

**DEFINICIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO EN EFICIENCIA
ENERGÉTICA APLICABLE A CALDERAS CONVENCIONALES DE VAPOR**

DANIEL HINCAPIÉ BAENA

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
MAESTRÍA EN SISTEMAS ENERGÉTICOS
ESCUELA DE INGENIERÍAS
MEDELLÍN
2015**

**DEFINICIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO EN EFICIENCIA
ENERGÉTICA APLICABLE A CALDERAS CONVENCIONALES DE VAPOR**

DANIEL HINCAPIÉ BAENA

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Ingeniería

Director

ALEJANDRO MORALES ORTIZ

Magister en Ingeniería Mecánica

Gerente Consulta Inteligente S.A.S

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

MAESTRÍA EN SISTEMAS ENERGÉTICOS

ESCUELA DE INGENIERÍAS

MEDELLÍN

2015

DECLARACIÓN ORIGINALIDAD

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad”. Art. 82 Régimen Discente de Formación Avanzada, Universidad Pontificia Bolivariana.

FIRMA AUTOR (ES) *Daniel Annapie B.*

Medellín, Noviembre de 2015.

A todas las personas que
con sus aportes hicieron
posible obtener éste logro

Especialmente,
A mi novia y
A mi familia

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Director MSc Alejandro Morales Ortiz por el apoyo constante y la asesoría prestada para el desarrollo satisfactorio del presente trabajo, además del acompañamiento en el crecimiento profesional.

MSc Alan Hill, por el acompañamiento y la asesoría prestada durante el tiempo de desarrollo del presente trabajo y del programa de maestría.

La Universidad Pontificia Bolivariana por ser mediadora y encargada de mi formación integral como ingeniero mecánico y magister en ingeniería.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS	19
1. CONCEPTUALIZACIÓN SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA	20
1.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN COLOMBIA	33
2. CONCEPTUALIZACIÓN SOBRE SISTEMAS DE VAPOR	40
2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	42
2.2. CLASIFICACIÓN DE CALDERAS	46
2.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CALDERAS	49
2.4. CÁLCULO DE EFICIENCIA DE ENERGÍA	62
2.4.1. Cálculo por el método directo.	65
2.4.2. Cálculo por el método indirecto.	68
2.5. CÁLCULO DE EFICIENCIA BASADO EN EXERGÍA	78
3. METODOLOGÍAS DE DIAGNÓSTICO EN EFICIENCIA ENERGÉTICA	81
3.1. METODOLOGÍAS APLICABLES A SISTEMAS DE VAPOR	91
3.2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	95
4. DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA DE UN APLICATIVO	110
5. PRUEBA DE LA METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DISEÑADA	125
5.1. Datos de entrada para el modelo	126
5.2. Balance de masa	129
5.3. Balance de energía	132
5.4. Balance de exergía	137
5.5. Cálculo de indicadores de desempeño	140
5.6. Análisis comparativo con el software de referencia	144
6. CONCLUSIONES	148
BIBLIOGRAFÍA	152
ANEXOS	155

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Producción de energía mundial por combustible.	21
Figura 2. Suministro de energía primaria mundial.	22
Figura 3. Crecimiento anual del consumo energético mundial.....	23
Figura 4. Uso de las fuentes de energía primaria a nivel mundial.	24
Figura 5. Consumo energético mundial del sector industrial.....	25
Figura 6. Consumo de energía mundial 2006-2030 para países de la OCDE.....	26
Figura 7. Emisiones mundiales de CO ₂ a 2010.	27
Figura 8. Emisiones mundiales de CO ₂ y energía primaria proyectada a 2030..	27
Figura 9. Emisiones mundiales de CO ₂ por combustible	28
Figura 10. Intensidad energética a nivel regional.	31
Figura 11. Variación de la intensidad energética en algunos países	32
Figura 12. Producción de energía primaria en Colombia..	34
Figura 13. Tendencia de la producción de energía primaria en Colombia..	34
Figura 14. Proyección de demanda de energía primaria en Colombia..	35
Figura 15. Consumo final de energía en Colombia por sectores..	36
Figura 16. Consumo final de energía en el sector industrial colombiano.	37
Figura 17. Distribución porcentual del consumo de energía en el sector industrial.	37
Figura 18. Emisiones de CO ₂ anuales en Colombia.....	38
Figura 19. Índice de intensidad energética en Colombia..	39
Figura 20. Consumo de energía térmica en sistemas de vapor de Colombia.	41
Figura 21. Consumo de recursos energéticos primarios en Colombia.	41
Figura 22. Diagrama del proceso de un sistema de generación de vapor.....	43
Figura 23. Esquema general de un sistema de generación de vapor.....	44
Figura 24. Esquema detallado de un sistema de generación de vapor.	45
Figura 25. Esquema de configuración de una caldera pirotubular.	48
Figura 26. Esquema de configuración de una caldera acuotubular.	49
Figura 27. Diagrama de Sankey global para un sistema de generación de vapor.	63
Figura 28. Flujo de vapor fugado según el diámetro del orificio.....	76
Figura 29. Ciclo PHVA para la aplicación de la norma NTC-ISO 50001.	81
Figura 30. Esquema de mantenimiento basado en eficiencia energética.....	84
Figura 31. Diagrama de las variables de control.	85
Figura 32. Proceso típico de una auditoría energética.	87

Figura 33. Recursos necesarios para una auditoría energética.....	87
Figura 34. Modelo para la toma de decisión en mejoras energéticas.....	91
Figura 35. Esquema para cálculo eficiencia de caldera.	92
Figura 36. Esquema de las variables de operación.....	93
Figura 37. Diagrama de flujo para el diagnóstico energético de sistemas de vapor.	108
Figura 38. Ventana de inicio del aplicativo.	110
Figura 39. Ventana de inicio – <i>Universidad</i>	111
Figura 40. Ventana de inicio – <i>Documentación</i>	111
Figura 41. Ventana de inicio – <i>Ecuaciones</i>	111
Figura 42. Ventana de inicio – <i>Salir</i>	111
Figura 43. Aplicativo – <i>Información General</i>	112
Figura 44. Aplicativo – <i>Visualización de menús</i>	114
Figura 45. Aplicativo – <i>Información del sistema de vapor</i>	114
Figura 46. Aplicativo – <i>Información de composición del agua</i>	116
Figura 47. Aplicativo – <i>Información del estado de la caldera</i>	117
Figura 48. Aplicativo – <i>Diagrama del sistema de vapor</i>	118
Figura 49. Aplicativo – <i>Diagrama, composición de combustible (1)</i>	119
Figura 50. Aplicativo – <i>Diagrama, vapor de caldera (6)</i>	119
Figura 51. Aplicativo – <i>Diagrama, composición de gases de combustión (15)</i>	120
Figura 52. Aplicativo – <i>Valores de operación por corriente</i>	121
Figura 53. Aplicativo – <i>Resultados de desempeño</i>	122
Figura 54. Aplicativo – <i>Concepto técnico final del diagnóstico</i>	123
Figura 55. Caldera analizada en el caso práctico.....	127
Figura 56. Diagrama general del sistema de generación de vapor implementado.....	145
Figura 57. Diagrama del sistema de vapor diseñado en el software.	145

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Consumo de energía térmica en los subsectores de Colombia.	42
Tabla 2. Clasificación de las calderas.	47
Tabla 3. Eficiencia típica de calderas.	50
Tabla 4. Pérdida de combustible debido a incrustaciones.	52
Tabla 5. Límites de la composición de agua de caldera.	52
Tabla 6. Límites de la composición del agua de alimentación.	53
Tabla 7. Emisiones de CO ₂ recomendadas según el combustible.	54
Tabla 8. Porcentaje de O ₂ y CO ₂ recomendados en los gases de combustión.	54
Tabla 9. Exceso de aire y relación con la temperatura de entrada.	55
Tabla 10. Exceso de aire medido en el sector industrial colombiano.	55
Tabla 11. Temperatura de referencia de los gases de chimenea.	57
Tabla 12. Pérdidas de calor por aislamiento.	58
Tabla 13. Pérdidas típicas por radiación en calderas.	58
Tabla 14. Actividades típicas de mantenimiento de una caldera basado en eficiencia.	61
Tabla 15. Potenciales de aumento de la eficiencia de una caldera.	62
Tabla 16. Entradas, salidas y pérdidas de energía en un sistema de vapor.	64
Tabla 17. Propiedades del vapor producido en saturación.	66
Tabla 18. Flujo de vapor fugado.	76
Tabla 19. Flujo de vapor fugado según el diámetro del orificio.	76
Tabla 20. Flujo de vapor fugado según la altura de la pluma.	77
Tabla 21. Pasos para la realización de una auditoría de detalle (Abdelaziz et al., 2011). ..	89
Tabla 22. Variables de medición y control en calderas.	98
Tabla 23. Variables de control y posibles causas de desviación.	102
Tabla 24. Características de la caldera analizada en el caso práctico.	126
Tabla 25. Datos de entrada para el modelo de cálculo.	128
Tabla 26. Balance de masa de “Carbono”	130
Tabla 27. Balance de masa de “Nitrógeno” y “Agua”	131
Tabla 28. Composición de gases de combustión en base húmeda.	131
Tabla 29. Resultados del cálculo de exceso de aire.	132
Tabla 30. Cálculo de eficiencia energética por el método directo.	133
Tabla 31. Cálculo de eficiencia energética por el método indirecto.	134
Tabla 32. Pérdidas de energía identificadas.	135

Tabla 33. Cálculo de eficiencia exergética por el método directo.	138
Tabla 34. Cálculo de eficiencia exergética por el método indirecto.....	139
Tabla 35. Exergía asociada a pérdidas de energía identificadas.	140
Tabla 36. Resultado de indicadores de desempeño.....	141
Tabla 37. Cálculo de eficiencia energética-ecológica.	142
Tabla 38. Resultados del modelo de cálculo por corriente.	143
Tabla 39. Resultados obtenidos del caso diseñado en el software de comparación.....	146
Tabla 40. Error entre el modelo de cálculo y el software de referencia.	147

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Presión de saturación de vapor de agua en el aire.....	156
Anexo B. Propiedades termodinámicas del agua – Líquido comprimido.....	158
Anexo C. Propiedades termodinámicas del agua – Vapor saturado.....	159
Anexo D. Propiedades termodinámicas del agua – Vapor sobrecalentado.....	161
Anexo E. Propiedades de algunos gases de combustión.....	164

GLOSARIO

AIRE ESTEQUIOMÉTRICO: Mínima cantidad de aire que se debe usar para realizar una combustión completa, así mismo se calcula con base en las reacciones químicas completas que se generan en la combustión.

ANÁLISIS ORSAT: Análisis mediante el cual con la respectiva medición y clasificación de los gases obtenidos en una reacción de combustión, es posible conocer la composición química de los compuestos originales, el combustible y el aire empleado en la reacción.

CALDERA: Recipiente metálico en el que se genera vapor a presión mediante la acción del calor producto de la quema de un combustible, transformando la energía química de este en energía calórica.

COMBUSTIBLE FÓSIL: Combustible que procede de la descomposición natural de la materia orgánica ubicada en el subsuelo a lo largo de millones de años, surgiendo el petróleo, el carbón mineral o el gas natural.

DESARROLLO SOSTENIBLE: Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades.

ECONOMIZADOR DE CALOR: Equipo que hace parte de un generador de vapor que sirve para calentar previamente el agua de alimentación de caldera, aprovechando el calor contenido en los humos y gases de combustión.

EFFECTO INVERNADERO: Fenómeno por el cual determinados gases que componen la atmósfera terrestre, retienen parte de la energía emitida por la superficie de la tierra luego de ésta ser calentada por la radiación solar; el aumento de gases como el CO_2 hace que se retenga más energía del nivel normal generando cambios climáticos apreciables.

EFICIENCIA ENERGÉTICA: Todas aquellas actividades que generen el consumo mínimo de energía conservando o aumentando los niveles de productividad, y generando la menor contaminación ambiental posible.

ENERGÍA PRIMARIA: Toda fuente, recurso o forma de energía que se encuentra disponible de manera directa en la naturaleza sin sufrir modificación química o física para ser empleada por el ser humano, como por ejemplo los combustibles fósiles, la energía solar, eólica, geotérmica, nuclear, entre otros.

ENTALPÍA: Propiedad termodinámica asociada a una masa determinada, considerada también como función de estado termodinámico, que se asocia con la medida de energía absorbida o cedida en un sistema para determinado estado; propiedad que agrupa la energía total del sistema con el trabajo de flujo (producto de presión por volumen).

ENTROPÍA: Propiedad termodinámica asociada a una masa determinada, considerada también como función de estado termodinámico. A nivel atómico es una medida de la organización estructural de la sustancia; en un proceso es la medida de degradación (pérdida de calidad de la energía) o irreversibilidad del proceso termodinámico.

EXERGÍA: Medida de la calidad y disponibilidad de una fuente de energía en un sistema para el uso en otros procesos térmicos, al basarse en una relación entre la entalpía y el producto de la entropía por la temperatura, según la segunda ley de la termodinámica.

INDICADOR: Valor calculado que permite determinar las características o calificar el desempeño de un equipo, un sistema o un proceso; el cual es utilizado para hacer seguimiento y control dentro de un sistema de gestión.

INTENSIDAD ENERGÉTICA: Índice que relaciona el costo de la conversión de energía primaria en riqueza para un país, en otras palabras es la proporción de la oferta total de energía primaria (Toe) dividido por el producto interno bruto (PIB).

PURGA: En una caldera la purga es una válvula de paso de agua normalmente ubicada en el fondo o en un nivel por debajo del agua, que por acción manual o automática busca mediante el flujo de agua eliminar sólidos en suspensión, lodos e impurezas en general que afectan la calidad del agua al interior de la caldera.

QUEMADOR: Dispositivo donde se lleva a cabo una reacción química de combustión debido a la quema de una mezcla definida de un combustible fósil con aire para generar el calor necesario para el funcionamiento de una máquina o equipo térmico; en una caldera tiene como objetivo cambiar el agua líquida en vapor.

TRAMPA DE VAPOR: Una trampa de vapor es una válvula automática que permite la separación y filtración de condensados y gases no condensables como el mismo aire, permitiendo que el vapor continúe en el proceso, y recuperando los condensados con el objetivo de ser reutilizados, por ejemplo en una caldera.

SIGLAS

ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i> (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)
BP	<i>British Petroleum</i>
EUF	<i>Energy utilization factor</i> (factor de utilización de energía)
PES	<i>Primary energy savings</i> (ahorro de energía primaria)
FERNOC	Fuentes de energía renovables no-convencionales
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
OCDE	Organización para la cooperación y desarrollo económico
PC	Poder calorífico de un combustible
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
PIB	Producto interno bruto
SGE	Sistema de gestión energética
TDS	Total sólidos disueltos
TOE	Siglas en inglés de Tonelada equivalente de petróleo
TEP	Tonelada equivalente de petróleo

UNIDADES

BHP	<i>Boiler HorsePower</i> Caballo de fuerza de caldera (9,81 kW)
BEP	Barril equivalente de petróleo ($5,8 \times 10^6$ BTU; 1700 kWh)
BTU	<i>British Thermal Unit</i> (1055,056 J)
Lb-m/h	Libra-masa por hora (0,4536 kg/h)
mbar	mili-bar de presión (100 Pa)
TOE	Siglas en inglés de Tonelada equivalente de petróleo
TEP	Tonelada equivalente de petróleo (11630 kWh)

SÍMBOLOS

$a. s.$	Aire seco
C	Coeficiente de forma para fenómenos convectivos
C_p	Calor específico
D	Diámetro de tubería
D_a	Diámetro de aislante sobre la tubería
D_o	Diámetro exterior de tubería
DT	Diferencial de temperatura
ε	Eficiencia ecológica-energética
E	Energía consumida
E_{mss}	Factor de Emisividad
E_o	Energía no asociada a la producción
$E_{sensible}$	Energía sensible
Esp	Espesor de aislamiento
$g. s.$	Gases secos de combustión
h	Entalpía
h_c	Coeficiente de transferencia de calor por convección
h_r	Coeficiente de transferencia de calor por radiación
h_s	Coeficiente global de transferencia de calor
HR	Humedad relativa del aire ambiente
k	Índice de consumo de energía
K_{ais}	Conductividad térmica de material aislante
$\dot{m}$	Flujo másico
mC	Masa de “Carbono”
m_{comb}	Masa de combustible
M	Relación másica
η	Eficiencia energética
P	Presión
P_{atm}	Presión atmosférica
q	Flux de calor – Flujo de calor por unidad de área
Q	Flujo de calor
T	Temperatura
T_{amb}	Temperatura ambiente
V	Velocidad del aire
ω	Humedad absoluta del aire

RESUMEN

El uso racional y eficiente de la energía es una problemática de alta relevancia y crecimiento en el marco global, es evidente el incremento acelerado del consumo de recursos energéticos y el impacto ambiental negativo presente en el cambio climático; además el desarrollo y crecimiento acelerado de la industria a nivel mundial, haciendo que este sector sea el de mayor demanda y consumo energético. El presente trabajo trata sobre la definición de una metodología de diagnóstico en eficiencia energética que apoyado en herramientas computacionales pueda ser aplicada para el análisis de desempeño de máquinas térmicas, y brinde oportunidades de mejora al sector industrial colombiano.

En consecuencia, se ha realizado una revisión bibliográfica del estado actual en temas de eficiencia energética en el panorama mundial, propiamente en el sector industrial de nuestro país, y se han revisado algunas metodologías que actualmente son aplicables para la evaluación de eficiencia energética de máquinas térmicas, esto orientado a calderas convencionales de generación de vapor identificadas como máquinas de importante consumo energético y con potencial para la evaluación de propuestas de mejora en eficiencia.

Como resultado, se definió una metodología para el diagnóstico de la eficiencia energética de calderas convencionales de generación de vapor, con la cual se pudo diseñar la estructura de un aplicativo computacional que permita hacer un análisis preliminar durante una visita técnica de planta; el modelo de cálculo fue validado y puesto a prueba en un caso práctico que determinó la pertinencia de la metodología implementada y de la estructura diseñada para el aplicativo.

PALABRAS CLAVES: EFICIENCIA ENERGÉTICA, METODOLOGÍA, DIAGNÓSTICO, CALDERAS CONVENCIONALES, APLICATIVO COMPUTACIONAL.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad es notable el crecimiento acelerado de la demanda energética a nivel mundial, el incremento del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía y en consecuencia el escaseamiento de las reservas de los recursos energéticos; también es evidente el creciente impacto ambiental negativo asociado a los procesos de generación de energía que está llegando a niveles donde el cambio climático es irreversible. El sector industrial colombiano no es ajeno a esta problemática, especialmente en los procesos térmicos y las máquinas asociadas a ellos; se puede decir que la industria de nuestro país necesita ser eficiente en el uso de los recursos energéticos, empleando una menor cantidad de energía en relación al beneficio económico obtenido y el impacto ambiental ocasionado; por esto surge la necesidad de implementar proyectos en eficiencia energética, partiendo de herramientas y metodologías para el diagnóstico energético y ambiental de equipos, que permita identificar oportunidades de mejora y en últimas, aumentar la rentabilidad de los procesos.

Por otra parte, se ha identificado desde el punto de vista de la producción que los sistemas mecánicos de mayor consumo energético y de mayor potencial de ahorro energético son las redes de aire comprimido, los sistemas de calefacción y de generación de vapor en general, incluyendo en este último a las calderas convencionales como máquinas térmicas fundamentales y de elevado uso en el sector industrial.

Entonces, el presente trabajo parte con una recopilación bibliográfica que brinde un marco de referencia acerca del uso racional y eficiente de la energía en el panorama mundial y en detalle, el sector industrial colombiano; adicionalmente se realiza una contextualización del funcionamiento de las calderas convencionales de generación de vapor y su criticidad para el ahorro energético en el panorama nacional.

Se continúa con la identificación de diferentes metodologías para la evaluación de la eficiencia energética de máquinas térmicas basado en modelos de primera y segunda ley de la termodinámica, el análisis de exergía o incluso el análisis de energía primaria para la evaluación de procesos térmicos, que permitan el diagnóstico o la auditoría energética de procesos industriales. Con esto se seleccionó la metodología más apropiada para el diagnóstico de máquinas térmicas, especialmente calderas convencionales de generación de vapor, enmarcado en el sector industrial colombiano.

De manera consecuente, en este trabajo se muestra el diseño de una estructura de un aplicativo mediante la herramienta computacional de código abierto SciLab 5.5®, que permita la aplicación de la metodología de eficiencia energética durante una visita técnica de planta, y de manera preliminar pueda ofrecer oportunidades de mejora mediante la identificación de proyectos de eficiencia energética.

