contaminantes. Actualmente es posible conseguir en el mercado analizadores de Oxígeno e inquemados y medidores de flujo de combustible de altísima precisión y protocolos de comunicación amigables que pueden interactuar fácilmente con programas como el del presente trabajo de grado. La inversión inicial es alta pero es posible justificarla realizando análisis de costo beneficio.

Una posibilidad muy factible es la realización de un proyecto de investigación en el cual se pueda cofinanciar esta inversión y además acceder a todos los beneficios derivados del mismo. A continuación se presenta un ejemplo de estos instrumentos fabricados por *Rosemount Emerson*:

ANALIZADOR DE OXIGENO Y CO EQUIVALENTE	
	Oxygen / Combustibles Transmitter (OCX 88A)
	Descripción: El modelo OCX 8800 con su robusto diseño, sensor estable, con electrónica integrada, es el mejor Transmisor del Mercado para medir oxígeno inquemados. El análisis de oxígeno se realice con la celda de oxido de Zirconio, el sensor de combustibles no quemados resiste temperaturas hasta 2600°F (1427°C).
	Precisión: ± 0.75% de Lectura o 0.05% O2.
	Fabricante:  

Figura 6.1. Analizador de Oxígeno y CO equivalente.

MEDIDOR DE FLUJO CON SENSOR ANNUBAR					
	Multivariable Transmitter 3095F				
		Min.	Op.	Max.	Unit
	Presion	14	16	17	bar-g
	Temperatura	22	30	50	C
Fabricante:  					

Figura 6.2. Medidor de flujo de gas natural.

6.3 PROYECTO DE REDUCCIÓN DE LA VARIABILIDAD DE LOS PARÁMETROS DE EFICIENCIAS EN LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA SEIS SIGMA.

Los gráficos de control obtenidos de los datos de análisis en el capítulo 4, evidenciaron alta variabilidad en cada uno de los parámetros de eficiencia de la central. Mediante la implementación de la metodología seis sigma es posible realizar un estudio profundo de las causas de esta variabilidad e implementando sus fases de definición, medición, análisis, mejora y control, es posible reducirla y eliminarla.

El programa implementado proporciona una excelente base de datos para análisis estadísticos y la aplicación de herramientas como: Diagramas de Flujo de Procesos, Diagramas de Causa-Efecto, Diagramas de Pareto, Histogramas, Diagramas de Dispersión, Gráficas de Control, Modelos de Regresión, Diseño de Procesos, Análisis de Varianza, Diseño de Experimentos y Control Estadístico De Procesos (SPC).

6.4 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y REDISTRIBUCIÓN DE CONSUMIDORES DE VAPOR:

La implementación del programa desarrollado en esta investigación, arrojó como uno de sus principales resultados alta correlación y muy alto impacto sobre las eficiencias y Heat Rate de la central de cogeneración, del aumento de la generación tanto de potencia como de vapor. Los valores más altos de eficiencia (Global y de HRSG) y los valores más bajos de Heat Rate (Turbina y Central), se obtienen para las más altas generaciones de potencia y vapor.

Dado que la empresa donde se realizó el presente análisis tiene dos centrales de cogeneración con las características de la tabla 1. 5 (4,8 MW - 14 Ton Vapor /hora en la cogeneradora 1 y 5,2 MW -16 Ton vapor /hora en cogeneradora 2), una de los principales resultados de la investigación, es proporcionar las bases de un proyecto de interconexión de las centrales tanto en energía eléctrica como en vapor. De este modo se podría llevar las centrales a un nivel de cargabilidad elevado y estable, de tal forma que se satisfaga la demanda de toda la planta y en el caso de energía eléctrica tener la capacidad de vender los excedentes.

Para el caso de vapor las recomendaciones están encaminadas a optimizar la generación de las dos centrales en función de la demanda del proceso productivo, mediante la implementación de análisis termo-económicos de:

- ✓ Reorganización de los consumidores de vapor en función de las presiones de trabajo.
- ✓ Análisis de la degradación de la exergía en las estaciones reductoras del proceso actual.
- ✓ Análisis de conversión a vapor de los grandes consumidores de gas natural en el proceso productivo.