Para finalizar se puso a prueba la metodología, los modelos de cálculo y la estructura del aplicativo diseñado, en un caso práctico real para una caldera convencional en la industria de Medellín, evaluando la pertinencia de la metodología seleccionada y opciones de mejora para la misma; además se ha validado el modelo matemático con la implementación del mismo proceso en un software de referencia especializado en el análisis de sistemas térmicos, comparando el cálculo de la eficiencia energética en ambas situaciones.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Definir una metodología que permita determinar la factibilidad de implementación de mejoras en eficiencia energética durante una visita técnica, aplicable a calderas convencionales de generación de vapor del sector industrial colombiano.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

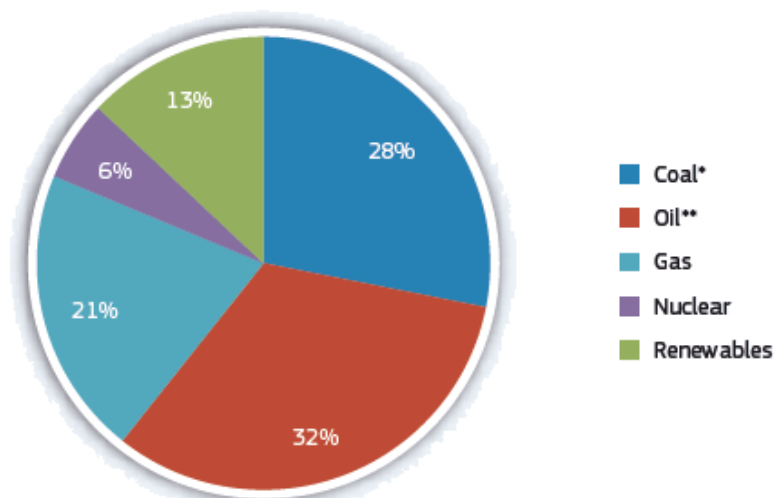
- ✦ Elaborar una revisión bibliográfica de metodologías vigentes y apropiadas para realizar auditorías energéticas de calderas convencionales de generación de vapor.
- ✦ Seleccionar una metodología aplicable para el diagnóstico de eficiencia energética de calderas convencionales de generación de vapor.
- ✦ Diseñar la estructura de un aplicativo para entregar información durante una visita técnica, que oriente a oportunidades de mejora.
- ✦ Probar la estructura diseñada con información obtenida de un caso práctico que involucre una caldera convencional de generación de vapor en el sector industrial colombiano.

1. CONCEPTUALIZACIÓN SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Actualmente se hace evidente una problemática energética mundial que está afectando a las tendencias de desarrollo y progreso humano, poniendo en riesgo la estabilidad y crecimiento económico, la calidad de vida de la población, y la conservación del medio ambiente y nuestro planeta en general; el desarrollo industrial y tecnológico mundial ha tenido un crecimiento acelerado en las últimas décadas y de manera directa el consumo de los recursos energéticos, los países en desarrollo están pasando de la agricultura a la industrialización fomentando la urbanización de grandes ciudades, donde se puede visualizar el fenómeno conocido como centralización demográfica el cual es causante de la intensificación de la problemática energética mencionada. Además, el consumo de energía se ha convertido en un factor importante para la clasificación del desarrollo social y económico de las sociedades (Hepbasli & Ozaip, 2003).

En consecuencia, es notable la creciente demanda de energía térmica y eléctrica en muchas áreas de la producción industrial y lógicamente un mayor consumo de combustibles fósiles, que hacia 2010 alrededor del 80% de la producción de energía mundial seguía proveniente de éstos combustibles (Bahadori & Vuthaluru, 2010); puesto que las iniciativas actuales para el uso de fuentes de energía renovables no convencionales (FERNC) como lo son la energía solar, eólica, biomasa, maremotriz, geotérmica o pequeñas centrales hidroeléctricas, todavía no alcanzan un porcentaje de participación significativo en la canasta energética mundial. En las Figuras 1 y 2 se observa la distribución de las fuentes de energía primaria a nivel mundial, donde las FERNK sólo tienen el 13% de participación, el resto hace parte de fuentes energéticas que de alguna manera impactan negativamente sobre la problemática mencionada.

World Energy Production by Fuel in 2009 (%)



* Coal and Other Solid Fuels ** Oil and Oil Products

Source: IEA, May 2012 – Methodology and Notes: See Appendix 6 – No 1

Figura 1. Producción de energía mundial por combustible. (European Commission, 2012)

Según la Comisión Europea de energía, para 2009 el 81% de la producción energética mundial provenía de combustibles fósiles (Carbón, gas natural o derivados del petróleo), que aunque unos sean menos contaminantes que otros, todos provienen de fuentes no renovables y tienen un fuerte impacto ambiental. Dentro del 13% que se considera como fuentes energéticas renovables, se ha incluido la energía hidroeléctrica, biocombustibles y residuos energéticos, y las FERNC conocidas como la energía geotérmica, eólica, solar, maremotriz o biomasa.

Adicionalmente, la agencia internacional de energía en el informe de 2014, compara la distribución de energía primaria mundial para 1973 y 2012, y se puede observar en la Figura 2 que aunque los derivados del petróleo redujeron del 46,1% al 31,4%, el carbón y gas natural aumentaron su uso para la generación de energía; además el uso de combustibles fósiles sólo cambió del 86,7% en 1973 a 81,7% en 2012. Adicionalmente, la energía hidroeléctrica sólo aumentó de 1,8% a 2,4%, y las FERNC aumentaron de 0,1% a 1,1%, lo que sigue siendo una participación baja en la distribución mundial de energéticos primarios.

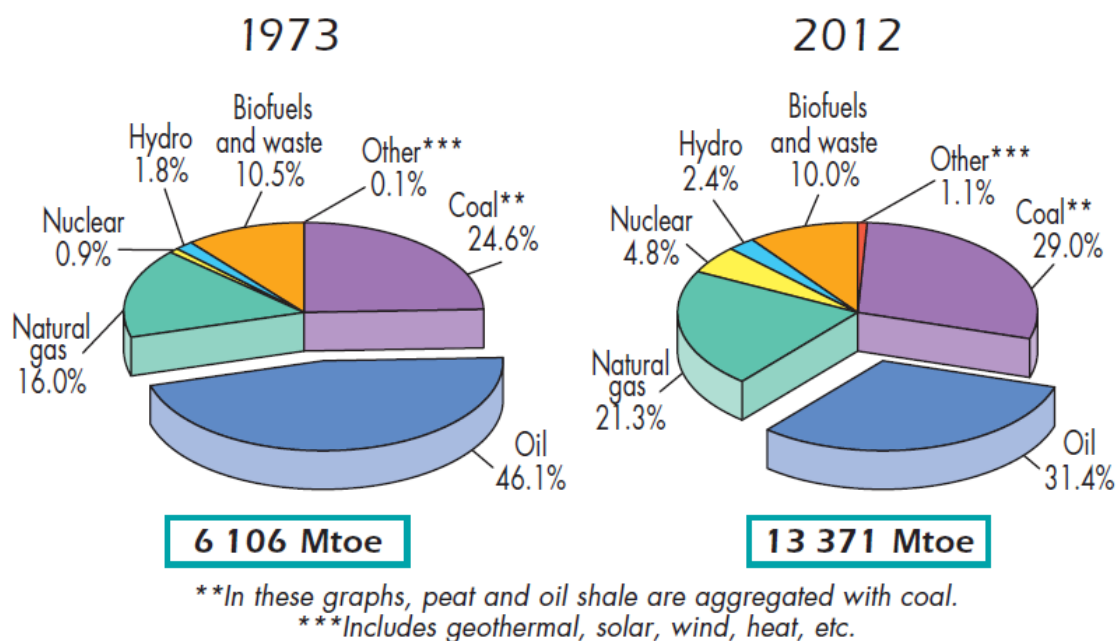


Figura 2. Suministro de energía primaria mundial. (International Energy Agency, 2014b)

Por otra parte, se observa el crecimiento exponencial de la demanda energética que está ligada a la producción de energía mundial, la cual ha aumentado de 6.106 megatoneladas equivalentes de petróleo (Mtoe) en 1973 a 13.371 Mtoe en el 2012 (un incremento del 119% respecto a la producción de 1973). Esto va directamente relacionado con el crecimiento exponencial de la población mundial, que adicionalmente tiene una distribución demográfica centralizada en grandes urbes que potencializa el consumo energético; mientras en 1970 habían 3.700 millones de habitantes, actualmente hay 7.400 millones (aumentó el 100%, es decir, se ha duplicado en los últimos 45 años). (Banco Mundial, 2015).

Se puede comprobar que el consumo de energía per cápita ha aumentado en los últimos años a pesar de las iniciativas de eficiencia energética que actualmente se llevan a cabo, lo que se puede relacionar con la industrialización y el consumismo acelerado que se vivencia, y se puede visualizar en una tendencia de crecimiento mayor en la demanda energética que en el crecimiento de la misma población.

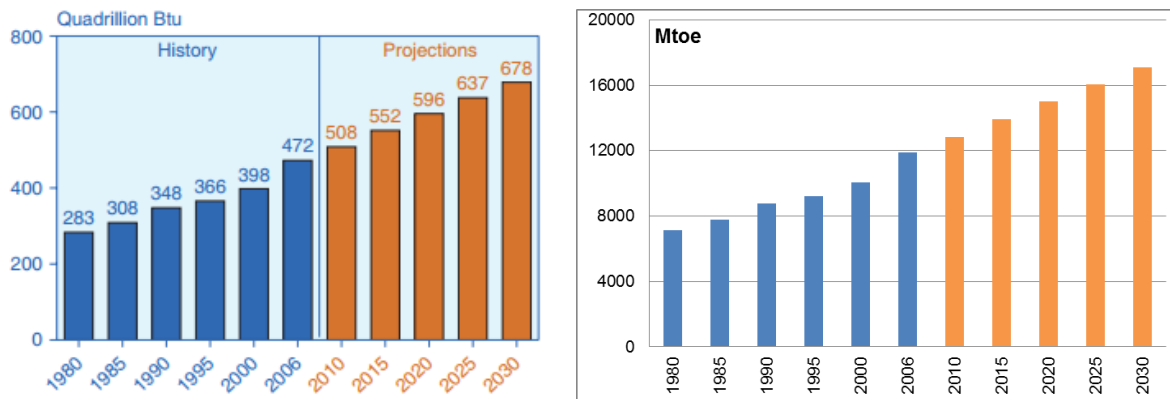


Figura 3. Crecimiento anual del consumo energético mundial
(Energy Information Administration, 2009)

En complemento, la Figura 3 muestra de manera más detallada el crecimiento del consumo de energía a nivel mundial, (en 10^{15} Btu y en 10^6 toe) desde el año 1980 y se proyecta hasta 2030 (Energy Information Administration, 2009); se puede afirmar que el consumo mundial aumentó de 7.130 Mtoe en el año 1980, pasando por 11.900 Mtoe en el año 2006 y se proyecta que alcance hasta 17.081 Mtoe para el año 2030; además según el gráfico se proyecta para los siguientes años un crecimiento promedio de 7,5% en el consumo anual de energía.

De manera comparativa, la *British Petroleum* (BP) en el informe de 2013 resume el uso de energía primaria mundial y también realiza una proyección hasta 2030, esto se muestra en la Figura 4. También se puede observar que se proyecta un aumento del uso de las fuentes de energía primaria de 13.000 Mtoe en 2012 a 17.000 Mtoe en 2030, donde siguen dominando los combustibles fósiles (gas natural, carbón y derivados del petróleo), y las fuentes de energía renovable e hidroeléctrica sólo tendrían una participación del orden de 11,5%. También se puede observar la distribución de las fuentes de energías primarias por sector de uso, donde después de la generación de potencia (42%), el sector industrial es el de mayor consumo energético con alrededor de 35% de participación.

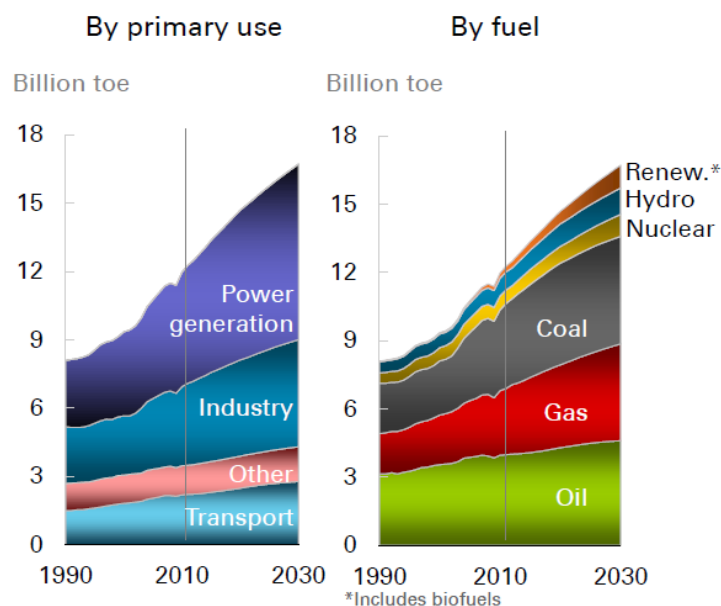


Figura 4. Uso de las fuentes de energía primaria a nivel mundial. (BP, 2013)

Entonces, dentro de los sectores de uso o consumo final de la energía, se ha identificado que el sector industrial es el que más consume energía alrededor del mundo, comprendido por un variado número de industrias como agricultura, manufactura, minería y explotación de materias primas, construcción, y actividades como fabricación y montajes, acondicionamiento de espacios, e iluminación (Abdelaziz, Saidur, & Mekhilef, 2011). Se espera además que el consumo de energía en el sector industrial crezca a partir de 4.430 Mtoe en 2006 a 6.187 Mtoe en 2030, en un promedio de crecimiento de 1,4% anual (Abdelaziz et al., 2011).

Además en la Figura 5 se muestra el consumo energético del sector industrial a nivel mundial, discriminado por las diferentes fuentes de energía primarias, mostrando la tendencia desde 2006 y proyectada hasta 2030, observando también el dominio de los recursos líquidos o derivados del petróleo (34,3% a 2006), seguidos por el carbón (24,6%) y el gas natural (24%), y las fuentes renovables sólo participan en el 1,7% del consumo mundial en el sector industrial.

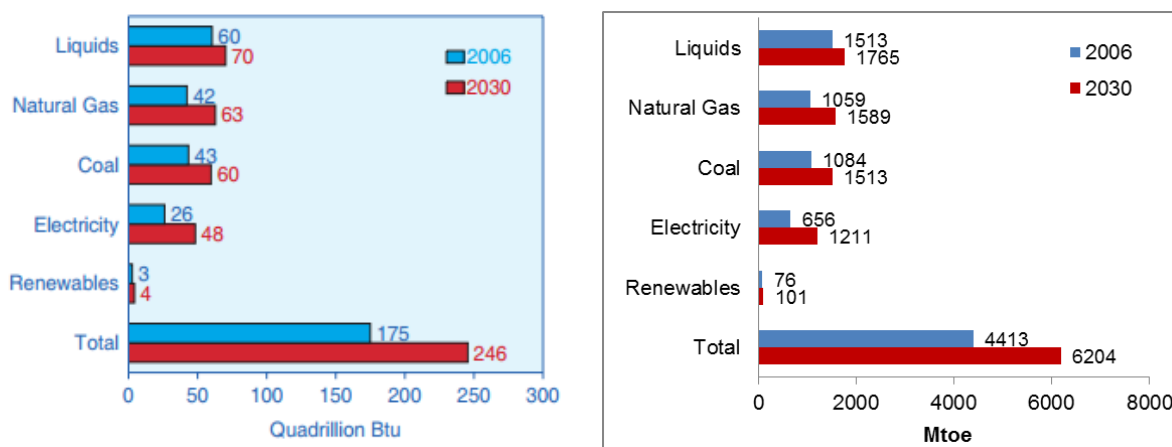


Figura 5. Consumo energético mundial del sector industrial.
(Energy Information Administration, 2009).

Ante esta problemática es importante mencionar la existencia de la “Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico” (OCDE o OECD por sus siglas en inglés), fundada en 1961 y actualmente conformada por 34 países los cuales están en transición a economías para prestación de servicios, algunos de ellos son Alemania, España, Estados Unidos, Japón y Reino Unido; y donde Colombia inició el proceso de adhesión desde Octubre de 2013.

El objetivo principal de ésta organización es comprender y hacer frente a los cambios económicos, sociales y ambientales del mundo, donde una de las propuestas significativas es la disminución del consumo energético que paulatinamente se ha convertido en un indicador energético que da razón de las políticas en eficiencia energética implementadas en los países pertenecientes a esta organización. Desde este punto de vista, los países fuera de esta organización causaron desde el 2006, el incremento del 75% de la demanda energética; cabe resaltar que siendo menor el consumo energético de los países pertenecientes a la OCDE, Estados Unidos siendo miembro consume alrededor del 25% de la energía mundial, y China siendo colaborador es el país con mayor crecimiento anual de consumo de energía con una tasa de 5,5% por año, esto se puede ver en la Figura 6. (Abdelaziz et al., 2011).

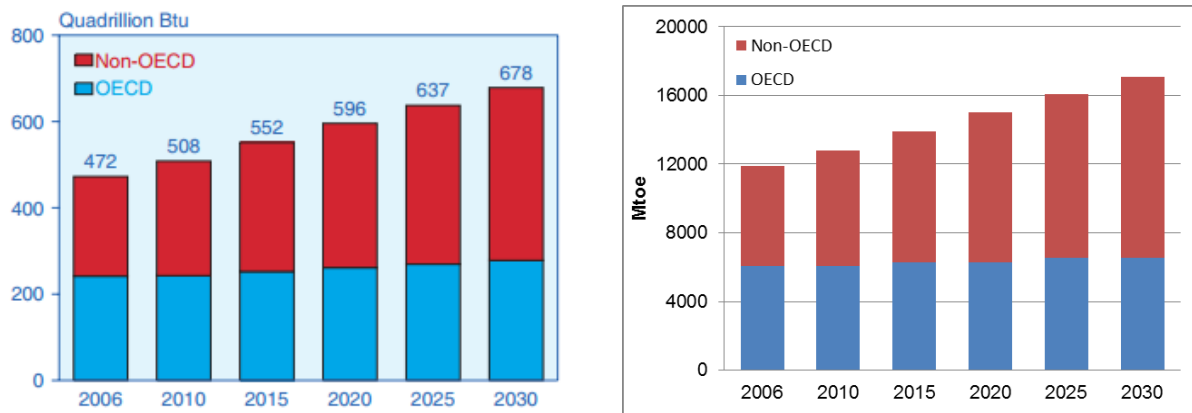


Figura 6. Consumo de energía mundial 2006-2030 para países de la OCDE.

(Energy Information Administration, 2009)

Entonces se puede observar el crecimiento de la demanda y de la producción de recursos primarios energéticos a nivel mundial durante los últimos 45 años, principalmente combustibles fósiles y con una pequeña participación de fuentes renovables, y se proyecta una tendencia de crecimiento igual o mayor hasta el año 2030, tendencia que va ligada con el crecimiento poblacional evidenciado. Pero hay otro factor importante en esta problemática que también es motivo para las iniciativas de eficiencia energética y son las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente CO₂.

Es evidente el cambio climático por el cual está atravesando nuestro planeta desde el inicio de la era industrial, ocasionado la transformación de los ecosistemas y la extinción de especies, o incluso la disminución de recursos fundamentales para la vida como lo son el oxígeno y el agua; las emisiones de CO₂ y de otros gases de efecto invernadero (GEI) como NO_x y SO_x son ocasionadas principalmente por el uso de combustibles fósiles y por las tecnologías empleadas tanto para la generación de potencia como para la producción industrial o el sector transporte, que en compañía de una legislación permisiva no regula los niveles elevados de emisiones que se evidencian actualmente a nivel mundial.

En las figuras 7 y 8, tomadas de la empresa española AVANZA CO₂ y la empresa *British Petroleum BP* respectivamente, se comprueba que para el 2010 se presentaron 30.326 millones de toneladas de emisiones de CO₂, y si se proyecta a 2030 se espera que las emisiones aumenten a casi 45.000 millones de toneladas.

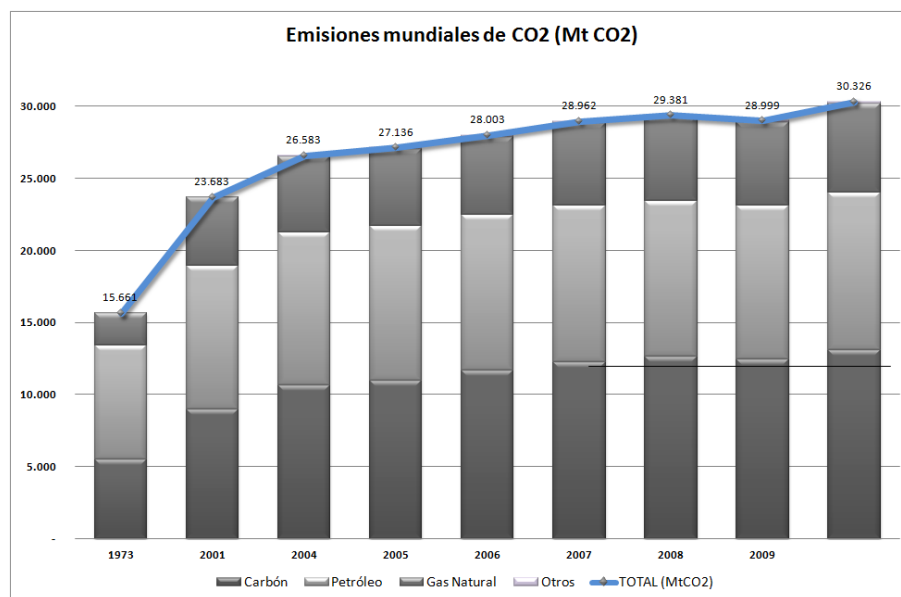


Figura 7. Emisiones mundiales de CO₂ a 2010. Tomado de <http://www.minas.upm.es/investigacion/co2/cambioClimatico.EWorld.htm>. Revisado 26-09-2014.

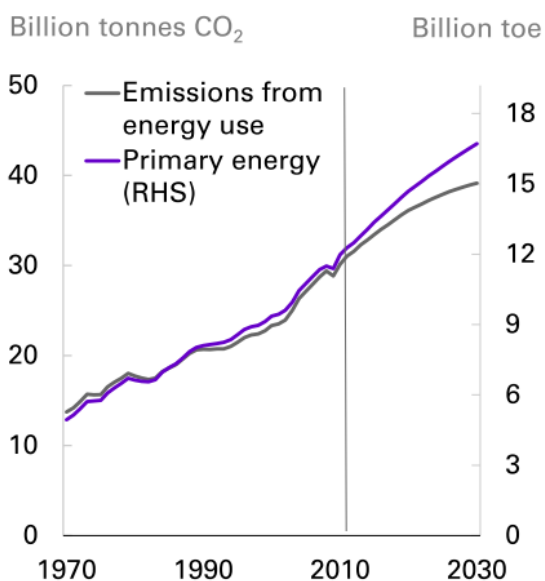


Figura 8. Emisiones mundiales de CO₂ y energía primaria proyectada a 2030. (BP, 2013).

En la Figura 8 es importante notar que tanto las fuentes de energía primaria como las emisiones de CO₂ llevan una tendencia similar en los últimos 45 años, pero según las proyecciones se espera que las medidas en eficiencia energética disminuyan la tendencia de crecimiento de las emisiones respecto a las fuentes primarias de energía, principalmente por la participación de fuentes energéticas renovables y por la renovación tecnológica del sector industrial.

En la Figura 9, según la agencia internacional de energía, se muestra la distribución porcentual de las emisiones de CO₂ para 1973 y 2012 por fuente energética donde las emisiones se incrementaron el 103% (un poco más del doble), y aunque la participación de los derivados del petróleo disminuyó, el carbón y el gas natural aumentó a 2012 con 43,9% y 20,3% respectivamente. Se nota que la combustión de residuos industriales o residuos municipales no renovables están afectando también las emisiones mundiales con 159 millones de toneladas de CO₂, por lo que tampoco son prácticas recomendables aunque se estén reutilizando los residuos para generación de energía.

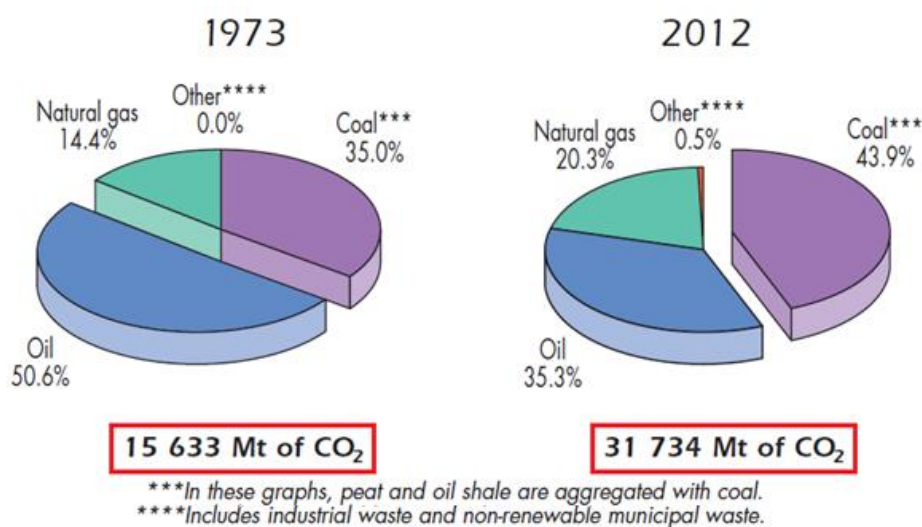


Figura 9. Emisiones mundiales de CO₂ por combustible. (International Energy Agency, 2014b)

En complemento, el sector industrial es el mayor contribuyente para las emisiones de GEI, la combustión de los recursos fósiles tiene un gran impacto sobre el medio ambiente debido a las emisiones de CO_2 ; esto se traduce en aumento de la temperatura global del planeta, variaciones climáticas notables que implican sequías, inundaciones, hambre y finalmente el fracaso económico, además las emisiones de NO_x , SO_x y partículas volátiles conducen a la contaminación del aire, lluvia ácida y riesgos para la salud (Bahadori & Vuthaluru, 2010). Por otra parte, a nivel mundial se evidencia que la producción de electricidad también es una de las principales causas de los elevados niveles de emisiones de CO_2 dado que los combustibles fósiles representaban el 67,4% de la electricidad mundial producida a 2010 (Santo, 2014).

Según toda la problemática mencionada, surge la gestión de la energía como una estrategia actual significativa para satisfacer la demanda de energía mundial cuando y donde sea necesario teniendo presente el incremento poblacional, y que se realice de una manera más sustentable para el planeta. La primera vez que se mencionó la gestión energética y que comenzó a ser considerada como una de las funciones principales de la gestión industrial fue en la década de 1970 como resultado de las dos crisis del petróleo, de la subida del precio de los recursos energéticos y las alertas sobre próximos agotamientos de los recursos mundiales (Hepbasli & Ozalp, 2003). Hoy en día, los informes anuales de muchas empresas deben mencionar los detalles de las actividades de conservación de la energía y los logros en relación a éstos proyectos.

Actualmente se ha entendido a la gestión de la energía como todas las actividades necesarias para el mejoramiento del desempeño energético en las organizaciones, logrando con ellos el mejoramiento de la productividad y de la calidad de vida así como la disminución de emisiones de GEI que provocan el calentamiento global, siendo la eficiencia energética el consumo mínimo de energía conservando o aumentando los niveles de productividad, y generando la menor contaminación ambiental posible.

Entonces, de manera conjunta desde 1987 se formalizó por primera vez el concepto de desarrollo sostenible o sustentable bajo la comisión mundial de medio ambiente y desarrollo de las Naciones Unidas, y basados en aspectos sociales, económicos y ambientales se definió el desarrollo sostenible como el satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades (Naciones Unidas, 1987).

Sin embargo, la actividad principal del sector industrial es la producción, y no la eficiencia energética, ésta es la razón por la cual las fuerzas del mercado por sí solas no logran posesionar a la eficiencia energética en la industria a nivel mundial. Aparentemente no hay razón suficiente para la reducción de consumo de energía en las organizaciones, por lo que se deben presentar dos factores claves, en primer lugar los beneficios adicionales que se pueden obtener gracias a las medidas en eficiencia energética (principalmente beneficios económicos) y en segundo lugar el ahorro energético tiene un impacto significativo sobre el medio ambiente siendo una de las respuestas más rápidas y eficaces a la amenaza del calentamiento global (Hepbasli & Ozalp, 2003).

Actualmente, el elevado precio de los combustibles y las restricciones ocasionales al suministro energético son los motivadores de las instalaciones industriales para tratar de asegurar la cantidad de energía necesaria para obtener las operaciones al precio más bajo posible; esto es, iniciar una tendencia al uso eficiente de la energía. Pero el precio por sí solo no va a crear una conciencia dentro de la cultura corporativa sobre el potencial de ahorro energético, es esta falta de conciencia y correspondiente falta de gestión y administración del recurso energético con la misma atención que se le presta generalmente a la calidad de producción, reducción de residuos, o costos de mano de obra, donde se encuentra la raíz del problema y por ende la oportunidad (Nations & Development, 2008).

Por otra parte son pocos los indicadores que puedan dar un panorama en eficiencia energética a nivel mundial, a parte de los comparativos que se manejan entre el consumo de energía y las emisiones de los países pertenecientes a la OCDE respecto a los demás países, se puede decir que el indicador más aproximado para analizar aspectos de eficiencia energética mundial es el de “*intensidad energética*”, y la razón principal es que la intensidad es de fácil acceso ya que es la proporción de la oferta total de energía primaria (Toe) dividido por el producto interno bruto (PIB) de un país en específico, que en otras palabras indica el costo de la conversión de energía en riqueza.

Por tanto, la intensidad energética se ha generalizado como sustituto de la eficiencia energética, pero en situaciones particulares es erróneo, y por ejemplo países con baja intensidad energética no necesariamente tienen alta eficiencia energética. Es cierto que la eficiencia energética es un factor significativo que contribuye a la intensidad, pero existen muchos otros elementos que se deben tener en cuenta como la estructura de la economía, el tamaño del país, el clima, el tipo de moneda y de cambio, entre otros (International Energy Agency, 2014a).

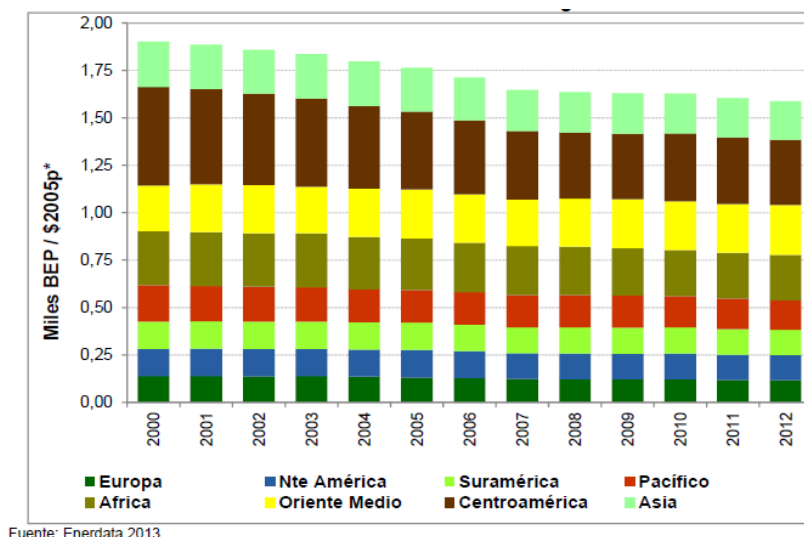


Figura 10. Intensidad energética a nivel regional. (UPME, 2013)

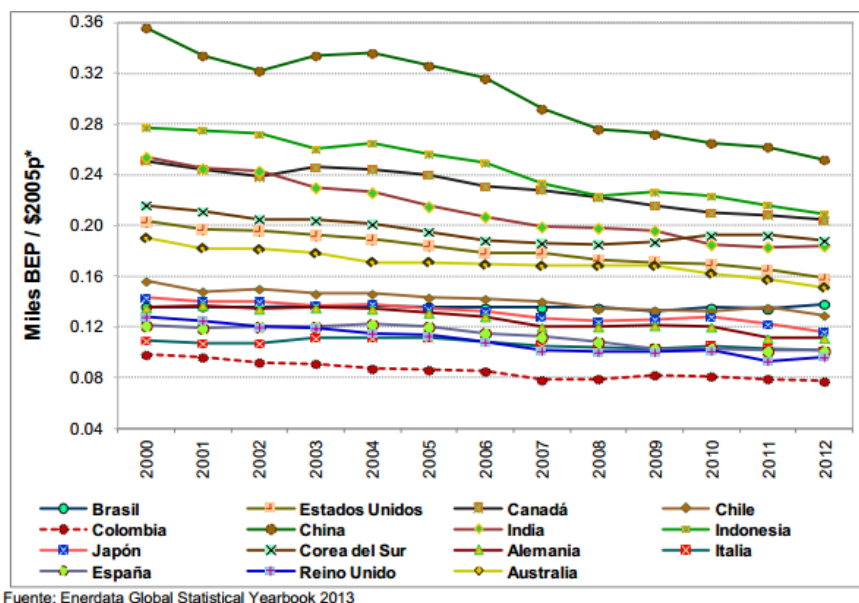


Figura 11. Variación de la intensidad energética en algunos países (UPME, 2013).

En la Figura 10 se muestra la tendencia de la intensidad energética desde el año 2000 al 2012 dividido por regiones del mundo (UPME, 2013). Se observa una tendencia a la baja en todas las regiones menos en el Medio Oriente donde la intensidad energética ha crecido, en el resto de las regiones se puede decir que su reducción ha alcanzado el 1,2% desde 2000 hasta 2012, mostrando la mayor reducción en Centroamérica; pero tanto el grado de desarrollo económico como el consumo energético son particulares y por ende el resultado de la intensidad energética es propio de cada región.

En la Figura 11 se muestra la variación de la intensidad energética para algunos países representativos a nivel mundial y se compara con Colombia, se puede observar que Colombia tiene un índice de 0,078 miles de BEP/\$2005p para el año 2012 y lo ubica dentro de los países con menor intensidad energética por debajo de países como el Reino Unido (0,094), Italia (0,099), España (0,101) y Alemania (0,11); en cambio China está un 37% por encima del promedio anual, al igual que la mayoría de países del continente asiático y Medio Oriente que en conjunto superan la media anual en 48%.

Sin embargo, China ha logrado reducir el indicador de intensidad energética cerca del 30% entre los años 2000 y 2012, y la mayor disminución del indicador para el año 2012 la presentó Estados Unidos con 4,8%; además la región con menor intensidad energética en el mundo es Europa que en 2012 alcanzó 0,117 miles de BEP/\$2005p (precio del dólar proyectado a 2005), con una disminución del 0,8% respecto al año anterior. Entonces se hace notorio el esfuerzo de las medidas de eficiencia energética en los países de la Unión Europea y los países de la OCDE, con mejoras notables en la última década.

Por último, según la UPME generalmente los países de rápido desarrollo económico enfocan todos sus esfuerzos en el crecimiento del PIB así esté en detrimento del costo energético, lo que es visible en países del continente asiático; además se observa una gran dificultad para disminuir la demanda energética sin afectar la productividad o la misma economía del país. (UPME, 2013).

1.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN COLOMBIA

Según los indicadores de la Agencia Internacional de Energía, para el año 2012, Colombia que contaba con 47.700.000 de habitantes, tuvo una producción energética de 124,53 Mtoe de la cual se exportó 90,81Mtoe, tuvo un consumo eléctrico de 53,91 TWh (teravatios hora) y unas emisiones de CO₂ de 67,35 millones de toneladas que pueden equivaler a 1,41 toneladas de CO₂ por persona al año. (International Energy Agency, 2014b).

En la Figura 12, según la UPME se muestra la producción de energía en Colombia por combustible para los años 1980 y 2012 donde creció de 18,5Mtoe a 126,4Mtoe; es importante notar la disminución porcentual del uso de la leña, el bagazo, el gas natural o la hidroelectricidad, con un aumento notable del uso del carbón.

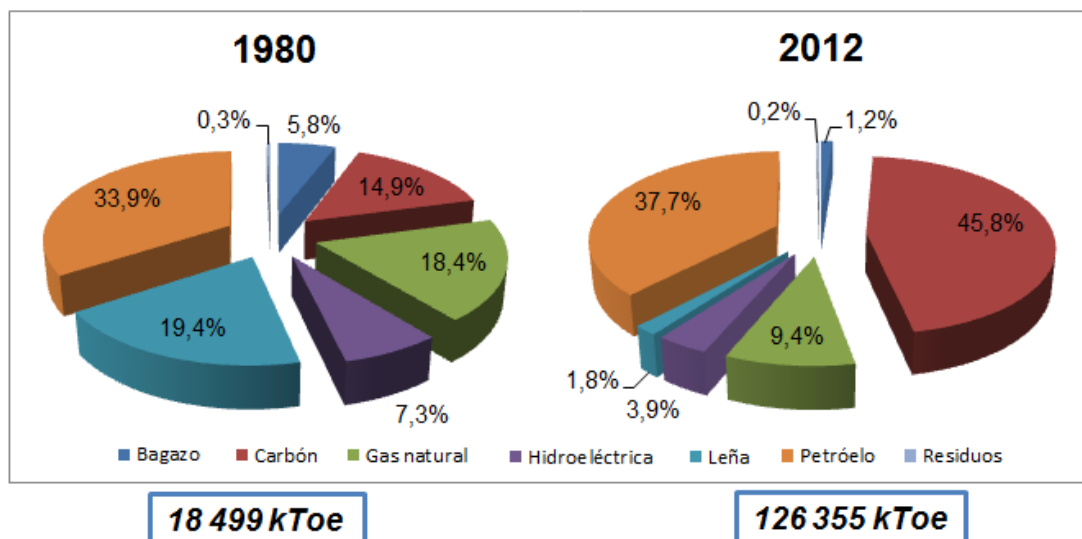


Figura 12. Producción de energía primaria en Colombia. (UPME, 2013).

Además, en la Figura 13 se muestra el crecimiento de la producción de energía primaria en Colombia para los últimos años donde se evidencia el notable aumento del uso del carbón y del petróleo y sus derivados, seguidos en menos proporción por el gas natural y la hidroelectricidad.

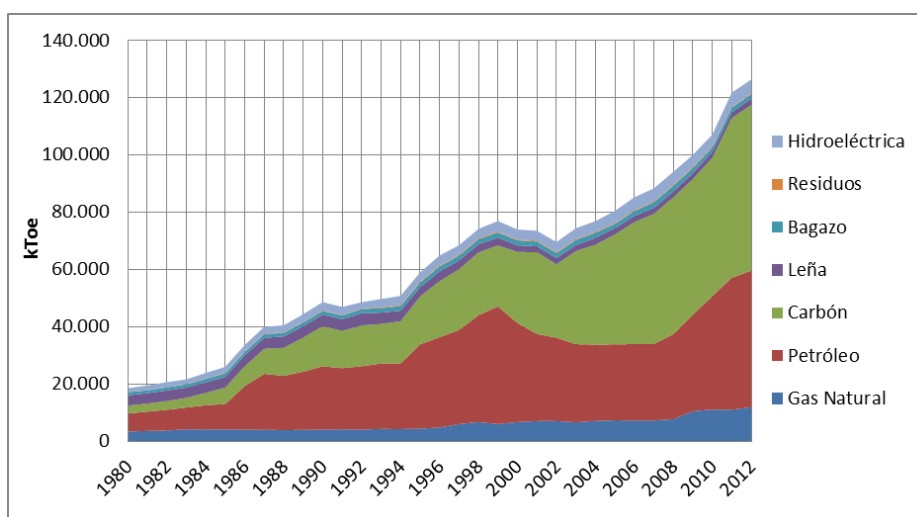


Figura 13. Tendencia de la producción de energía primaria en Colombia. (UPME, 2013).

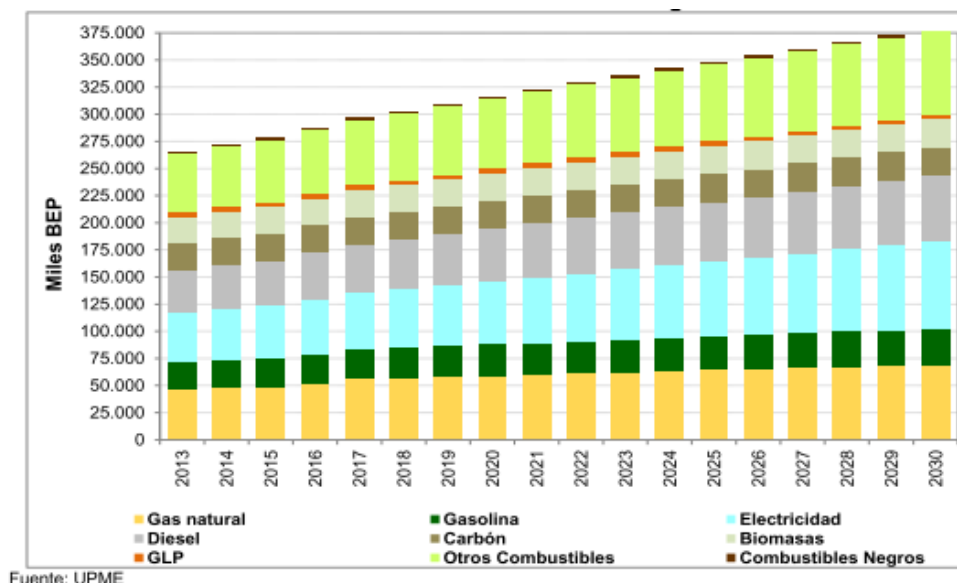


Figura 14. Proyección de demanda de energía primaria en Colombia. (UPME, 2013).

Adicionalmente, en la Figura 14 se puede observar la proyección de crecimiento de la demanda de energía primaria en Colombia hasta el año 2030, donde se espera que crezca hasta 375 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP) (lo que es igual a 52.043 ktoe) con un crecimiento anual promedio de 2,32% y donde va a aumentar en mayor proporción la hidroelectricidad y el gas natural, con tasas anuales promedio de 3,46% y 2,88% respectivamente. De todas formas, la demanda energética del país está por debajo de la producción, que para 2012 era de 245.000 miles BEP (33.700 ktoe) y representó el 29% de la energía primaria producida el mismo año.