Estas recomendaciones ya se encuentran en fase inicial de implementación y ya se cuentan con los primeros planos y estudios de factibilidad de cada uno de estos proyectos.

Se contrataron los servicios de una empresa especializada para efectuar el suministro de equipos requeridos (celdas, cables, barras, interruptor, etc.), las obras civiles requeridas para el montaje y el montaje de estas celdas. Igualmente esta misma empresa se encargará de realizar el estudio de coordinación de protecciones.

El esquema del sistema interconectado se presenta a continuación. Actualmente cada central dispone de energía de respaldo a través de suministro de la red externa con acometidas que soportan 5 MVA, funcionando cada una de forma independiente. Se desea instalar el disyuntor 3, mediante la instalación de celdas de acople instaladas en cada una de las subestaciones y la celda de interruptor en la cual va instalado el DYR 3.

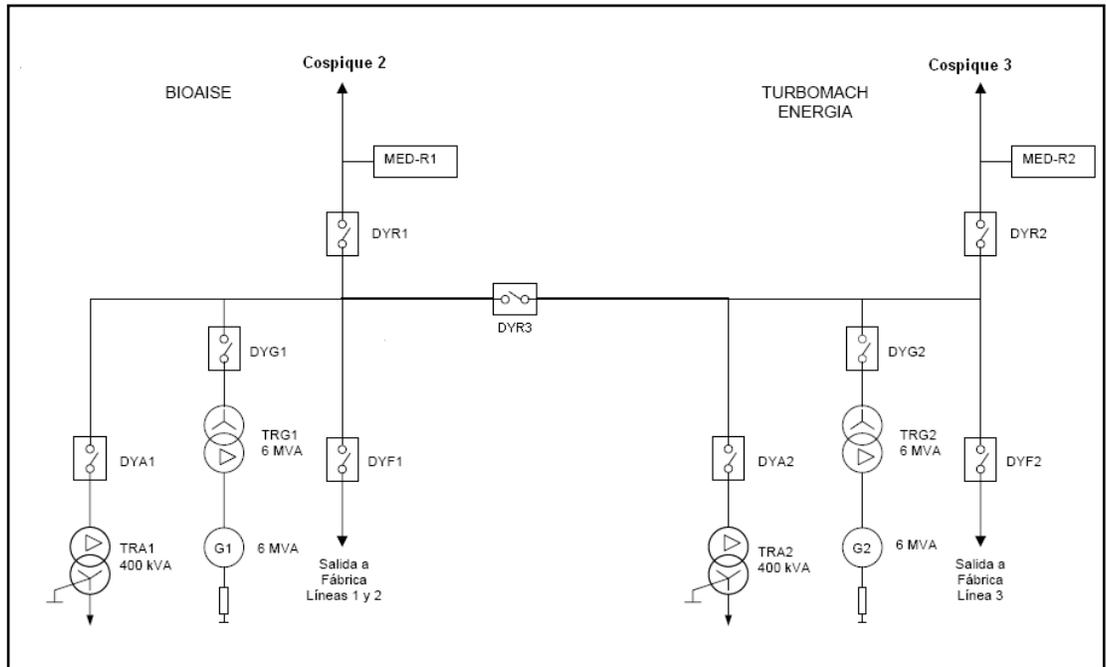


Figura 6.3. Esquema de interconexión eléctrica inicial.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS:

[1] Charris I, Campos J. Manual de gestión energética integral Biofilm S.A. Planta Cartagena. [Documento realizado por e2 Energía Eficiente S.A. E.S.P. Para BIOFILM S.A. en el marco de la implementación de un Sistema de Gestión Integral de la Energía]. Cartagena. p. 11-12.

[2] Miranda J, Benítez L. Cálculo de la eficiencia energética del generador de vapor recuperador de calor (HRSG) de la empresa Biofilm S.A., planta Cartagena. [Tesis de Grado]. Cartagena. Universidad Tecnológica de Bolívar. Facultad de Ingeniería Mecánica. 2010

[3] MEHERWAN, Boyce. Gas Turbine Engineering Handbook. 2 Ed. Boston: Gulf Professional Publishing, 2002. p. 10-22.