Respecto al mundo, la producción de energía primaria en Colombia sólo representó el 0,9% a 2012 de la producción mundial, notando que porcentualmente el consumo de carbón en Colombia (45,8%) es mayor que en el resto del mundo (29%) mientras que el consumo de gas natural es menor (9,4% respecto a 21,3% en el mundo). De manera similar, el consumo de energía en Colombia sólo representó el 0,2% a 2012 del consumo energético mundial.

Entonces, en la Figura 15 se muestra el consumo final de la energía en Colombia por sectores donde el sector transporte, industrial y residencial son los de mayor consumo con 43,8%, 21,2% y 18,7% respectivamente; además la tasa anual de crecimiento del consumo energético en el sector industrial ha sido en promedio de 1,81% anual.

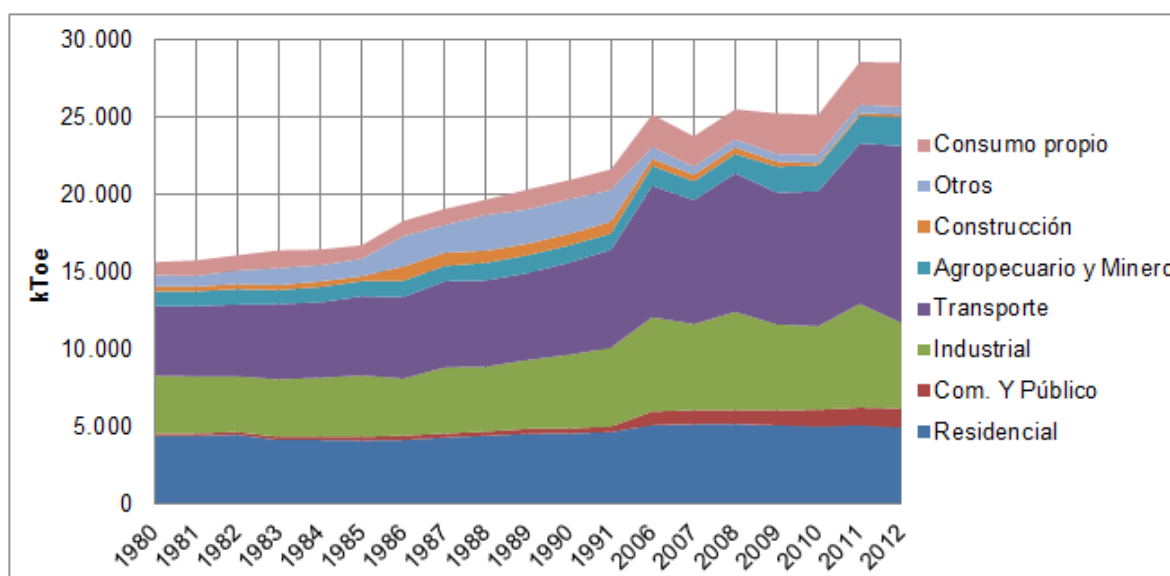


Figura 15. Consumo final de energía en Colombia por sectores. (UPME, 2013).

Para el año 2012, el sector industrial consumió 5.528 ktoe, y se puede observar en las Figuras 16 y 17 la segmentación del consumo final de energía dentro del sector industrial de Colombia, donde la mayor participación en los últimos años ha sido del sector Alimentos-Bebidas-Tabaco (18,2%), Papel-Imprenta (9,9%), Químicos (22,5%) y la producción de cemento (23%). Además se puede evidenciar que el consumo energético en el sector Alimentos-Bebidas-Tabaco tiende a disminuir desde el año 2006, en cambio los sectores Papel-Imprenta, Químicos y Cemento continúan aumentando.

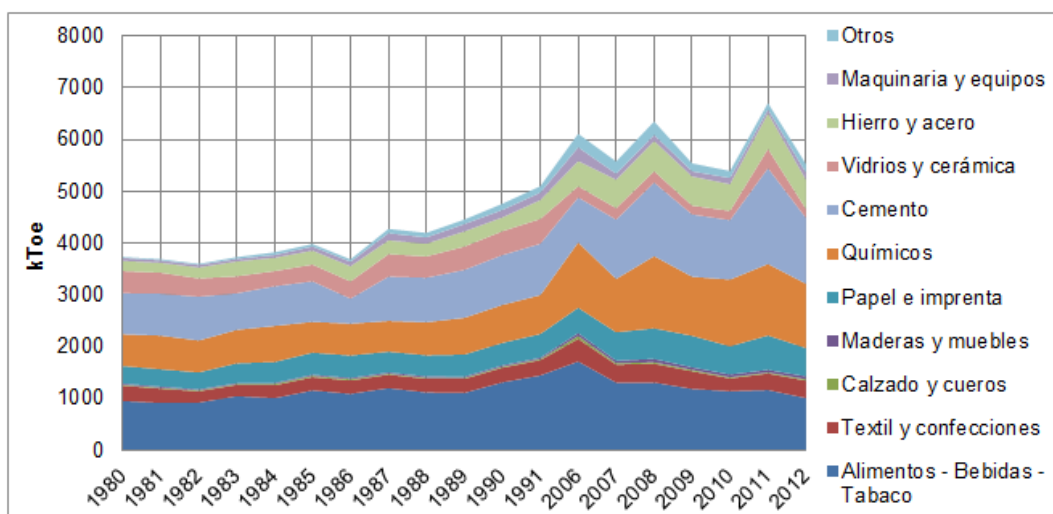


Figura 16. Consumo final de energía en el sector industrial colombiano. (UPME, 2013)

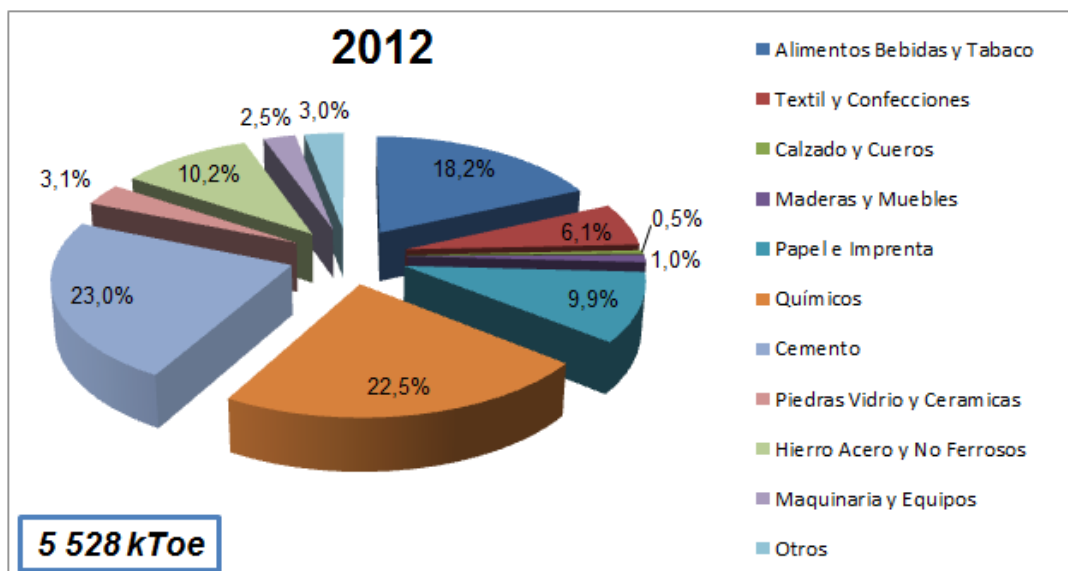


Figura 17. Distribución porcentual del consumo de energía en el sector industrial. (UPME, 2013)

Por otra parte, como se ha mencionado, es importante conocer el impacto ambiental ocasionado por el sector energético a nivel mundial y Colombia no es ajeno a ello, en la Figura 18 se pueden ver las emisiones de CO₂ en Colombia desde el año 1975 hasta el 2010 según la información del Banco Mundial, conservando una tendencia igual de crecimiento a lo largo de los años, con 38.000kTon de CO₂ para el año 1975, 75.000kTon para el año 2010 y un crecimiento promedio anual de 1,43%.

Respecto al mundo, las emisiones de CO₂ de Colombia fueron a 2010 sólo el 0,13% de las emisiones mundiales, que aunque es un valor sumamente pequeño, es importante resaltar que la tendencia de emisiones a nivel mundial se está estabilizando en los últimos años a pesar del continuo aumento de la producción y consumo de energía, lo que evidencia las acciones de mejoras tecnológicas para reducir el impacto ambiental; en cambio, en Colombia aún se visualiza la misma tendencia de crecimiento de los últimos 40 años en emisiones de CO₂.

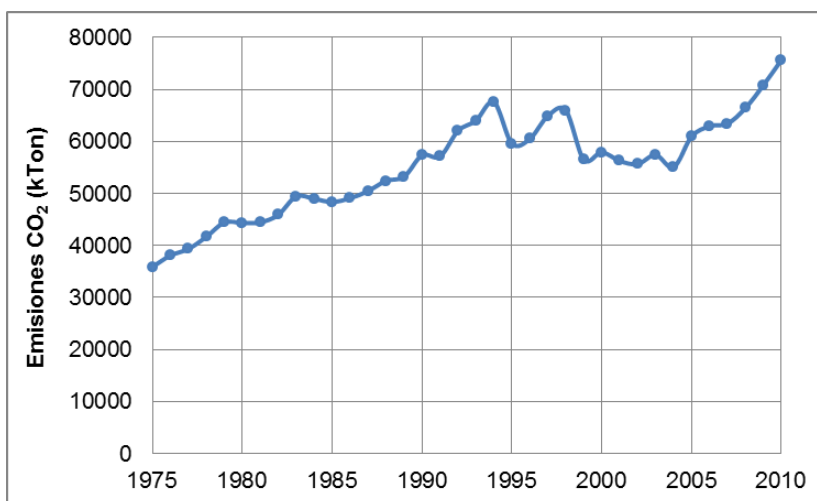


Figura 18. Emisiones de CO₂ anuales en Colombia. (Banco Mundial, Emisiones de CO₂, 2015)

Finalmente, se analiza el indicador de intensidad energética para Colombia durante los últimos años, que como se mostró en la Figura 11, para el año 2012 tenía un índice de 0,078 miles de BEP/\$2005p.

En la Figura 19 se muestra el comportamiento del índice de intensidad energética en relación al producto interno bruto (PIB) del país entre los años 2000 y 2012, donde el índice se redujo de 91,4 a 77,8 TEP/millonesCOP2005p con un decrecimiento anual en promedio de 1,94%, lo que indica que aunque la producción de energía primaria también esté en aumento, la generación de PIB en el país ha sido mayor; es decir, con la misma cantidad de energía cada año se puede generar más PIB que el anterior.

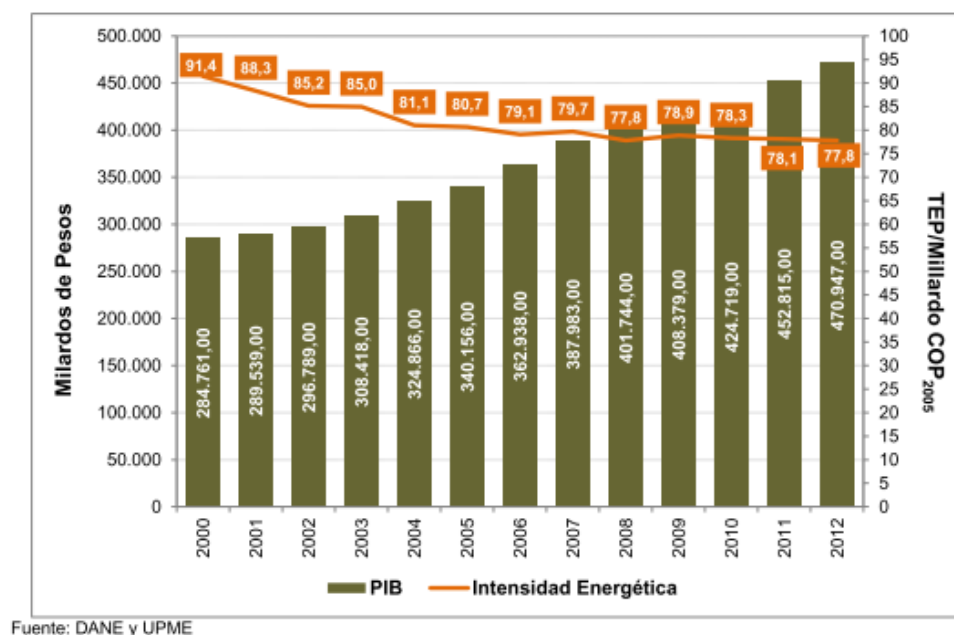


Figura 19. Índice de intensidad energética en Colombia. (UPME, 2013).

En cuanto al PIB se observa que ha incrementado de 284.761 millones COP en el año 2000 a 470.947 millones en el año 2012 con un crecimiento promedio anual de 3,41%.

Por último, es importante resaltar que el principal aporte al PIB nacional según la cámara de comercio para el año 2010, se encuentra en los departamentos de Bogotá, Antioquia, Santander y Valle con 23%, 15%, 12% y 12% respectivamente; además que para el departamento de Antioquia, la distribución del PIB para el año 2010 fue el 23,3% en finanzas e inmobiliario, el 16% en el sector industrial, seguido de la administración pública (15,2%), el comercio-hotelería-turismo (14,5%), el sector agrario y minería (8%) y otros que en su conjunto sumaron hasta el 23% restante. (Cámara de comercio, 2012).

2. CONCEPTUALIZACIÓN SOBRE SISTEMAS DE VAPOR

Una vez conocido el panorama energético tanto a nivel mundial como en Colombia, identificando que el sector industrial es uno de los que tiene mayor demanda energética y por ende presenta un elevado potencial de ahorro basado en la eficiencia energética; se ha encontrado además que el vapor también puede ser considerado como un recurso energético, y un servicio altamente empleado en la industria mundial al ser una forma práctica de proporcionar energía térmica a procesos de transformación de materias primas para obtener productos o alimentos, o recuperación de energía aprovechable en trabajo de eje. Entonces el vapor es una forma de energía que también se presenta actualmente en Colombia con elevado potencial en sistemas de cogeneración para aprovechar energía secundaria o residual de otros procesos energéticos.

Se ha definido que entre el 40% y 60% de toda la energía empleada en la industria a nivel mundial es empleada para la generación de vapor, y es una razón más para que la operación eficiente del sistema de generación, la distribución adecuada del vapor, el control del consumo final y el mantenimiento oportuno, representa una gran oportunidad para disminuir los consumos energéticos y en consecuencia los costos de operación y la rentabilidad de los procesos industriales (CONAE, 2002).

En Colombia, se ha realizado la caracterización en eficiencia energética del sector industrial para el año 2014 basado en una muestra de 212 empresas, según el informe *“Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros”*, y se ha podido extrapolar que en el país alrededor del 24% de las calderas son de tecnología acuotubular y representan el 73% de la potencia instalada, el 73% son calderas piro-tubulares y representan el 25% de la potencia, y el 3% son calderas de tipo piro-acuotubulares con una potencia respectiva de 2%; obteniéndose en total una potencia instalada en éstas empresas de alrededor de 190.000BHP. (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014)

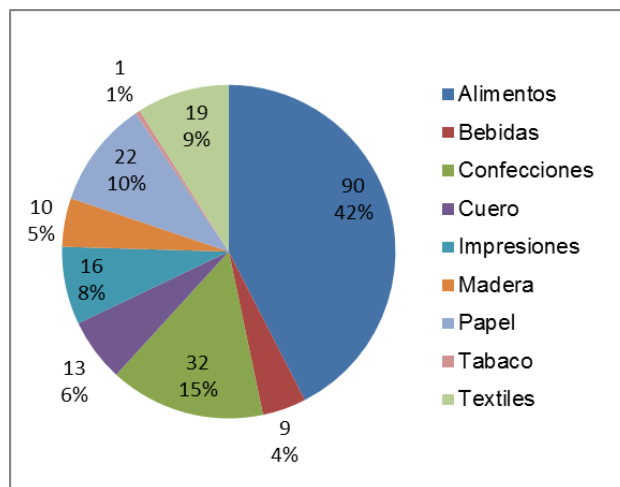


Figura 20. Consumo de energía térmica en sistemas de vapor de Colombia.
(UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014)

También se ha realizado la distribución de la potencia en sistemas de generación de vapor para los diferentes subsectores industriales del país y se muestra en la Figura 20, donde se observa que la industria alimenticia es la que consume mayor cantidad de vapor con 42%, seguido por el sector confecciones (15%) y la industria papelera (10%). Adicionalmente, se muestra en la Figura 21 la distribución del consumo de recursos energéticos primarios (kWh) para los procesos productivos de dichos subsectores donde tanto el gas natural como el carbón tienen un 28%, mientras que la electricidad sólo un 18%. (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014)

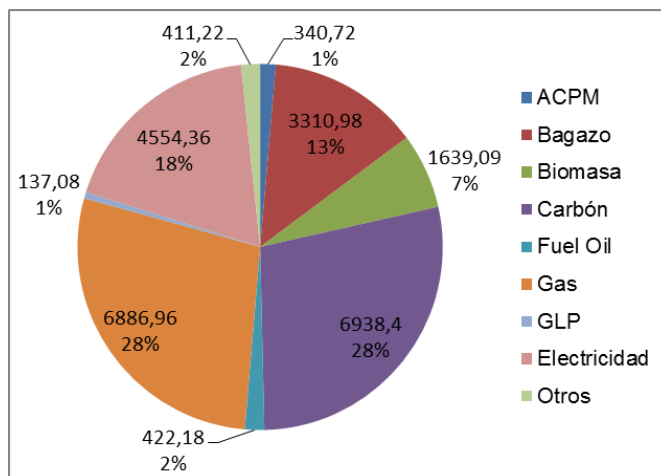


Figura 21. Consumo de recursos energéticos primarios en Colombia.
(UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014)

En complemento se puede observar en la Tabla 1 el consumo específico (por unidad producida) de energía térmica en los diferentes subsectores de Colombia, y la relación entre la energía térmica y la energía eléctrica empleada en los procesos productivos, donde el mayor consumo se presenta en la industria textil con un valor de 10.253 kWh/Ton producida, seguido por la industria papelera (2.694 kWh/Ton) y las confecciones (2.131,4 kWh/Ton); es importante notar que entre mayor sea el consumo específico de energía térmica, también es mayor su relación respecto a la energía eléctrica empleada. (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014)

Tabla 1. Consumo de energía térmica en los subsectores de Colombia.

Sector	Consumo específico Energía térmica [kWh/ton]	Relación E. Térmica/ E. Eléctrica
Textil	10253	7,06
Papel	2693,5	3,69
Confección	2131,42	1,31
Tabaco	1188,15	0,75
Madera	901,15	4,23
Cuerdo	789,77	2,07
Alimentos	561	2,9
Bebidas	139	1,37
Impresiones	38,62	0,09

Fuente: (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014)

2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Según el Ministerio de Salud Pública en el decreto 48 de 1984 con el título de *“Aprueba reglamento de calderas y generadores de vapor”* (MINSAL, 1984):

“Un generador de vapor, es un sistema formado por una caldera y sus accesorios, destinados a transformar un líquido en vapor, a temperatura y presión diferente a la atmosférica... Una caldera, es un recipiente metálico en el que se genera vapor a presión mediante la quema de un combustible, transformando la energía química de éste en energía calórica”.

Según la anterior definición un sistema de generación de vapor se puede comprender en su globalidad en cuatro etapas principales, el proceso comienza con un generador de vapor o caldera donde la combustión normalmente de un recurso energético primario (si la fuente de energía proviene de gases de chimenea de otros procesos, se le puede llamar como caldera de recuperación), permite transferir calor mediante un arreglo de tubos para la producción de vapor a partir de agua líquida tratada, continúa con la red de distribución del vapor comprendida por la tubería aislada y los accesorios adecuados para poder llegar a los puntos de consumo final de la energía o del vapor (con el mínimo gasto de masa de vapor), donde se pueden transformar materias primas, alimentos, o incluso generar trabajo de eje en turbinas de vapor; el vapor regresa a su estado líquido debido a la pérdida de su energía y mediante una red de retorno, y con el bombeo adecuado se alimenta nuevamente la caldera para producir vapor. Esto se representa en el diagrama de la Figura 22.



Figura 22. Diagrama del proceso de un sistema de generación de vapor.

Revisado en línea <http://www.empresaeiciente.com/es/catalogo-de-tecnologias/generacion-de-vapor#ancla>. Abril de 2015

Además, en la Figura 23 se muestra un esquema general de un sistema de generación de vapor, donde cabe resaltar la importancia energética que tienen los gases de combustión en la chimenea, y la labor importante que desempeñan las trampas de vapor para recolectar los condensados y retornarlos a la caldera.

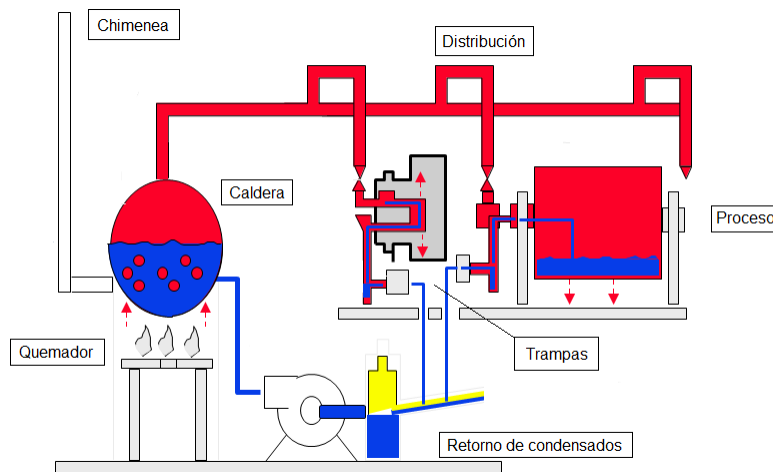


Figura 23. Esquema general de un sistema de generación de vapor.
 (Instituto Energía y Termodinámica UPB, 2014)

En la Figura 24 se muestra un esquema detallado de un sistema de generación de vapor y se pueden identificar equipos adicionales que pueden mejorar la eficiencia energética del proceso, tales como precalentadores y calentadores del aire de combustión, calentadores del combustible en caso de ser líquido, o economizadores instalados en la chimenea para el precalentamiento del agua de alimentación de caldera.

Para la descripción de sistemas de generación de vapor se presentan el “*Manual de mantenimiento centrado en eficiencia energética para Colombia*” (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009), la “*Guía de vapor para la industria*” (CONAE, 2002) y el documento de “*Eficiencia energética en la generación y distribución del vapor*” (UPME & Colciencias, 2009); donde de manera general, un sistema de generación de vapor tiene los siguientes componentes:

- Alimentación y tratamiento del agua para la caldera:** En este sistema se incluyen todos los equipos, tuberías y accesorios necesarios para garantizar el agua en la caldera y en las condiciones adecuadas de acidez, dureza, oxígeno disuelto, sólidos en suspensión, que puedan acelerar el deterioro de la caldera.

- Quemadores:** Son los dispositivos donde se lleva a cabo la reacción química por la quema de la mezcla de un combustible fósil con el aire para generar el calor necesario en la caldera y convertir agua líquida en vapor, su configuración cambia dependiendo del combustible.

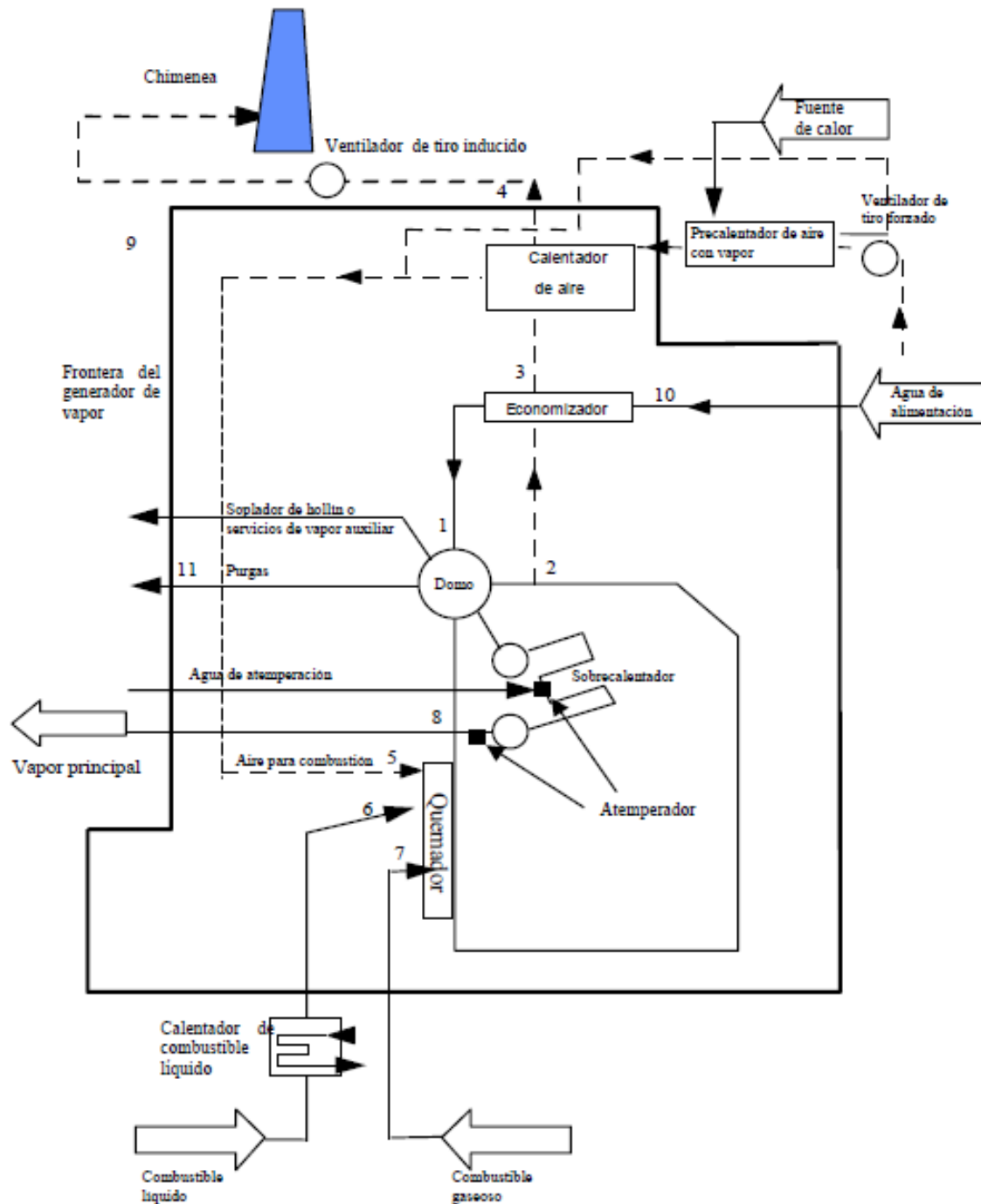


Figura 24. Esquema detallado de un sistema de generación de vapor. (UPME & Colciencias, 2009)

- ♦ **Hogar de la caldera:** Es el espacio donde se realiza la transferencia de calor de los gases de combustión con el agua y donde se inicia la transformación de la misma en estado de saturación de vapor. Para una caldera acuotubular, corresponde a las paredes hechas por el arreglo de tubos, en calderas pirotubulares es la cámara o envolvente metálica en su interior.
- ♦ **Distribución del vapor:** Tuberías y accesorios debidamente aislados que llevan el vapor a los diferentes puntos de proceso con la calidad y cantidad demandada.
- ♦ **Retorno de condensados:** Tuberías y accesorios encargados de recuperar la mayor cantidad del agua producto del condensado del vapor posterior a su uso en el proceso, y retornarla a la caldera.

2.2. CLASIFICACIÓN DE CALDERAS

Existen varios criterios por los cuales se puede clasificar una caldera, y según cada uno de estos criterios depende la forma en que se debe calcular correctamente la eficiencia y demás valores de desempeño de la caldera; aunque la eficiencia se considere en cualquier caso como una relación entre la energía empleada y la energía útil producida, la forma en que se genera y transfiere dicha energía depende en cada caldera de su configuración o su principio de funcionamiento, que es correspondiente a los diferentes criterios de clasificación.

Entonces la clasificación se ha definido inicialmente en grandes grupos, según algunos criterios como: La disposición de los fluidos al interior, el combustible empleado, la presión de trabajo, el tipo de generación o estado del agua, o el tipo de tiro de los gases. La clasificación dentro de cada grupo se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de las calderas.

CRITERIO DE CLASIFICACIÓN	CLASIFICACIÓN	SUBCLASIFICACIÓN
Disposición de los fluidos	Tubos de agua (acuotubular)	Tubos rectos
		Tubos curvos
	Tubos de gases de combustión (pirotubular)	
Tipo de combustible	Líquido	Aceites combustibles ligeros
		Aceites combustibles pesados
	Gaseoso	Gas natural
		Gas de proceso
	Sólido	Biomasa
		Carbón
		Ciclónica
	Capa	Fija
		Móvil
		Fluorizada
Campo de aplicación	Calderas de vapor de proceso	Calentamiento
	Calderas industriales	Potencia y calor
	Generadores de vapor energéticos	
Presión de trabajo	Subcríticas	Baja presión (< 2 MPa)
		Media presión (2-6 MPa)
		Alta presión (> 6 MPa)
	Supercríticas	Nivel bajo (31 MPa)
		Nivel alto (34 MPa)
	Radiantes – Horno presurizado	
Tipo de generación (Estado del agua)	Agua caliente	
	Vapor saturado	
	Sobrecalentado	
Por el tiro	Tiro natural	
	De hogar presurizado	
	De hogar equilibrado	

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

Aunque para todos los criterios de clasificación existen consideraciones y recomendaciones para la operación eficiente de la caldera, se le ha dado (además del tipo de combustible empleado) relevancia a la clasificación de las calderas según la disposición de los fluidos en el hogar, lugar donde se presenta el intercambio de calor entre los gases de combustión y el agua.

Si los gases productos de la combustión se encuentran al interior de los tubos de la caldera se denomina pirotubular, este tipo de calderas tienen un menor costo o inversión inicial debido a su simplicidad de diseño, tienen menos exigencias de pureza en el agua de alimentación y son pequeñas y eficientes; pero requieren mayor tiempo para subir la presión y poder entrar en operación y no son usadas para altas presiones.

Si el agua se encuentra al interior de los tubos de la caldera se denomina acuotubular, este tipo de calderas en cambio pueden entrar en operación rápidamente y pueden trabajar incluso a más de 300psig de presión vapor, pero son de mayor tamaño, peso y costo, y requieren una elevada pureza en el agua de alimentación.

En la Figura 25 se muestra el esquema de la configuración de calderas pirotubulares de uno y dos pasos de los gases de combustión sobre el volumen de agua. En la Figura 26 se muestra el esquema de la configuración de una caldera acuotubular de un solo paso del agua al interior de los tubos, sobre el hogar de la caldera donde se producen los gases de combustión.

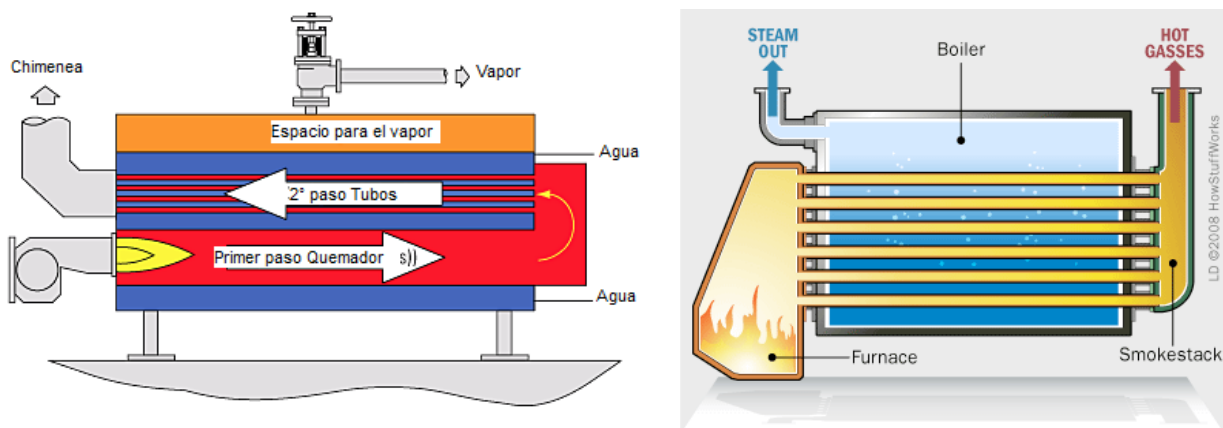


Figura 25. Esquema de configuración de una caldera pirotubular. Revisado en línea en Abril de 2015.

http://datateca.unad.edu.co/contenidos/211618/EXELARNING/leccion_34_calderas.html.

<http://www.eisa.cl/scontenido.php?seccion=7&subseccion=2&contenido=13>

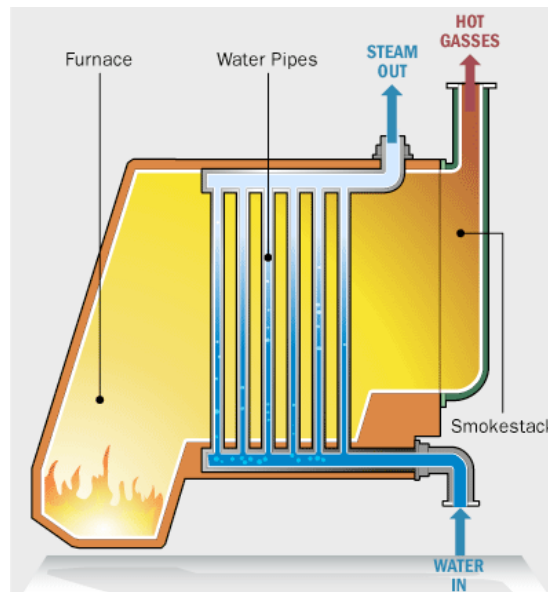


Figura 26. Esquema de configuración de una caldera acuotubular. Revisado en línea en Abril de 2015
<http://www.eisa.cl/scontenido.php?seccion=7&subseccion=2&contenido=12>

2.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CALDERAS

La eficiencia energética según la primera ley de la termodinámica, se define como una relación entre la energía que se debe ingresar al sistema (principalmente proporcionada por el combustible) y la energía que es útil o por la cual se opera una caldera, es decir la energía que tiene el vapor producido a las condiciones de presión y temperatura. Éste valor de eficiencia es sensible a muchas variables o aspectos de la caldera, que involucra desde la carga o punto de operación, el tipo de combustible y el tipo de caldera, hasta la eficiencia de la combustión, el adecuado mantenimiento y el buen estado de todos los componentes del sistema completo de generación de vapor, el aislamiento, las diferentes tecnologías de recuperación de calor y condensados, entre otros.

Según el documento *“Eficiencia en calderas y combustión”* (Conuee, 2009c), en la Tabla 3 se muestra la eficiencia típica de calderas, ya sea pirotubular o acuotubular, y según la capacidad y el combustible empleado; se puede destacar que el tipo de combustible puede afectar significativamente la eficiencia.

Tabla 3. Eficiencia típica de calderas.

EFICIENCIA TÍPICA DE CALDERAS CON BASE EN EL PCS			
Tipo de caldera	Capacidad (kW)	Eficiencia (%)	Combustible
Piro-tubular	100-200	76	GN – GLP
	100-200	80	Gasóleo, diesel
	200-8000	76	GN – GLP
	200-8000	80	Gasóleo, diesel
Acuotubular	100-200	74	GN – GLP
	100-200	78	Gasóleo, diesel
	200-8000	76	GN – GLP
	200-8000	80	Gasóleo, diesel

Fuente: (Conuee, 2009c).

En Colombia, en promedio las calderas tienen 23 años de servicio, pero así como algunas tienen sólo un año de servicio, otras llevan operando 60 años; esto se puede deber a que se ha definido como regla general que *“la sustitución de una caldera se realice sólo cuando esté en riesgo el sistema estructural”*, es decir, presente problemas irreversibles de corrosión o sellamiento de tubos, mientras que la baja eficiencia energética no es considerado como un criterio significativo de sustitución. En el informe *“Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros”*, para el sector industrial colombiano se ha determinado una línea base típica de eficiencia energética tanto para calderas piro-tubulares como acuotubulares, y se ha establecido un 74.1% para calderas piro-tubulares de gas natural, y una línea base de 65% para calderas acuotubulares de carbón y biomasa. (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014).

Además, se puede identificar que es bajo el rendimiento energético que se ha detectado en el sector y esto se debe principalmente a factores de operación como inadecuados excesos de aire, altas temperaturas de gases de chimenea, presencia de inquemados, entre otros; como también la ausencia de instrumentación y por ende, medición y monitoreo frecuente de dichos parámetros de operación.

Según la UPME, se identificaron también algunos programas de mejora para calderas piro-tubulares, los cuales se mencionan a continuación (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014):

- ✓ Incorporación de quemadores con control de la relación aire/combustible, que tendría un potencial de ahorro de 3-7,5% (364.000 MWh/año) y una reducción de emisiones de 73.500 ton CO₂/año.
- ✓ Adicionalmente a la primera opción, con la instalación de recuperadores de calor en chimeneas, se tendría un potencial de ahorro de 8-11% (529.000 MWh/año) y una reducción de emisiones de 107.000 ton CO₂/año.
- ✓ Adicionalmente a la primera opción, con la instalación de economizadores con condensación, se tendría un potencial de ahorro de 13-16% (683.000 MWh/año) y una reducción de emisiones de 138.000 ton CO₂/año.
- ✓ Sustitución de calderas obsoletas, se tendría un potencial de ahorro de 17-20% (872.000 MWh/año), y una reducción de emisiones de 176.000 ton CO₂/año.

2.3.1. Recomendaciones generales para operación eficiente de calderas.

Según la Comisión Nacional para el ahorro de energía de México (CONAE, 2002), en la *“Guía de vapor para la industria”* se presentan algunas recomendaciones generales para producir vapor de una manera eficiente, las cuales también son complementadas en el *“Manual de mantenimiento centrado en eficiencia energética para Colombia”* (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009). Todas estas recomendaciones son transversales al tipo de cada caldera y se detallan para cada subsistema involucrado en un sistema completo de generación de vapor.

En el sistema de alimentación de agua,

- Mantener la operación de las bombas a la presión de descarga de diseño.
- Aprovechar el flujo por gravedad siempre que sea posible.
- Emplear variadores de velocidad para los motores de las bombas.

En el tratamiento del agua de alimentación,

- Adicionar productos químicos para controlar el grado de acidez, sin afectar estructuralmente el hogar de la caldera.
- Eliminar el oxígeno de los condensados mediante desaireadores.
- Retornar la mayor cantidad de condensados de nuevo a la alimentación.
- Revisar periódicamente el estado de los tubos tanto interna como externamente en búsqueda de incrustaciones y programar la remoción de ellas, en la Tabla 4 se observa la pérdida de combustible debido a la disminución de la transferencia de calor por incrustaciones.

Tabla 4. Pérdida de combustible debido a incrustaciones.

Espesor de incrustación	PÉRDIDA DE COMBUSTIBLE (%)		
	TIPO DE INCRUSTACIÓN		
Pulgada (mm)	Normal	Hierro	Hierro y sílice
1/64 (0.4)	1	1.6	3.5
1/32 (0.8)	2	3.1	7.0
3/64 (1.2)	3	4.7	---
1/16 (1.6)	3.9	6.2	---

Nota: La incrustación normal se encuentra por lo general en aplicaciones de baja presión, las incrustaciones de hierro-sílice en aplicaciones de alta presión.

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

- Revisar periódicamente la composición del agua de alimentación y de la caldera de manera que se pueda verificar el correcto tratamiento de la misma, esto se puede observar en la Tabla 5 y Tabla 6.

Tabla 5. Límites de la composición de agua de caldera.

LÍMITES COMPOSICIÓN AGUA DE CALDERA				
Rango presión de trabajo (psig)	Total sólidos disueltos (TDS) (ppm)	Alcalinidad (ppm CaCO_3)	Sólidos (ppm)	Sílice (ppm SiO_3)
0 – 284	3500	700	300	125
298 – 426	3000	600	250	90
440 – 597	2500	500	150	50
611 – 739	2000	400	100	35
753 – 896	1500	300	60	20
910 – 995	1250	250	40	8
1009 – 1493	1000	200	20	2,5
1507 – 1990	750	150	10	1
Más de 1990	500	100	5	0,5

Fuente: “Tratamiento de agua para su utilización en calderas” (Conuee, 2009d); (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

Tabla 6. Límites de la composición del agua de alimentación.

LÍMITES COMPOSICIÓN AGUA DE ALIMENTACIÓN					
Rango presión de trabajo (psig)	Hierro (ppm Fe)	Cobre (ppm Cu)	Alcalinidad (ppm CaCO₃)	Dureza (ppm CaCO₃)	Sílice (ppm SiO₃)
0 – 284	0,1	0,05	350	0,3	150
298 – 426	0,05	0,025	300	0,3	90
440 – 597	0,03	0,02	250	0,2	40
611 – 739	0,025	0,02	200	0,2	30
753 – 896	0,02	0,015	150	0,1	20
910 – 995	0,02	0,015	100	0,05	8
1009 – 1493	0,01	0,01	No Especifica	No Especifica	2
1507 – 1990	0,01	0,01	No Especifica	No Especifica	1

Fuente: “*Tratamiento de agua para su utilización en calderas*” (Conuee, 2009d); (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

En las purgas,

- Para calderas acuotubulares, la purga se ubica desde el domo de vapor, se recomienda realizar purga continua de pequeñas cantidades según el diseño de la caldera, para eliminar sólidos en suspensión, lodos o impurezas en general.
- Para calderas pirotubulares se puede hacer purga continua o intermitente, desde un punto por debajo del nivel del agua o directamente desde el fondo.
- Se recomienda realizar estudios periódicos de la calidad del agua al interior de la caldera para verificar también la pertinencia del nivel de purga realizado.