[4] UPME. Manual de Procedimiento General de la Convocatoria para participantes Unidad de Planeación Minero Energética UPME. [Documento Externo]. Bogota. 2006.

[5] Coskun C, Oktay Z., Ilten N., A new approach for simplifying the calculation of flue gas specific heat and specific exergy value depending on fuel composition. En: ELSEVIER Energy (2009), Balikesir, Turkey (30, Julio, 2009). p. 1-5

[4] Moran MJ, Shpiro HN. Fundamentals of engineering thermodynamics. 3rd ed. New York: John Wiley & Sons Inc, 1995.

[5] Menghini D, Marra FS, Allouis C, Beretta F. Effect of excess air on the optimization of heating appliances for biomass combustion. Experimental Thermal and Fluid Science. New York: 2008. p. 1371–1380.

[6] Shin SJ. Homogeneous combustion and its application to industrial furnaces. [Tesis de doctorado]. Michigan. Universidad de Michigan. Facultad de Ingenieria Mecanica. 2008.

[7] Yrjola J, Paavilainen J, Sillanpa M. Modelling and experimental studies on heat transfer in the convection section of a biomass boiler. En: International Journal of Energy Research, 2006. p. 939–953.

[8] EICHER A, Calculation of combustion gas flow rate and residence time based on stack gas data. En: Waste Management , 2000. p. 403–407.

[9] Chandok JS, Kar IN, Tuli S. Estimation of furnace exit gas temperature (FEGT) using optimized radial basis and back-propagation neural networks. En: Energy Conversion and Management, 2008. p. 1989–1998.

[10] KYLE B, Chemical and process thermodynamics. Londres: Prentice- Hall; 1984.

[11] GANAPATHY, V. Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators Design, Applications, and Calculations. 2nd Ed. Texas: ABCO, 2000.

ANEXO A.

***PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACION DEL CONTROL
OPERACIONAL EN LINEA DE LA GENERACION DE
ELECTRICIDAD EN TURBOGAS.***

1. OBJETIVOS.

1.1 Objetivos Generales.

- Implantar un sistema de monitoreo de eficiencia energética en línea, que permita medir, calcular y analizar las principales variables de impacto en el uso eficiente de la energía y de esta manera identificar y corregir oportunamente los focos de ineficiencia en las dos centrales de cogeneración de una empresa de producción de películas de polipropileno.
- Determinar el incremento potencial de la eficiencia energética y sus ahorros derivados, de una de las centrales de cogeneración de una empresa de producción de películas de polipropileno, y detallar las acciones necesarias para alcanzarlo.

1.2 Objetivo Especificos.

- Establecer un sistema de monitoreo y control operacional de una central de cogeneración mediante gráficos de tendencia, control estadístico de procesos, estrategias de operación y mantenimiento dirigido a eficiencia, que permita reducir el consumo de combustible a partir de buenas practicas operacionales.
- Desarrollar modelos matemáticos a partir de regresión multivariable para las eficiencias (global y del HRSG), y Heat Rate (planta y Turbina) de la central de cogeneración en función de parámetros operacionales tales como la potencia generada el flujo de vapor, flujo y temperatura de gases de combustión.
- Conocer la eficiencia térmica del Generador de vapor recuperador de calor (HRSG), mediante balances térmicos, cuantificación de pérdidas y análisis de combustión, para determinar los estados actuales y el aumento potencial de la eficiencia a partir de la implementación de acciones de uso eficiente de la energía.

PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACION.

1. PUNTOS DE MEDICIÓN: Establecer los puntos de medición de parámetros en la central de cogeneración, la siguiente figura muestra la localización de los instrumentos necesarios para la adquisición de los parámetros de evaluación de los análisis:

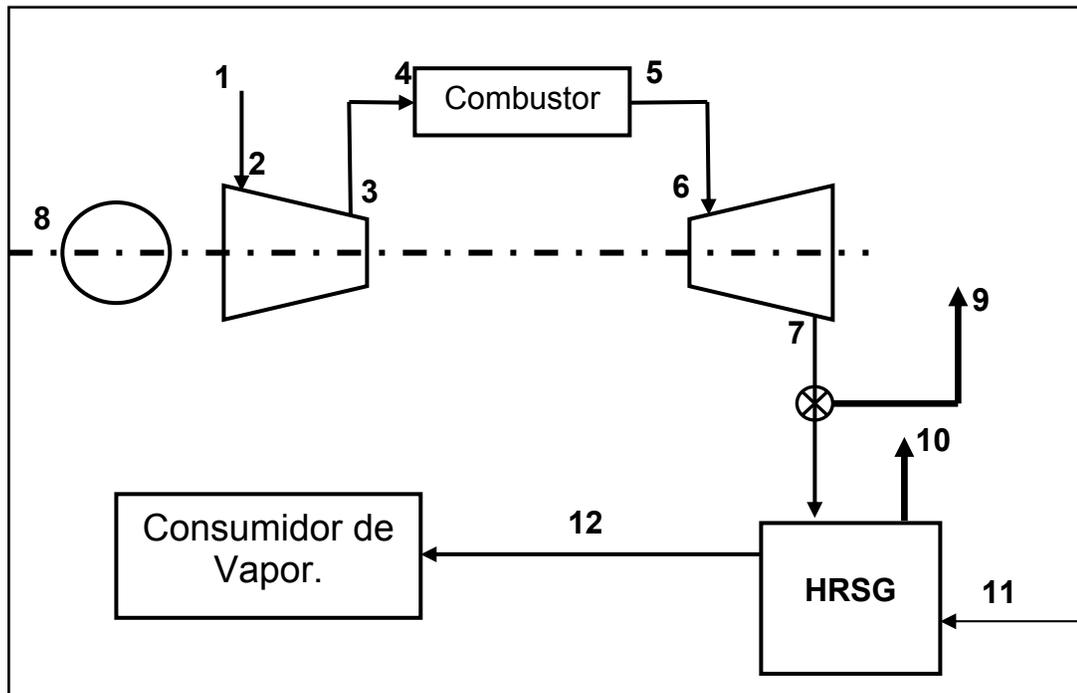


Figura 1. Puntos de Medición para el análisis de eficiencia.

Punto 1: Condiciones Ambiente de Aire (presión, temperatura, humedad, flujo, caída de presión despees de las filtros)

Punto 2: Condiciones del aire a la entrada del compresor (temperatura)

Punto 3: Condiciones del aire a la salida del compresor (temperatura, presión)

Punto 4: Alimentación de combustible al combustor (flujo, temperatura, presión, composición química)

Punto 5: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la cámara de combustión (temperatura)

Punto 6: Condiciones de los gases de combustión en la entrada de la turbina (temperatura)

Punto 7: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la turbina (temperatura, flujo)

Punto 8: Potencia generada (Kw.: Kilowatios, Factor de potencia)

Punto 9: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la chimenea de By pass (temperatura.)

Punto 10: Condiciones de los gases de combustión a la salida de la chimenea principal (temperatura.)

Punto 11: Alimentación de agua al generador de vapor (flujo, temperatura)

Punto 12: Condiciones de salida de vapor del HRSG (presión, temperatura, flujo)

2. PRECISIÓN DE LOS INSTRUMENTOS: Verificar que la instrumentación cumpla los requerimientos de precisión de las ASME PTC 22, que se resumen a continuación.

INSTRUMENTO	PRECISION
RTD Aire de Entrada – Termocuplas de 0 - 1000°C	± 0.35%
RTD gases Escape de 0 - 1000°C	± 0.35%
Indicador digital de Velocidad	± 1 rev/min
Medidor de Flujo de Combustibles líquidos y gaseosos	± 1 %
Medidor de Flujo de agua	± 1 %
Instrumentos de medición de presión	± 1 %
Instrumentos de medición de Temperatura	± 1 %
Medidores de Potencia eléctrica	± 0.5 %
Transformadores de Corriente	Clase 0.5
Transformadores de Voltaje	Clase 0.5

Tabla 1. Precisión de los Instrumentos.

3. SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS: Destinar un equipo de computo para correr las aplicaciones de calculo de eficiencia energética y donde se pueda instalar las aplicaciones necesarias para la comunicación entre la instrumentación y el equipo. Las aplicaciones dependen de la interface de comunicacion de la instrumentación, pero por es relativamente sencillo diseñar un programa en *Win CC flexible (SIEMENS)* para este fin.

4. FORMULACION: Se parametrizan las hojas de cálculo utilizando las siguientes formulas:

HOJA PRINCIPAL DE CALCULOS DE EFICIENCIA

Fila	Abrev.	Parametro	Fuente	Valor	Unidades
1	Vng	Razon de consumo de Combustible Turbina	Valor Medido		NM3/h
2	Vgh	Razon de consumo de Combustible HRSG	Valor Medido		NM3/h
3	P	Potencia Electrica generada	Valor Medido		kW
4	Qlo	Poder Calorifico Inferior del Combustible	Dato Suministrado por Promigas		kJ/ NM3
5	qr	Razon de consumo de Calor Turbina	C1*C4		kJ/h
6	qh	Razon de consumo de Calor HRSG	C2*C4		kJ/h
					kJ/s
7	qs	Heat Rate Turbina	C5/C3		kJ/kW/hr
8	ng	Eficiencia Termica de la Turbina basada en la potencia electrica neta generada	$3600 * C3 * 100 / C5$		%
9	weg	Flujo de gases de Escape	Valor Estimado o Medido		kg/s
10	Cp	Calor Especifico Promedio de los gases de escape	Valor Calculado según Comp Qca y Temp		kJ/kg.°K
11	te	Temperatura de los gases de escape a la entrada de HRSG	Valor Medido		°K
					°C
12	h10	Entalpia de agua de alimentar caldera	Calculado según Coeficientes		kJ/kg
13	h11	Entalpia del vapor a la salida de la caldera	Calculado según Coeficientes		kJ/kg
14	ws	Flujo de Vapor de HRSG	Valor Medido		kg/sec
15	texhaust	Temperatura de los gases de escape a la salida de HRSG	Valor Medido		°K
					°C
16	ηhrsg	Eficiencia Termica de HRSG basada en el vapor neto generado.	$C14 * (C13 - C12) * 100 / ((C9 * C10 * (C11 - C15)) + C7)$		%
17	ηplant	Eficiencia Global de la planta basada en la potencia y vapor neto generado.	$((C3 * 860 * 4.19) + (C14 * (C13 - C14) * 3600)) / (C5 + C6) * 100$		%
18	qcogen	Heat Rate Global de la planta basada en la potencia y vapor neto generado	$860 * 4.19 * 100 / C17$		kJ/kWh

HOJA PARAMETROS AIRE Y COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE			
Flujo de Combustible (Nm ³ /h)	Valor Medido	C19	Nm ³ /h
Gravedad Especifica		C20	
AIRE			
% Volumen de O ₂ en Gases	Valor Medido	C21	%
Exceso de aire en Gases	λ	$C22 = 90 * (C3 / (21 - C3))$	%
n	$1 + \lambda$	$C23 = 1 + (C4 / 100)$	
COMPONENTES COMBUSTIBLE			
Carbono	%C	C24	
Hidrogeno	%H	C25	
Oxigeno	%O	C26	
Nitrogeno	%N	C27	
Azufre	%S	C28	
Humedad	%Humedad	C29	
Ceniza	%Ceniza	C30	

PARÁMETRO A CALCULAR	FORMULA	UNIDAD
Masa de Aire Teórica o Estequiométrica	$C31 = (2,9978 \cdot C25 - 0,3747 \cdot C26 + 0,3747 \cdot C28 + C24) \cdot (11,445 \cdot 1)$	Kg Air/ Kg Comb.
Masa de Aire Real suministrada	$C32 = (2,9978 \cdot C25 - 0,3747 \cdot C26 + 0,3747 \cdot C28 + C24) \cdot (11,445 \cdot C22)$	Kg Air/ Kg Comb.
Flujo Masico Estequiométrico de Gases de Combustión	$C33 = C31 + (1 - C30)$	Kg Air/ Kg Comb.
Flujo Masico total de Gases de Combustión	$C34 = C32 + (1 - C30)$	Kg Gases /Kg Comb.
Flujo Masico de combustible	$C35 = C19 \cdot C20$	Kg/h
Flujo Masico total de Gases de Combustión	$C36 = C34 \cdot C35$	Kg/h
Flujo Masico total de Gases de Combustión	$C37 = C36 / 3600$	Kg/s