En el hogar de la caldera y los quemadores,

- Realizar inspecciones de incrustaciones y de corrosión en los tubos del hogar de la caldera, que induzcan fugas.
- Asegurar una adecuada combustión, asegurar un combustible limpio y homogéneo, controlar la temperatura del combustible para el caso de líquidos.
- Mensualmente hacer análisis de gases de combustión, las emisiones de CO₂ deben estar en los rangos de la Tabla 7.
- El %CO debe estar entre 100 y 250ppm, valor que hace referencia a una combustión incompleta en los quemadores debido a un porcentaje de exceso de aire menor al recomendado.

Tabla 7. Emisiones de CO₂ recomendadas según el combustible.

RANGOS	GAS NATURAL	ACPM	FUEL – OIL
Excelente	10% CO ₂	12,8% CO ₂	13,8% CO ₂
Bueno	9% CO ₂	11,5% CO ₂	11,5% CO ₂
Regular	8,5% CO ₂	10% CO ₂	10% CO ₂
Pobre	8% CO ₂ o menos	9% CO ₂ o menos	---

Nota: El O₂ deberá ser un máximo de 1% a 4% y no deberá existir CO.

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

- También es importante conocer el %O₂ en los gases de combustión ya que indica la eficiencia de la combustión y por ende la energía realmente útil para la caldera, esto se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Porcentaje de O₂ y CO₂ recomendados en los gases de combustión.

% O ₂ y % CO ₂ EN LOS GASES DE COMBUSTIÓN		
Combustible	% O ₂	% CO ₂
Gas Natural	1,5	10
No 2 fuel oil	2,0	11,5
No 6 fuel oil	2,5	12,5

Nota: Los valores pueden cambiar según la composición del combustible.

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

- Para combustible gaseoso se debe conservar un nivel adecuado de la presión de suministro al quemador, entre 12-14 psig; y verificar la operación correcta de la válvula reguladora de gas.
- Para combustible líquido, mantener una temperatura adecuada de éste y realizarle limpieza periódica al precalentador, conservar los niveles adecuados de presión para garantizar la correcta atomización del combustible, verificar el funcionamiento de la bomba y de la válvula de relevo, comprobar la limpieza de los filtros, comprobar que no hayan fugas en el sistema y realizar la limpieza de las boquillas de atomización.
- Para el suministro de aire evitar el exceso más del recomendado, esto significa una reducción de la temperatura del hogar, aumento de la temperatura de gases de combustión y por ende una reducción de eficiencia. En la Tabla 9 se muestran los excesos de aire recomendados y el beneficio de la temperatura del aire de entrada en el porcentaje de exceso (CONAE, 2002).

- Es usual hallar en la operación de las calderas, la ausencia de un control automático de la relación aire/combustible, además de la inexistencia de aplicación de sistemas de recuperación de calor, lo que se ve reflejado en los gases de combustión con temperaturas entre 200 y 300°C.
- Evitar infiltración de aire al hogar, verificar correcto funcionamiento del dámetro o compuerta de aire, revisar ajuste de la relación aire/combustible de acuerdo a la carga de operación de la caldera, conservar limpias las boquillas de los quemadores, tener sistema de modulación de los quemadores según la carga demandada por la caldera, revisar la correcta operación de los quemadores en cuanto a la flama, color y sonido.
- Según el informe *“Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros”* (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014), en los casos reportados para el sector industrial colombiano, el exceso de aire real se muestra en la Tabla 10, donde se midieron porcentajes de exceso de hasta 199%, lo que hace significativamente ineficiente la combustión y por ende el sistema global de generación de vapor.

Tabla 9. Exceso de aire y relación con la temperatura de entrada.

EXCESO DE AIRE RECOMENDADO		BENEFICIO DE TEMPERATURA DE AIRE	
COMBUSTIBLE	EXCESO AIRE (%)	TEMPERATURA °C (°F)	EXCESO AIRE (%)
Gas natural	5-10	4,5 (40)	25,5
Propano	5-10	10,0 (50)	20,2
Gas de coque	5-10	26,7 (80)	15,0
Fuel oil	10-15	37,8 (100)	9,6
Carbón pulverizado	40-60	48,8 (120)	1,1

Fuente: *“Energy efficiency handbook”* (CIBO, 1997). (CONAE, 2002).

Tabla 10. Exceso de aire medido en el sector industrial colombiano.

Combustible	Promedio exceso de aire (%)	Máximo de exceso de aire (%)	Mínimo de exceso de aire (%)
Gas natural	39,86	199	---
Biogás	26,10	30,20	22
GLP	67,58	89,50	23,72

Fuente: (UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS, 2014).

Un objetivo fundamental en un sistema de vapor es eliminar las pérdidas de energía en forma de calor que se puedan generar por los gases de chimenea en cuanto a su volumen o flujo, por radiación de las paredes de la caldera o por las purgas de vapor. Para ello se recomienda hacer revisión periódica y conservar limpios los tubos interna y externamente, regular el tiro del hogar para que evacúe la cantidad necesaria de gases, recuperar en lo posible el calor de los gases de chimenea, revisar el aislamiento adecuado de las paredes del hogar y de la caldera en general (a plena carga las pérdidas de calor por radiación no deben superar el 3%), instalar economizadores y precalentadores de aire, instalar variadores de velocidad para motores de bombas y ventiladores, instalar ductos que generen la menor caída de presión, reducir las fugas en ductos, tuberías y accesorios.

Por otra parte, en el proceso de combustión y luego de aprovechar la energía química del combustible, adicional a la transformación de la energía (en forma de calor o trabajo de eje), se producen gases con contenidos contaminantes como el CO_2 , CO , NO_x , SO_2 , C_xH_y , material particulado volátil, cenizas e inquemados. Estos gases de combustión además de ser altamente tóxicos, generan alteración del clima, enfermedades respiratorias, corrosión de la vegetación y deterioro de los ecosistemas, entre otros. Entonces la conservación de una óptima eficiencia energética en la caldera no sólo minimiza las emisiones de CO_2 y demás gases (GEI), sino que también conserva el consumo de energía y las fuentes de combustibles fósiles, y en últimas genera notables ahorros económicos.

Temperatura de los gases de chimenea,

También se suelen calcular otros indicadores adicionales que relacionan la eficiencia o el desempeño de la caldera, como por ejemplo la diferencia de temperatura entre los gases de chimenea y la temperatura del vapor que es otra manera de mirar la efectividad de la transferencia de calor de los gases de combustión al agua; el estándar es de 50°C por encima, con una desviación de $35\text{-}65^\circ\text{C}$. Esto se expresa en la siguiente ecuación:

$$DT = T_{chimenea} - T_v \quad (1)$$

Donde,

DT es el diferencial de temperatura de la caldera.

$T_{chimenea}$ es la temperatura de los gases de la chimenea o de salida.

T_v es la temperatura del vapor.

Como regla general, se sugiere que la temperatura de los gases de chimenea tenga un valor alrededor de 50°C por encima de la temperatura de saturación del vapor producido en la caldera, en la Tabla 11 se muestran estos valores para diferentes presiones de trabajo. Pero ésta diferencia de temperatura, que en últimas afecta la eficiencia global del sistema de generación de vapor, va a estar limitada por la temperatura de rocío ácido de los gases de combustión, en la cual se empiezan a condensar ácidos en la chimenea debido al contenido de azufre de algunos combustibles, por lo que no se debe recuperar todo éste calor disponible en la salida de los gases; como se recomienda en el documento “*Bases para el ahorro de energía en calderas y sistemas de vapor*” (Conuee, 2009a).

Tabla 11. Temperatura de referencia de los gases de chimenea.

TEMPERATURA DE GASES (°C)		
Presión de trabajo (psig)	Temp. Saturación (°C)	Temp. Referencia para gases (Temp. Saturación + 50°C)
70	150,53	200,53
80	155,59	205,59
90	160,17	210,17
100	164,36	214,36
110	168,23	218,23
120	171,83	221,83
130	175,2	225,2
140	178,37	228,37
150	181,37	231,37
160	184,22	234,22
170	186,92	236,92
180	189,51	239,51
190	191,99	241,99
200	194,36	244,36
210	196,62	246,62
220	198,82	248,82
230	200,95	250,95
240	202,99	252,99
250	204,98	254,98

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

En el sistema de distribución de vapor,

- Reparar fugas oportunamente.
- Revisar líneas que se usen con poca frecuencia y eliminarlas o ponerlas temporalmente fuera de servicio.
- Mantener la red con el mínimo flujo requerido.
- Revisar periódicamente la correcta operación de las trampas de vapor.
- Asignar máxima prioridad a la reparación y mantenimiento de trampas (el número de trampas defectuosas debe ser menor al 5% total), puesto que una trampa defectuosa genera pérdidas entre 22 y 45 kg vapor/hora.
- Revisar periódicamente el aislamiento de tuberías, equipos y dispositivos.
- Se debe aislar toda superficie que tenga la temperatura por encima de 50°C, bien sea línea de vapor, equipo o accesorio. En la Tabla 12 se muestra una medida de referencia de calor perdido por falta de aislamiento en la red, en la Tabla 13 las pérdidas típicas por radiación en calderas con buen estado de aislamiento térmico y a plena carga.

Tabla 12. Pérdidas de calor por aislamiento.

Diámetro de la línea de distribución (mm)	PÉRDIDA DE CALOR POR AISLAMIENTO EN MJ/año			
	Presión del vapor (kg/cm ²)			
	1.05	10.56	21.12	42.25
25.4	4846	9866	12981	17135
50.8	8135	16616	21808	29078
101.6	14366	29424	38770	51924
203.2	25616	53309	70271	94329
304.8	36520	76156	100733	135695

Nota: Tomando como base una tubería de acero horizontal, 24°C de temperatura ambiente, sin velocidad del viento y una operación anual de 8760 horas.

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

Tabla 13. Pérdidas típicas por radiación en calderas.

Capacidad Caldera (lb/hr)	Pérdidas por radiación (%)
200.000	0,5
100.000	0,7
50.000	0,9
20.000	1,0

Fuente: “Energy efficiency handbook” (CIBO, 1997).

Estado y coloración de la llama en la cámara de combustión,

(Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009)

- Si tiene coloración *Roja-Blanca*, muestra que la combustión es incompleta, el aire no es suficiente para el volumen de combustible que se debe quemar. Posiblemente hay un alto flujo de combustible, bajo exceso de aire, obstrucción o erosión en el quemador. Se debe intentar disminuir el flujo de combustible, abrir el paso de aire, aumentar el tiro, destapar las puntas de los quemadores, sustituir boquillas defectuosas.
- Si tiene coloración *Azul-Punta amarillas*, el color azul indica que la combustión tiende a ser completa, las puntas amarillas que igualmente existe un exceso de combustible respecto al aire disponible en el quemador, las causas y la solución son similares a la descripción anterior.
- Si tiene coloración *Azul-Desprendimiento de Llama*, esto se puede producir cuando la velocidad de la mezcla aire-combustible es superior a la velocidad de la llama, esto puede suceder por el aumento del aire, el aumento del diámetro del inyector, la falta de oxígeno o el aumento de la presión del gas; se recomienda calentar la mezcla antes de salir del quemador.

Tiro de los gases de combustión,

(Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009)

- Si el tiro es demasiado bajo puede ocasionar el apagado de los quemadores con riesgo de explosión por acumulación de combustible y contacto con superficies calientes, efecto de retrollama, llama humeante o llama pulsante. Esto se puede ocasionar por ensuciamiento de la zona de convección, entrada de aire por los ductos o mirillas, cierre del dámper de chimenea, combinación de dámper de chimenea muy cerrado con flujo de aire secundario muy abierto, excesiva quema, o mal funcionamiento del ventilador.
- Si el tiro es demasiado alto puede ocasionar también apagado de los quemadores y por ende riesgo de explosión, efecto de retrollama y alto exceso de aire. Se puede generar por el dámper de chimenea demasiado abierto o el ventilador sobredimensionado.

Adicionalmente, se muestran a continuación algunos datos que pueden ejemplificar la importancia de la eficiencia energética en calderas (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009):

- Una trampa de vapor típica pierde de 1-2 lb/h de vapor vivo en operación normal, si está fallando puede perder de 10 a 100 lb/h.
- Las fugas de vapor para una planta con buen mantenimiento debe ser menor al 1%, para plantas típicas del 2-4%, para plantas con mantenimiento deficiente son del orden del 10% o mayores.
- Cada 10°C de incremento de temperatura del aire brinda 0,5% de mayor eficiencia.
- Se ahorra de 0,5-1% de combustible por cada 5°C que disminuya la temperatura exterior del aislamiento.
- El desperdicio de combustible que ocasiona la incrustación puede llegar a ser el 2% en calderas acuotubulares y hasta 5% en calderas pirotubulares.
- La eficiencia de la caldera aumenta el 1% por cada 4°C que disminuya la temperatura de los gases de combustión.
- Cada 1% de O₂ en los humos equivale a 0,5% de pérdida de energía.
- La caldera puede aumentar la eficiencia en 1% por cada 15% de reducción en el exceso de aire.
- Por cada 2,5°C de aumento de temperatura en el agua de alimentación se ahorra 1% de combustible.
- Se puede ahorrar de 0,5 a 1% de combustible por cada 2,5°C que disminuya la temperatura exterior del aislamiento.

Según la información anterior, se han recopilado actividades típicas y periódicas de operación y mantenimiento que se deben tener en cuenta para conservar la eficiencia energética de una caldera, y que sirven como medida inicial de diagnóstico del estado de la misma; esto se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 14. Actividades típicas de mantenimiento de una caldera basado en eficiencia.

ACTIVIDAD	FRECUENCIA
Inspección de signos de fugas en tuberías, válvulas, acoples, equipos y accesorios en general, olor a gas, ruidos anormales en los quemadores, obstrucciones en los ductos de aire	Diaria
Revisar que la variación de presión del vapor sea la esperada para diferentes cargas y seleccionar la presión adecuada para la operación	Diaria
Llevar registro de tipo y cantidad de combustible, temperatura del gas de salida, presión, temperatura y cantidad del vapor generado, temperatura y volumen del agua de alimentación, configuración de la llama, tiro de los gases de chimenea	Diaria
Verificar el tratamiento del agua de alimentación con la inspección de impurezas	Diaria
Verificar efectividad de las purgas, que estén en los rangos de diseño y de operación	Diaria
Revisar la temperatura de operación de la caldera y los equipos auxiliares	Diaria
Revisar visualmente la buena condición de llama de los quemadores, color y dirección de la llama	Diaria
Medir composición y temperatura de los gases de combustión	Semanal
Revisar visualmente escapes en válvulas de alivio	Semanal
Revisar visualmente el adecuado control del nivel del agua de alimentación y del flujo de combustible al quemador	Semanal
Limpiar los pilotos y quemadores según recomiende el fabricante	Semanal
Revisar escapes, trampas y válvulas defectuosas, estado de las tuberías y del aislamiento	Semanal
Revisar fugas en la caldera mediante la inspección visual de humedad en los sellos	Semanal
Realizar pruebas de diagnóstico de operación de trampas de vapor	Semanal
Determinar si la purga es adecuada para la operación según el procedimiento establecido	Mensual
Revisar el correcto funcionamiento de las válvulas reguladoras de presión de la caldera	Mensual
Revisar que el aire de combustión provenga de fuentes limpias así como los ductos de entrada de aire a la caldera	Mensual
Revisar, limpiar y/o reemplazar los filtros de agua y aire. Inspección visual y revisar caídas de presión	Mensual
Reemplazar o reacondicionar válvulas de alivio	Mensual
Revisar el sistema de alimentación de combustible, bombas, filtros y la red mediante la caída de presión	Mensual
Inspección del aislamiento de la caldera, la temperatura de la superficie no puede ser mayor que 50°C	Mensual
Calibrar las válvulas de control de vapor según el fabricante	Mensual
Realizar análisis de calidad del agua de alimentación	Mensual
Realizar lavado y limpieza del lado contenido de agua, removiendo incrustaciones y sedimentos	Semestral
Verificar indicios de corrosión o picaduras en el lado del agua	Semestral
Reemplazar por empaques nuevos en las tapas de inspección	Semestral
Revisar el estado de correas de transmisión de motores, reemplazarlas de ser necesario	Semestral
Realizar limpieza de hollín en los tubos del lado del fuego	Semestral
Verificar funcionamiento de las válvulas de seguridad	Semestral
Limpieza del hogar según recomendaciones	Anual
Limpiar y reacondicionar bombas de alimentación de agua y desaireadores	Anual
Limpiar el sistema de alimentación de combustible, bombas, filtros, pilotos y demás	Anual
Revisar, limpiar y reacondicionar el sistema eléctrico y electrónico	Anual
Calibración para dar la mejor composición de los humos	Anual

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009); (Instituto Energía y Termodinámica UPB, 2014)

Por último, en la Tabla 15 se muestran algunos potenciales de aumento de la eficiencia energética que se han identificado en la operación de sistemas de generación de vapor.

Tabla 15. Potenciales de aumento de la eficiencia de una caldera.

MEDIDAS DE MEJORA	POTENCIAL DE AUMENTO DE EFICIENCIA (%)
Mantenimiento de la caldera	1-2
Equipo de recuperación de calor	2-4
Control de emisiones	1-2
Tratamiento del agua	10-12
Retorno de condensados	5-10
Control de carga variable	3-5
Fugas de vapor	3-5
Trampas de vapor	10-15
Aislamiento térmico	5-10

Revisado en línea <http://www.empresaeeficiente.com/es/catalogo-de-tecnologias/generacion-de-vapor#ancla>. Abril de 2015.

Se observa en las tablas anteriores que diferentes entidades reportan recomendaciones cualitativas y cuantitativas para mejorar la eficiencia energética en calderas, y referentes numéricos de valores típicos para variables críticas, con fechas de actualización entre el año 1997 y 2014; con el paso de los años éstos valores tienden a cambiar a medida que mejoran las tecnologías desarrolladas para la industria (por ejemplo quemadores modulantes, bombas y motores de alta eficiencia, sistemas de atomización de gas o pulverización de carbón, entre otros). Por esto, es necesario conservar la actualidad de los referentes numéricos para la elaboración adecuada de auditorías energéticas.

2.4. CÁLCULO DE EFICIENCIA DE ENERGÍA

El estándar en Norteamérica para determinar la eficiencia de calderas y sistemas de generación de vapor se encuentra en la ASME “*Steam Generating Units Power Test Code*” (ASME PTC-4.1, 2011); pero basándose en el mismo estándar y complementándolo en diferentes aspectos, el documento de “*Eficiencia en calderas y combustión*” (Conuee, 2009c), la “*Guía de vapor para la industria*” (CONAE, 2002), y

el documento de “*Eficiencia energética en la generación y distribución del vapor*” (UPME & Colciencias, 2009), describen en conjunto un modelo de cálculo adecuado para la determinación de la eficiencia de energía en sistemas de vapor, bien sea de forma directa o indirecta. El modelo de cálculo parte de los balances globales de energía según la primera ley de la termodinámica, y plantea ecuaciones para la cuantificación de la energía presente en todas las entradas y salidas involucradas en un sistema de generación de vapor, por tanto sirve de guía para el desarrollo del modelo y de las ecuaciones que se presentan en éste capítulo.

Además, la eficiencia energética se puede calcular de dos maneras (método directo e indirecto), ambas basadas en la primera ley de la termodinámica; de la primer manera se identifican las entradas y salidas de energía en la caldera (método directo), pero en el segundo método se parte de la estimación de las pérdidas totales, algunas apoyado en conceptos de transferencia de calor y/o correlaciones experimentales (método indirecto). En el siguiente diagrama de Sankey es posible observar de manera global las pérdidas que afectan al calor útil en un sistema de generación de vapor.

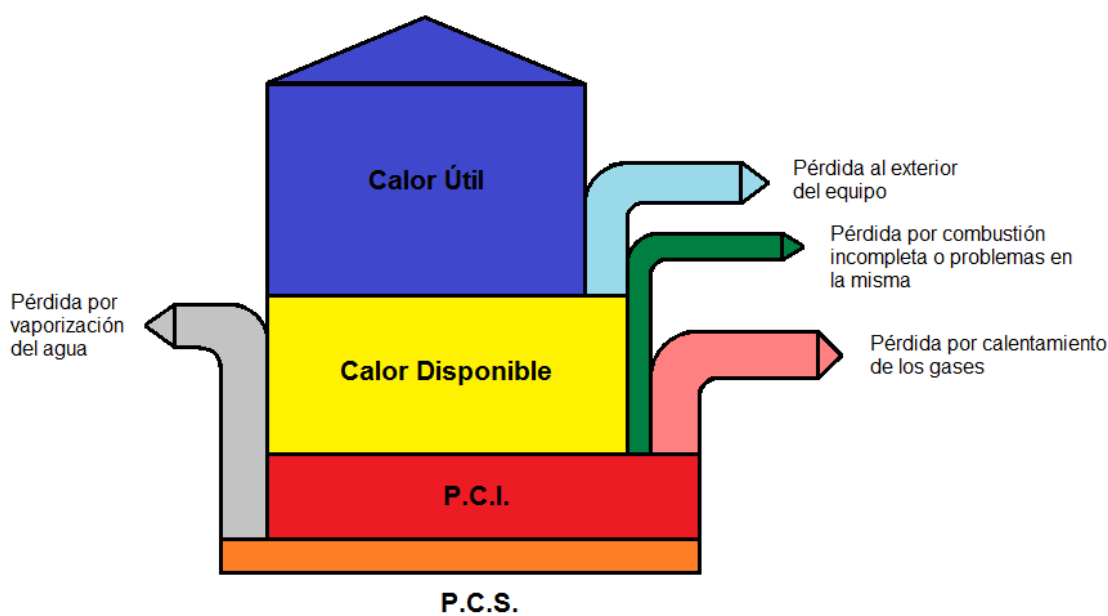


Figura 27. Diagrama de Sankey global para un sistema de generación de vapor.

De manera más precisa, es posible identificar las siguientes entradas, salidas y pérdidas de energía en el sistema de generación de vapor, incluyendo cada una de las fuentes, como el aire de entrada, el combustible, los gases de combustión, el agua y el vapor producido, según se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Entradas, salidas y pérdidas de energía en un sistema de vapor.

ENTRADAS	SALIDAS	PÉRDIDAS
Calor en aire de entrada	Calor en vapor primario	CO no quemado, C no quemado en cenizas y/o escoria
Calor en vapor atomizado	Calor en purgas	Calor gases secos
Calor en humedad de aire de entrada	Calor en el sobre-calentamiento del vapor	Calor en humedad de combustible
Calor sensible en combustible	Calor en vapor secundario para diversos usos	Calor en humedad por combustión de hidrógeno
Potencia de pulverizador de combustible (sólido), bomba o ventilador de alimentación (líquidos y gases)		Calor en humedad de aire
Potencia de bomba de recirculación		Calor sensible en escorias de combustión
Potencia de ventilador de aire		Radiación y convección de superficies calientes
Potencia de tiro de gases		Fugas y trampas en mal estado
Calor en agua de alimentación		Incrustaciones en superficies de intercambio de calor

De manera general la eficiencia de energía surge de un balance en estado estacionario según lo muestra la primera ley de la termodinámica, donde se relaciona la energía que sale y que es útil para el proceso o sistema, y la energía total que entra al mismo; la primera ley dice lo siguiente (Ray, Datta, Gupta, & Ganguly, 2010):

$$\sum_i \dot{E}_i - \sum_e \dot{E}_e + \sum_r \dot{Q}_r - \dot{W} = 0 \quad (2)$$

Donde,

$\dot{E}_i$ es el flujo de energía en la entrada (i) del sistema.

$\dot{E}_e$ es el flujo de energía en las salida (e) del sistema.

$\dot{Q}_r$ es el calor que entra o sale por la frontera (r) del sistema.

$\dot{W}$ es el trabajo neto generado o suministrado al sistema.

Este balance sirve para obtener valores como trabajos generados, o flujos másicos desconocidos, además de que es el punto de partida para el cálculo de la eficiencia, la cual por definición, según el balance anterior, es:

$$\eta = \frac{\dot{W}_{\text{útil}} + \sum_e \dot{E}_{e\text{útil}}}{\sum_i \dot{E}_i} \quad (3)$$

Donde,

η es la eficiencia energética.

$\dot{W}_{\text{útil}}$ es el trabajo útil producido en el sistema.

$\dot{E}_{e\text{útil}}$ es la energía útil en la salida (e) del sistema.

Como se mencionó, aplicando los conceptos generales para la evaluación de una caldera o un sistema de generación de vapor, el cálculo de la eficiencia desde la primera ley de la termodinámica se puede realizar tanto por un método directo como por un método indirecto (Conuee, 2009c).

2.4.1. Cálculo por el método directo.

Para el método directo se define la eficiencia como la relación entre la energía útil para la obtención del vapor el cual es el objetivo final, y la energía suministrada por el combustible y algunas fuentes energéticas adicionales.

$$\eta (\%) = \frac{\text{Energía Útil (vapor producido)}}{\text{Energía Total Entrada } (E_{\text{comb}} + E_{\text{ad}})} * 100\% \quad (4)$$

$$\eta (\%) = \frac{\dot{m}_v \cdot (h_v - h_a)}{\dot{m}_c \cdot PC + E_{\text{ad}}} \quad (5)$$

Donde,

$\dot{m}_v$ es el flujo másico de vapor (kg/h)

h_v es la entalpía del vapor generado (kJ/kg).

h_a es la entalpía del agua de alimentación (kJ/kg).

$\dot{m}_c$ es el flujo de combustible a la caldera (kg/h).

PC es el poder calorífico del combustible (kJ/kg).

E_{ad} Energía adicional de las entradas a la caldera (kJ).

Para calcular el calor que sale en el vapor producido se debe conocer la temperatura del agua de alimentación y del vapor generado, la presión y flujo del vapor. Para conocer las propiedades del vapor de agua se puede emplear la Tabla 17. También se debe emplear el poder calorífico inferior, que considera el agua producida en la reacción de combustión en estado vapor, y por ende se le descuenta la energía necesaria para evaporar el agua considerándola como un producto líquido.

Tabla 17. Propiedades del vapor producido en saturación.

Presión absoluta (kg/cm ²)	Presión absoluta (psi)	Temperatura de saturación (°C)	Volumen específico (vapor) (m ³ /kg)	Entalpía de líquido (hf) (kJ/kg)	Entalpía de vaporización (hfg) (kJ/kg) – (Incluye hf)	Entalpía vapor (hg) (kJ/kg)
1	14,2	99	1,691	414,91	2672,85	3087,76
2	28,4	119,5	0,883	501,57	2703,00	3204,57
3	42,7	132,9	0,604	558,52	2721,84	3280,36
4	56,9	143	0,461	601,64	2735,66	3337,30
5	71,1	151,2	0,374	636,81	2746,12	3382,93
6	85,3	158,1	0,315	666,96	2754,08	3421,04
7	99,6	164,1	0,272	692,92	2761,19	3454,11
8	113,8	169,6	0,240	717,20	2767,06	3484,26
9	128	174,5	0,215	738,55	2772,08	3510,63
10	142,2	179	0,194	758,23	2776,69	3534,92
11	156,5	183,1	0,177	776,65	2780,45	3557,10
12	170,7	187,1	0,163	794,24	2783,80	3578,04
13	184,9	190,7	0,151	810,56	2786,73	3579,29
14	199,1	194,1	0,141	825,64	2789,25	3614,89
15	213,3	197,3	0,132	839,87	2791,76	3631,63
20	284,5	211,4	0,100	903,93	2800,13	3704,06
24	341,4	220,8	0,0833	947,05	2803,48	3750,53
28	398,2	229	0,0715	985,57	2805,16	3790,73
32	455,1	236,3	0,0625	1020,32	2805,20	3825,52
36	512	243	0,0554	1052,56	2804,74	3857,30
40	568,9	249,3	0,0497	1082,29	2802,64	3884,93
44	625,8	254,9	0,0451	1109,92	2800,55	3910,47
48	682,7	260,2	0,0411	1136,30	2797,20	3933,50
50	711,2	262,6	0,0394	1148,86	2795,53	3944,39

Fuente: “Bases para el ahorro de energía en calderas y sistemas de vapor” (Conuee, 2009a).

Para el cálculo de la energía adicional (E_{ad}) que pueda ingresar al sistema de generación de vapor, se debe considerar el calor que ingresa con el aire (aire seco más humedad) al sistema de combustión, y el calor sensible debido a la temperatura de entrada del combustible (UPME & Colciencias, 2009). El cálculo de cada uno de ellos se muestra a continuación:

Calor del aire de entrada,

La temperatura con la que ingresa el aire, por encima de la temperatura ambiente o de referencia, representa un calor adicional en la combustión que en últimas impacta la eficiencia del sistema, éste se calcula así:

$$Q_{aire_{in}} = \dot{m}_{as} * C_{p_{as}} * (T_a - T_{ref}) \quad (6)$$

Donde,

$\dot{m}_{as}$ es el flujo de aire seco (kg/s).

$C_{p_{as}}$ es el calor específico del aire seco (kJ/kgK).

T_a es la temperatura del aire en los quemadores (°C).

T_{ref} es la temperatura de referencia o ambiente (°C).

Calor en la humedad del aire de entrada,

Es importante conocer también la energía que se aporta debido a la humedad que lleva el aire en la entrada de los quemadores, este se calcula así:

$$Q_{humedad_{in}} = \dot{m}_{as} * \omega * C_{p_v} * (T_a - T_{ref}), \quad o \text{ también} \\ Q_{humedad_{in}} = \dot{m}_{as} * \omega * \Delta H_{T_{ref}}^{vap} \quad (7)$$

Donde,

ω es la humedad absoluta del aire (kg agua/kg a.s.).

C_{p_v} es el calor específico del vapor (kJ/kgK).

$\Delta H_{T_{ref}}^{vap}$ es la entalpía de vaporización del agua (kJ/kg).

Calor sensible en el combustible,

También, el calor sensible que ingresa gracias al aumento de temperatura del combustible a la entrada respecto a la temperatura de referencia o ambiente, puede afectar la eficiencia, éste se calcula así:

$$Q_{Comb_{in}} = \dot{m}_{comb} * C_{p_{comb}} * (T_{comb} - T_{ref}) \quad (8)$$

Donde,

$\dot{m}_{comb}$ es el flujo de combustible (kg/s).

$C_{p_{comb}}$ es el calor específico del combustible (kJ/kgK).

T_{comb} es la temperatura del combustible (°C).

2.4.2. Cálculo por el método indirecto.

Por otra parte se presenta el método indirecto, en éste caso se busca encontrar el porcentaje equivalente a las pérdidas de calor en la caldera, respecto al 100% que corresponde a la energía total ingresada al sistema por el combustible y los calores adicionales mencionados. Entonces, la eficiencia se puede calcular así:

$$\eta (\%) = (100 - \text{pérdidas})\% = 100\% - \frac{\text{Energía No Aprovechada}}{\text{Energía de Entrada}} \quad (9)$$

En las pérdidas se puede considerar el calor sensible de los gases de combustión, pérdida del combustible no quemado, pérdida por radiación y convección de las paredes, pérdida de calor en purgas y otros como fugas en el sistema y en las trampas, o por incrustaciones en las superficies de transferencia al interior de la caldera. El cálculo de cada uno de ellos se muestra a continuación.

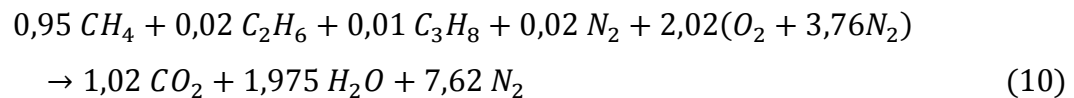
Pérdida calor sensible por gases de chimenea,

Según (ASME PTC-4.1, 2011), para el cálculo de la pérdida de energía en los gases de chimenea, se debe conocer inicialmente la temperatura de los gases ($T_{chimenea}$),

el porcentaje de oxígeno seco en los gases de combustión ($O_{2,seco,\%}$), y la composición química del combustible empleado; a partir de ello se procede a realizar la ecuación de combustión estequiométrica y a realizar el siguiente procedimiento (según lo muestra la norma, se hace con gas natural como combustible, pero el procedimiento se puede extrapolar para cualquier otro combustible):

Si se considera gas natural con una composición de:

95%_{VOL} Metano(CH_4), 2%_{VOL} Etano(C_2H_6), 1%_{VOL} Propano(C_3H_8), 2%_{VOL} Nitrógeno(N_2)), Además de tener una densidad de 0,0445 lb/ft³, y poder calorífico 1022,71 BTU/ft³ (22983,189 BTU/lb), la ecuación de combustión estequiométrica es:



Esto considerando despreciable el flujo de CO debido a una posible combustión incompleta, la cantidad de gases secos emitidos es la suma de las moles de N_2 y CO_2 , (8,64 moles). Luego, se deben convertir las proporciones volumétricas en másicas de la siguiente manera:

$$M_{CO_2} = \frac{1,02 \text{ moles } CO_2}{\text{mol Comb}} \times \frac{44 \text{ lb } CO_2}{1 \text{ mol } CO_2} \times \frac{1 \text{ mol Comb}}{16,8 \text{ lb Comb}} = \frac{2,671 \text{ lb } CO_2}{\text{lb Comb}}$$

$$M_{N_2} = \frac{7,62 \text{ moles } N_2}{\text{mol Comb}} \times \frac{28 \text{ lb } N_2}{1 \text{ mol } N_2} \times \frac{1 \text{ mol Comb}}{16,8 \text{ lb Comb}} = \frac{12,7 \text{ lb } N_2}{\text{lb Comb}} \quad (11)$$

Para conocer el exceso de aire en la combustión, se emplea la relación de gases secos (8,64 moles) y oxígeno seco, además se conoce que el aire tiene una composición de 21%Vol O_2 y 79%Vol N_2 (23%Masa O_2 , 77%Masa N_2), y se hace el siguiente cálculo:

$$ExcesoAire \left[\frac{ft^3 aire}{ft^3 Comb} \right] = 8,64 * \left(\frac{O_{2\%}}{21\% - O_{2\%}} \right) \quad (12)$$

De otra forma, a partir de un análisis Orsat de gases de combustión, donde se puede conocer el %Vol de CO₂, CO y O₂ en base seca, se puede calcular la relación aire/comb teórica como la relación entre las moles de aire (2,02x4,76=9,615 moles) y las de combustible (0,98 moles) que da como resultado 9,81 moles aire/moles Comb. Luego, se si realiza de nuevo el balance de la ecuación de reacción (10), incluyendo el %Vol de CO en sus productos y se recalcula la relación aire/combustible real; la relación porcentual entre ambos valores será el exceso de aire.

Para convertirlo en una proporción másica, se tiene:

$$ExcesoAire \left[\frac{lb aire}{lb Comb} \right] = ExcesoAire \left[\frac{ft^3 aire}{ft^3 Comb} \right] * \frac{0,0759 lb aire}{ft^3 aire} * \frac{ft^3 Comb}{0,0455 lb Comb}$$

$$ExcesoAire \left[\frac{lb aire}{lb Comb} \right] = 14,7365 * \left(\frac{O_{2\%}}{21\% - O_{2\%}} \right) \quad (13)$$

Entonces la cantidad de gases secos es:

$$GasesSecos = 14,7365 * \left(\frac{O_{2\%}}{21\% - O_{2\%}} \right) + 2,671 + 12,700$$

$$GasesSecos = 14,7365 * \left(\frac{O_{2\%}}{21\% - O_{2\%}} \right) + 15,371 \quad (14)$$

La energía sensible que se pierde en los gases de combustión, si se asume un calor específico de 0,24 BTU/lb y una temperatura de aire de combustión con referencia de 70°F (21,1°C), es:

$$E_{sensible} = GasesSecos * C_p gases * (T_{chimenea} - T_{ref})$$

$$E_{sensible} = \left[14,7365 * \left(\frac{O_{2\%}}{21\% - O_{2\%}} \right) + 15,371 \right] * 0,24 * (T_{chimenea} - 21,1) \quad (15)$$

Calor sensible y de vaporización del agua en chimenea,

Por otra parte, se debe considerar la energía perdida por calentar y vaporizar el agua producida en la reacción de combustión, entonces de manera independiente se debe cuantificar la energía perdida en el calentamiento del agua contenida tanto en el aire como en el combustible de entrada a la caldera.

$$M_{H_2O} = \frac{2 \text{ moles } H_2O}{\text{mol Comb}} \times \frac{18 \text{ lb } H_2O}{1 \text{ mol } H_2O} \times \frac{1 \text{ mol Comb}}{16,8 \text{ lb Comb}} = \frac{2,143 \text{ lb } H_2O}{\text{lb Comb}} \quad (16)$$

Luego, se debe calcular la entalpía del vapor de agua, desde un punto de referencia del líquido a temperatura ambiente, donde la entalpía es 38,06 BTU/lb a 70°F (21,1°C).

$$h_{H_2O} = 1055 + (0,467 * T_{chimenea}) \quad (17)$$

Entonces,

$$E_{H_2O} = M_{H_2O} * h_{H_2O} = 2,143 * (1055 + (0,467 * T_{chimenea}) - 38,06)$$

$$E_{H_2O} = 2179,3 + T_{chimenea} \quad (18)$$

Pérdida por formación de CO,

En ocasiones puede suceder que ante la carencia de un exceso de aire como el recomendado para cada tipo de combustible, se genere una combustión incompleta y se produzca CO en vez de CO₂, esto es una ineficiencia representada como una pérdida de calor que se calcula así (UPME & Colciencias, 2009):

$$Q_{CO} = \frac{\%CO * 10160 * 1,0549 * 2,205 * \frac{C}{100}}{\%CO_2 + \%CO} \quad (19)$$

Donde,

%CO₂ es el porcentaje de CO₂ en los gases de combustión.

%CO es el porcentaje de CO en los gases de combustión.

%C es el porcentaje de carbono en el combustible.

De otra forma, conociendo el flujo másico de CO a partir del análisis Orsat de gases de combustión, se puede calcular el calor de combustión perdido en el CO no quemado así:

$$Q_{co} = m_{co} * \Delta H_{comb_{CO}}; \text{ donde } \Delta H_{comb_{CO}} = 10106,4 \frac{kJ}{kg} \quad (20)$$

Pérdida por generación de agua producto de combustión de hidrógeno,

El hidrógeno contenido en el combustible reacciona con el oxígeno durante la combustión generando vapor de agua, calor que no resulta útil para la operación de la caldera, por lo que se debe considerar como una pérdida así (UPME & Colciencias, 2009):

$$Q_{H_2} = \frac{\dot{m}H}{2} * (h_v - h_{w_{sat}}) \quad (21)$$

Donde,

$\dot{m}H$ es la cantidad de hidrógeno en el combustible.

h_v es la entalpía del vapor de agua a presión y temperatura de los gases (kJ/kg).

$h_{w_{sat}}$ es la entalpía del líquido saturado a la temperatura de referencia (kJ/kg).

Pérdida por humedad en el aire y en el combustible,

Toda humedad que se presente tanto en el aire como en el combustible, demanda energía para evaporar agua que no representa un aporte para la operación de la caldera, y por el contrario se refleja en una pérdida por vapor de agua en la chimenea. Ésta energía se puede calcular así (UPME & Colciencias, 2009):

$$Q_{HumAir_{out}} = \dot{m}_{as} * \omega * (h_v - h_{w_{sat}}) \quad (22)$$

$$Q_{HumComb_{out}} = \%H_2O * \frac{(h_v - h_{w_{sat}})}{100} \quad (23)$$

Donde,

$\%H_2O$ es el porcentaje de humedad del combustible.

Nota: Dependiendo de cómo se realice el cálculo, ésta energía podría estar incluida en el calor sensible y de vaporización del vapor de agua de los gases de combustión.

Pérdida por generación de escoria o inquemados,

Para combustibles sólidos, o que tenga por lo menos algún contenido de trazas sólidas, es posible la generación de escoria luego de la combustión, por lo que es necesario cuantificar el calor sensible y el calor perdido por la no-reacción del carbono presente, así:

$$Q_{escoria} = m_{escoria} * C_{p_{escoria}} * (T_{escoria} - T_{ref}) \quad (24)$$

$$Q_{C-NoRxn} = m_{C_{escoria}} * \Delta H_{comb_C}; \text{ donde } \Delta H_{comb_C} = 33698,2 \frac{kJ}{kg} \quad (25)$$

Donde,

$m_{escoria}$ es el flujo másico de escoria (kg/s)

$C_{p_{escoria}}$ es el calor específico de la escoria (kJ/kg°C)

$T_{escoria}$ es la temperatura de la escoria (°C)

$m_{C_{escoria}}$ es el flujo másico de carbono en la escoria (kg/s)

Pérdida por aislamiento térmico de superficies,

El aislamiento térmico es una combinación de materiales cuyas propiedades brindan una resistencia al flujo de calor; se sabe que entre mayor sea el diferencial de temperatura, mayor es el flujo de calor; el aislamiento busca minimizarlo de manera que se pueda ahorrar energía y por ende, consumo de combustible y dinero. Entre otros beneficios del aislamiento térmico, se encuentra la protección y seguridad industrial, la conservación de la temperatura de proceso, la prevención de condensación y corrosión en superficies expuestas al aire húmedo (Conuee, 2009b).

Se debe aclarar que el aislamiento no elimina por completo la transferencia de calor, mientras mayor sea el espesor, menor será la transferencia de calor y el costo equivalente al consumo de energía térmica, pero a su vez mayor será el costo de la inversión. Por esto, el espesor de aislamiento adecuado se obtiene de la minimización de una función económica del costo anual, al comparar el ahorro obtenido con el costo de inversión.

En el documento “*Beneficios del aislamiento térmico en la industria*” (Conuee, 2009b), apoyado en conceptos de transferencia de calor (Cengel, 2004), se muestra el procedimiento para el cálculo de las pérdidas de calor al ambiente por falta de aislamiento, de la siguiente manera:

Para superficies planas, se calcula el coeficiente de transferencia de calor por convección natural o forzada así (W/m²K):

$$h_c = 3,0075 * C * \left[\frac{1,11}{T_{sup} + T_a - 510,44} \right]^{0,181} * [1,8 * (T_{sup} - T_a)]^{0,266} * (1 + 7,9366 \times 10^{-4} * V)^{0,5} \quad (26)$$

Donde,

C es el coeficiente de forma. (1,79 para superficies planas y 1,016 para tuberías).

T_{sup} es la temperatura supuesta de superficie aislada (K) (si no se puede medir).