PARAMETROS CALCULO CALOR ESPECIFICO GASES DE COMBUSTION

Parámetro Secundarios a Calcular	Símbolo	Formula
Relacion de masa de CO ₂ a masa de gases estequiometrica (n=1)	a_m	$C38 = 3,667 * C24 / C33$
Relacion Calor especifico de CO ₂ a CO ₂	a_{cp}	$C39 = 1$
Relacion de Masa de N ₂ con Masa Total de gases de Combustion	b_m	$C40 = [0,767 * (2,9978 * C25 - 0,3747 * C26 + 0,3747 * C28 + C24) * (11,445)] + C27 / C33$
Relacion Calor especifico de CO ₂ a N ₂ para distintas temperaturas	b_{cp}	$C41 = 0,9094 + ((1,69 * 10^{(-4)}) * C11) - (11135 / C11^2)$
Relacion de Masa de H ₂ O con Masa Total de gases de Combustion	c_m	$C42 = 8,938 * C25 + C29 / C33$
Relacion Calor especifico de CO ₂ a H ₂ O para distintas temperaturas	c_{cp}	$C43 = 0,5657 - ((6,68 * 10^{(-6)}) * C11) - (10465 / C11^2)$
Relacion de Masa de SO ₂ con Masa Total de gases de Combustion	d_m	$C44 = 2 * C28 / C33$
Relacion Calor especifico de CO ₂ a SO ₂ para distintas temperaturas	d_{cp}	$C45 = \exp(2,679 - (151,16 / C11) - (0,289 * \ln(C11)))$
	f_m	$C46 = (C31 * (C23 - 1)) / C37$
	C_{p,A}	$C47 = 0,7124 * (1,00011^{C11}) * (C11^{0,051})$

Parámetro Primarios a Calcular	Símbolo	Formula
Coeficiente del Modelo	a_c	$C48=C38/C39$
Coeficiente del Modelo	b_N	$C49=C40/C41$
Coeficiente del Modelo	c_H	$C50=C42/C43$
Coeficiente del Modelo	d_S	$C51=C44/C45$
Coeficiente del Modelo	f_A	$C52=C46*C47$
Calor Especifico del CO2	$C_{p,c}$	$C53=(0,1874*(1,000061^{C11})*(C11^{0,2665}))$
Calor Especifico Gases de Combustión	$C_{p, flue gas}$	$C54=[(C48+C49+C50+C51)*(C53)*(C33/C37)]+C52$

HOJA DE CALCULO PROPIEDADES VAPOR SATURADO

Propiedad	A	B	C	D	E	F	G
Temperatura	-0,17724	3,83986	11,48345	31,1311	8,76E-05	-2,79E-08	86,594
Volumen Especifico Liquido	-5,28E-07	2,99E-05	1,52E-04	6,63E-05	8,41E-10	1,86E-14	1,60E-02
Volumen Especifico Vapor (1-200 psia)	-0,48799	304,717614	9,8299035	-16,455274	9,47E-04	-1,36E-08	19,53953
Volumen Especifico Vapor (200-1500 psia)	2,6620E-03	457,5802	-0,176959	0,826862	-4,60E-07	6,32E-11	-2,3928
Entalpía de Liquido	-0,15115567	3,671404	11,622558	30,832667	8,74E-05	-2,62E-08	54,55
Entalpía de Vaporización	0,0086762	-1,3049844	-8,2137368	-16,37649	-4,30E-05	9,76E-09	1045,81
Entalpía de Vapor	-0,14129	2,258225	3,4014802	14,438078	4,22E-05	-1,57E-08	1100,5
Entropía de liquido	-1,68E-04	4,27E-03	0,01048048	0,05801509	9,10E-08	-2,76E-11	1,18E-01
Entropía de Vaporización	3,45E-05	-2,75E-03	-7,33E-03	-1,43E-01	-3,49E-08	7,43E-12	1,86E+00
Entropía de Vapor	-1,48E-04	1,26E-03	3,44E-03	-6,49E-02	6,89E-08	-2,49E-11	1,97E+00
Energía Interna de Liquido	-1,55E-01	3,66E+00	11,632628	30,82137	8,76E-05	-2,65E-08	5,46E+01
Energía Interna de Vapor	-9,94E-02	1,94E+00	2,428354	10,9818864	2,74E-05	-1,06E-08	1,04E+03

La ecuación que relaciona estos coeficientes es la expresión:

$$y = Ax + \frac{B}{x} + C\sqrt{x} + D\ln x + Ex^2 + Fx^3 + G$$

y = Propiedad.
x = Presión (psia)

5. RECOLECCION DE DATOS: Una vez parametrizadas las hojas de calculo e instalado el programa de adquisición de datos, se deben crear la base de datos almacenando los parámetros de eficiencia calculados para su posterior análisis, dependiendo de la capacidad de los equipos utilizados se debe seleccionar la periodicidad de calculo y almacenamiento.

6. ANALISIS DE DATOS: A partir de los datos obtenidos realizar los análisis utilizando Excel o software estadísticos especializados como Minitab, para hallar correlaciones entre las variables almacenadas y generar los modelos particulares para central (curvas de desempeño). Con estas herramientas es posible generar las siguientes graficas y modelos de Regresión:

GRAFICAS:

- Graficas de eficiencia contra tiempo.
- Graficas de potencia generada contra eficiencia y Heat Rate.
- Graficas de eficiencia y Heat Rate contra vapor generado.
- Graficas de presión de operación contra eficiencia.
- Graficas de calor específico y flujo de gases.
- Gráficos de control de eficiencia.
- Gráficos de control Heat Rate planta.
- Gráficos de control calor específico y flujo de gases de escape.
- Resumen estadístico de eficiencias.
- Resumen estadístico de Heat Rate.
- Resumen estadístico de calor específico y flujo de gases de escape.

MODELOS DE REGRESION:

- Análisis de Regresión Vapor Generado contra Heat Rate Turbina.
- Análisis de Regresión Potencia Generada contra Eficiencia global.
- Análisis de Regresión Potencia Generada contra Heat Rate Planta.
- Análisis de Regresión Potencia Generada contra Heat Rate Turbina.
- Análisis de Regresión Vapor Generado contra eficiencia global.
- Análisis de Regresión Vapor Generado contra Heat Rate Planta.
- Modelo Matemático por Regresión para perdidas HRSG.

7. ANALISIS DE RESULTADOS E IMPLEMENTACION DE MEJORAS: A partir de los resultados y modelos obtenidos tomar las acciones necesarias para las mejoras de la eficiencia y disminución de Heat Rate en la central.

ANEXO B.

***CARACTERISTICAS DE LA INSTRUMENTACION UTILIZADA
PARA EL CONTROL OPERACIONAL EN LINEA DE LA
GENERACION DE ELECTRICIDAD EN TURBOGAS.***

CARACTERISTICAS DE LA INSTRUMENTACION	
<p>Sonda de Temperatura PT-100 s/4-20 mA L=250 mm (0-250°C)</p>	
<p>Termopar Temperatura Gases salida Turbina Tipo K con convertidor DAT102 s/4-20 mA L=750 +100 mm (0-600°C)</p>	
<p>Sonda de Temperatura Chimenea (Lado gases Quemador) PT-100 con convertidor DAT110 s/4-20 mA. L=500 mm (0-300°C)</p>	
<p>Sonda de Temperatura Chimenea (Lado gases turbina) PT-100 con convertidor DAT110 s/4-20 mA. L=750 mm (0-300°C)</p>	
<p>Transmisor de Presión SIEMENS 7MF4433-1FA00-1AA1-ZA01-B13</p>	
<p>Caudalímetro agua alimentación VORTEX modelo 83-W-DO2S1SSTNA s/4-20 Ma Q=12.000 l/h. P= 20-22 bar. Rango= 0-52.000 l/h. DN 50</p>	
<p>Caudalímetro de vapor VORTEX modelo 83-W-DO4S1SSTNA s/4-20 mA Q=8.500 Kg/h. P= 20 bar. Rango= 0-21.000 Kg/h. DN 100</p>	