T_a es la temperatura ambiente (K).

V es la velocidad del viento (m/h).

Se calcula el coeficiente de transferencia de calor por radiación (W/m²K):

$$h_r = 0,9824 \times 10^{-8} * E_{mss} * \frac{T_{sup}^4 - T_a^4}{T_{sup} - T_a} \quad (27)$$

Donde,

E_{mss} es la emisividad de la superficie aislada.

Entonces, el coeficiente global de transferencia de calor es: $h_s = h_c + h_r$

Luego se calcula el flujo de calor por unidad de área (W/m²):

$$q = \frac{T_{op} - T_a}{\left[\frac{Esp}{K_{ais}} + \frac{1}{h_s} \right]} \quad (28)$$

Donde,

T_{op} es la temperatura de operación (K).

Esp es el espesor del material aislante (m).

K_{ais} es la conductividad térmica del aislante (W/mK).

Finalmente, se verifica la temperatura de la superficie (K):

$$T_{sc} = T_a + \frac{q}{h_s} \quad (29)$$

Si la $T_{sup} = T_{sc}$, entonces esas son las pérdidas de calor (q) y ésta es la temperatura de la superficie aislada, de lo contrario se debe repetir el procedimiento de cálculo haciendo $T_{sup} = T_{sc}$, o variando los parámetros que se consideren necesarios.

Para superficies circulares (tuberías), se parte del cálculo del diámetro aislado (m):

$$d_a = d_o + 2 * Esp \quad (30)$$

Donde,

d_o es el diámetro exterior del tubo que se va a aislar (m).

Entonces, el coeficiente de transferencia de calor convección es:

$$h_c = 2,7241 * C * (d_a)^{-0,2} \left[\frac{1,11}{T_{sup} + T_a - 510,44} \right]^{0,181} * [1,8 * (T_{sup} - T_a)]^{0,266} * (1 + 7,9366 \times 10^{-4} * V)^{0,5} \quad (31)$$

El coeficiente de transferencia de calor por radiación es:

$$h_r = 0,9824 \times 10^{-8} * E_{mss} * \frac{T_{sup}^4 - T_a^4}{T_{sup} - T_a} \quad (32)$$

El coeficiente global de transferencia de calor es: $h_s = h_c + h_r$

El flujo de calor por unidad de área es:

$$q = \frac{\pi * (T_{op} - T_a)}{\left[\frac{1}{2 * K_{ais}} * \ln \left(\frac{d_a}{d_o} \right) + \frac{1}{h_s * d_a} \right]} \quad (33)$$

Por último, para verificar la temperatura de la superficie se hace:

$$T_{sc} = T_{op} - \frac{q}{2 * \pi * K_{ais}} * \ln \left(\frac{d_a}{d_o} \right) \quad (34)$$

De igual forma, tanto para el cálculo de superficies planas como circulares, se debe verificar que $T_{sup} = T_{sc}$, de no ser así, se debe repetir nuevamente el procedimiento haciendo $T_{sup} = T_{sc}$ o variando los parámetros que sean necesarios.

Pérdida por fugas de vapor,

Se presentan dos formas para medir el flujo de vapor en fugas, de ambas maneras se realiza el cálculo basado en correlaciones experimentales; en la primera forma basta con conocer la presión del vapor en el punto de fuga y el diámetro del orificio de la misma, y se pueden emplear las relaciones que se muestran en la Figura 28, la Tabla 18 y la Tabla 19.

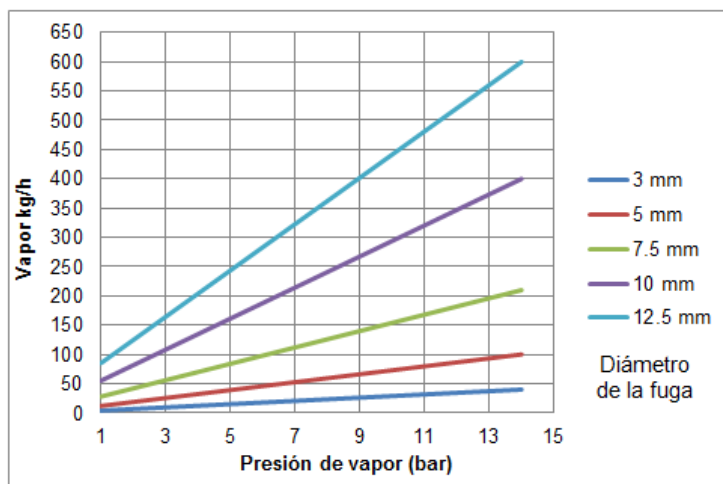


Tabla 18. Flujo de vapor fugado.

Flujo de vapor fugado (kg/h)			
Diámetro Fuga (mm)	Presión de vapor (bar)		
	7	10	20
1,5	5,5	11	12
3	22	35	50
4	40	47	95
5	62	70	135
6	90	120	200
8	190	220	310

Fuente: (UPME & Colciencias, 2009)

Figura 28. Flujo de vapor fugado según el diámetro del orificio.
(Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009)

Tabla 19. Flujo de vapor fugado según el diámetro del orificio.

PÉRDIDA DE VAPOR SEGÚN LA TAMAÑO DEL ORIFICIO		
Presión de vapor kg/cm ² (psi)	Tamaño del orificio mm (pulg)	Pérdida de vapor kg/h (lb/h)
8,1 (115)	1,58 (1/16")	6,82 (15)
8,1 (115)	3,17 (1/8")	27,3 (60)
8,1 (115)	6,35 (1/4")	109,1 (240)
8,1 (115)	12,7 (1/2")	459,1 (1010)
8,1 (115)	25,4 (1")	1772,7 (3900)
29,2 (415)	1,58 (1/16")	659,1 (1450)
29,2 (415)	3,17 (1/8")	2636,4 (5800)
29,2 (415)	6,35 (1/4")	10545,4 (23200)
29,2 (415)	12,7 (1/2")	42181,8 (92800)
29,2 (415)	25,4 (1")	169090,9 (372000)

Fuente: (CONAE, 2002)

Tabla 20. Flujo de vapor fugado según la altura de la pluma.

PÉRDIDA DE VAPOR SEGÚN LA ALTURA DE LA PLUMA				
Altura de la pluma		Pérdida de vapor kg/h (lb/h)		
8,1 kg/cm²	115 psi	7,2 °C (45°F) ambiente	21,2 °C (70°F) ambiente	32,2 °C (90°F) ambiente
0,91 m	3 ft	4,54 (10)	13,63 (30)	22,72 (50)
1,83 m	6 ft	13,63 (30)	27,27 (170)	127,27 (280)
2,74 m	9 ft	31,81 (70)	190,90 (420)	318,18 (700)
3,66 m	12 ft	50 (110)	295,45 (660)	500 (1100)
29,2 kg/cm²	415 psi			
0,91 m	3 ft	9,09 (20)	15,90 (35)	22,72 (50)
1,83 m	6 ft	22,72 (50)	77,27 (170)	131,81 (290)
2,74 m	9 ft	59,09 (130)	227,7 (500)	363,63 (800)
3,66 m	12 ft	100 (220)	395,45 (870)	636,36 (1400)

Fuente: (CONAE, 2002); (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009)

Si no es posible medir el diámetro del orificio por donde se está generando la fuga, la segunda forma sugiere conocer la altura de la pluma generada por el vapor fugado, y se emplean las relaciones de la Tabla 20. Una vez conocido el flujo de vapor que se pierde en la fuga según las relaciones experimentales mencionadas, se puede calcular el calor perdido así:

$$Q_{fugas} = \dot{m}_{fugas} * (h_{vf} - h_{aa}) \quad (35)$$

Donde,

$\dot{m}_{fugas}$ es el flujo de vapor fugado (kg/s).

h_{vf} es la entalpía del vapor fugado (kJ/kg).

h_{aa} es la entalpía del agua de alimentación o de reposición (kJ/kg).

Pérdida por fugas en trampas de vapor,

También, el flujo de vapor (kg/s) que se fuga por una trampa de vapor en malas condiciones se puede calcular de la siguiente manera (UPME & Colciencias, 2009):

$$\dot{m}_{trampa} = \frac{\left\{ \left[\frac{(0,8 * 0,4118 * \pi)}{4} \right] * \left(\frac{D}{25,4} \right)^2 * (P * 14,502) \right\} * 0,4536}{\{[1,8 * (T + 273,15)]\}^{0,5}} \quad (36)$$

Entonces, el calor perdido en las trampas de vapor es el siguiente:

$$Q_{trampa} = \dot{m}_{trampa} * (h_{vf} - h_{aa}) \quad (37)$$

Donde,

D es el diámetro de la línea de vapor (mm).

P es la presión del vapor en el punto de la trampa (bar).

T es la temperatura del vapor en la línea (°C).

Pérdida por flujo de purga,

Por último, el flujo del agua de purga también genera una pérdida de calor y se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$Q_{purga} = \dot{m}_{purga} * (h_p - h_{aa}) \quad (38)$$

Donde,

$\dot{m}_{purga}$ es el flujo de agua de purga (kg/s).

h_p es la entalpía del agua de purga (kJ/kg).

2.5. CÁLCULO DE EFICIENCIA BASADO EN EXERGÍA

En el aparte anterior se mostraron los cálculos de energía en las entradas y salidas de un sistema de generación de vapor, pero es recomendable en medida de lo posible, también realizar un análisis de exergía que pueda brindar un diagnóstico de la calidad de la energía que estará disponible para procesos térmicos adicionales derivados de un sistema de vapor; entre mayor exergía se tenga en una corriente definida se puede decir que es una fuente energética de mayor calidad y disponibilidad al tener el mayor potencial de entalpía con la menor producción de entropía por unidad de masa. Entonces, el cálculo se basa también en un balance en estado estacionario (análogo a la primera ley de la termodinámica), pero ésta vez de exergía según lo muestra una variante de la segunda ley de la termodinámica, así (Ray et al., 2010):

$$\sum_i \dot{E}x_i - \sum_e \dot{E}x_e + \sum_r \dot{E}x_r^Q - \dot{W} = \dot{I} \quad (39)$$

Donde,

$\dot{E}x_i$ es el flujo de exergía en la entrada (i) del sistema.

$\dot{E}x_e$ es el flujo de exergía en las salida (e) del sistema.

$\dot{E}x_r^Q$ es el flujo de exergía asociado al flujo de calor que entra o sale por la frontera (r) del sistema a la temperatura de dicha frontera.

$\dot{W}$ es el trabajo neto generado en el sistema.

$\dot{I}$ es la tasa de destrucción de exergía.

De forma específica (por unidad de masa) se desarrolla la anterior ecuación así:

$$\sum_i \dot{\varepsilon}_i \dot{m}_i - \sum_e \dot{\varepsilon}_e \dot{m}_e + \sum_r \dot{\varepsilon}_r^Q - \dot{W} = \dot{I} \quad (40)$$

El término $\dot{\varepsilon}_r^Q$ o flujo de exergía asociado al flujo de calor en las fronteras del sistema, se puede calcular de la siguiente manera:

$$\dot{\varepsilon}_r^Q = \left(1 - \frac{T_{ref}}{T_r}\right) * \dot{Q}_r ; \quad T_{ref} = T_{amb} \quad (41)$$

Para el cálculo de $\dot{I}$ o tasa de destrucción de exergía:

$$\dot{I} = T_{ref} * \dot{\pi} \quad (42)$$

Donde $\dot{\pi}$ es el flujo de generación de entropía por todos los sistemas que participan en el proceso de generación de vapor. Ahora, la exergía específica puede presentarse en forma de exergía cinética, potencial, física o química; pero despreciando los cambios de energía tanto cinética como potencial, y siempre y cuando la corriente analizada no cambie su composición, se puede calcular únicamente la exergía física de la siguiente manera:

$$\varepsilon = \beta - \beta_{ref} \quad (43)$$

Siendo,

$$\beta = h - T_{ref} * s \quad (44)$$

Donde,

h es la entalpía específica (kJ/kg).

s es la entropía específica (kJ/kg.K).

Entonces, la exergía será:

$$\begin{aligned} \varepsilon &= (h - T_{ref} * s) - (h_{ref} - T_{ref} * s_{ref}) \\ \varepsilon &= (h - h_{ref}) - T_{ref}(s - s_{ref}) = \Delta h^{ref} - T_{ref} * \Delta s^{ref} \end{aligned} \quad (45)$$

Por tanto, éste balance es útil para conocer el estado de cada fuente energética en cuánto a su calidad y disponibilidad, hallando los puntos de mayor diferencial de entalpía con la mínima generación de entropía según la irreversibilidad de cada proceso. De acá también que se pueda establecer una eficiencia de exergía donde se relaciona la cantidad de exergía útil para la generación de vapor, respecto a la exergía total que ingresa al sistema, de la siguiente manera (análogo a la eficiencia de energía):

$$\psi (\%) = \frac{\dot{W}_{\text{útil}} + \sum_e \dot{E}x_{e\text{útil}}}{\sum_i \dot{E}x_i} \quad (46)$$

Si se desea extrapolar para el diagnóstico de calderas o sistemas de generación de vapor, se deben adaptar y calcular también todas las entradas y salidas mencionadas anteriormente en cuanto a la exergía de cada fuente.

3. METODOLOGÍAS DE DIAGNÓSTICO EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

Para la realización de un diagnóstico en eficiencia energética de máquinas térmicas es necesario determinar las metodologías para realizar un adecuado diagnóstico, y tener en cuenta las variaciones no sólo en cuanto a los modelos o principios termodinámicos, sino también en las variaciones metodológicas que pueden existir entre los diferentes sistemas o equipos que se pretendan evaluar; puesto que el objetivo no es sólo conocer la eficiencia en un momento específico sino hacer seguimiento y control para que dicha eficiencia se conserve durante en el tiempo.

De manera general, es importante mencionar la existencia de la norma técnica colombiana NTC-ISO 50001 del 30 de Noviembre de 2011 para la apropiación de sistemas de gestión de la energía (ICONTEC, 2011); cuyo propósito es mejorar el desempeño energético de las empresas, incluyendo la eficiencia energética, el uso y consumo de energía, la reducción de emisiones de GEI y de otros impactos ambientales asociados, y la reducción de costos de energía, todo a través de una gestión sistémica de la energía. Ésta metodología de implementación se basa también en el ciclo PHVA (planificar, hacer, verificar y actuar) y su modelo se resume en el siguiente diagrama:

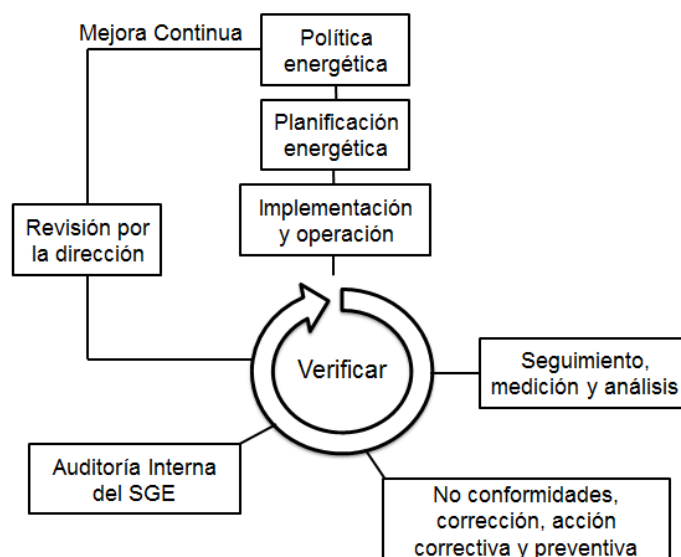


Figura 29. Ciclo PHVA para la aplicación de la norma NTC-ISO 50001 (ICONTEC, 2011).

Bajo la NTC-ISO 50001, se busca que la empresa desarrolle e implemente una política en el área energética, establezca unos objetivos, metas, planes de acción que tenga en cuenta requisitos legales, y se pueda recopilar la información con históricos del uso de la energía y los recursos relacionados; para ello se debe comenzar por la caracterización energética de la empresa, donde mediante un cuestionario se puede hacer un diagnóstico ambiental y de uso de los recursos energéticos, y a partir de esto se pueden identificar valores como el consumo energético, producción, carga eléctrica y térmica de los equipos, en un registro que se recomienda sea durante los dos últimos años de manera diaria y mensual, como sugiere el Ministerio de Minas y Energía en su documento *“Aplicación de la norma ISO 50001”* (MINMINAS, 2011).

Con esta información es posible determinar una línea base sobre la cual se pactan potenciales de ahorro de energía sin necesidad inicialmente de implementar nuevas tecnologías, definir una tendencia en eficiencia energética de la empresa, así como conocer las pérdidas en los diferentes procesos productivos, establecer indicadores de eficiencia, metas de mejora, y gráficas de control (MINMINAS, 2011). Se define como línea base o *“línea basal o estudio de base”* a la primera medición de todos los indicadores contemplados en el diseño del sistema de gestión energética, que permite conocer el primer valor de los indicadores al momento de iniciarse las acciones de mejora planificadas, es decir, es el punto de partida de la intervención energética (MINMINAS, 2011). Para esto, se recomienda en un sistema de generación de vapor tener la medición del consumo de energía (kWh), el consumo específico (kWh/Ton de vapor), y la eficiencia energética del sistema.

Toda ésta información es valiosa para el monitoreo de un proceso energético y cada uno de sus elementos, y su recopilación en un sistema centralizado facilita la elaboración del diagnóstico, puesto que se tiene un histórico de valores comparativos y un procedimiento estándar de operación que agiliza el análisis de causas ante variaciones de la eficiencia respecto a la línea base de operación y la tendencia de mejora energética establecida.

La primera información que se recomienda solicitar para el proceso de diagnóstico sobre cualquier equipo o sistema energético, debe ser una línea base energética con referencia en el consumo energético y el índice de eficiencia energética de primera ley, con una frecuencia mensual como mínimo; información que puede contextualizar y complementar el informe de diagnóstico que se va a realizar, así como la verificación del cumplimiento de metas y objetivos, análisis de variaciones y sus causas, y planificar la implementación de mejoras.

Además se deben especificar las condiciones de operación sobre las cuales se ha levantado la línea base; si el proceso requiere de manera intencional una variabilidad significativa de las condiciones de operación, se debe tener una forma clara de correlacionar éstas variables de operación respecto a la eficiencia energética del sistema o equipo, sabiendo que la eficiencia de sistemas energéticos es significativamente sensible ante las condiciones de operación.

Adicional a la NTC-ISO 50001:2011, la cual es una guía para la gestión de cualquier sistema energético, en el *“Manual de mantenimiento centrado en eficiencia energética para Colombia”* (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009) se plantea una estructura para la conservación de la eficiencia enfocado en el mantenimiento y operación sistémico de los equipos, la cual busca además estandarizar y monitorear el mantenimiento de manera que se puedan seguir las prácticas que conserven la mayor eficiencia según se lleva el registro en la línea base mencionada; siendo el mantenimiento un factor fundamental para la conservación de la eficiencia energética de un sistema a lo largo del tiempo, el cual debe estar acompañado de la participación proactiva del personal, la mejora de la calidad y la medición rutinaria del desempeño (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).



Figura 30. Esquema de mantenimiento basado en eficiencia energética.
(Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009)

En la Figura 30 se observa el esquema propuesto para la conservación de la eficiencia basado en el mantenimiento de los equipos, donde debe estar complementado por las operaciones adecuadas para garantizar la eficiencia de los equipos, el soporte de ingeniería donde se llevan indicadores de control basados en el conocimiento de las variables que afectan la eficiencia y las modificaciones necesarias para maximizarla, el entrenamiento del personal que garantice la correcta operación de los equipos, y la administración del sistema de gestión energética sobre el cual se soporta el diagnóstico de la eficiencia de los equipos, con actividades como la estandarización de procedimientos, la frecuencia del seguimiento, el registro y los formatos respectivos para las rutinas de monitoreo y control.

Dentro de las labores de ingeniería se resalta la identificación en lo posible de todas las variables que afecten directa e indirectamente el desempeño de un equipo o sistema energético; además de conocer las variables técnicas y operativas propias del equipo (por ejemplo las identificadas en el capítulo anterior para el diagnóstico de eficiencia de sistemas de generación de vapor), son fundamentales las variables indirectas e incluso menos técnicas que pueden afectar el sistema en su globalidad y sin duda se ve reflejado en la fluctuación de los indicadores a lo largo del tiempo, como por ejemplo el interés y capacitación del personal, los tiempos muertos, procesos innecesarios, entre otros. Esto se puede ver en la Figura 31.

Por esto, el diagnóstico de eficiencia energética se convierte en una labor dinámica y rutinaria y no una acción estática y aislada en el tiempo, entonces debe apoyarse y a su vez beneficiar al sistema de gestión energética, en cuanto al control de los costos energéticos a través del seguimiento de indicadores de eficiencia, el monitoreo de la condición de operación de los equipos y variables de proceso, la cuantificación de la pérdida de eficiencia en la línea de tiempo, la determinación del momento en que el incremento de los costos operacionales por pérdida de eficiencia se iguala a los costos de realizar mantenimiento o incluso renovaciones tecnológicas, la minimización de los costos de mantenimiento, costos energéticos, costos de reproceso debido a la operación del equipo en inadecuadas condiciones, entre otros.

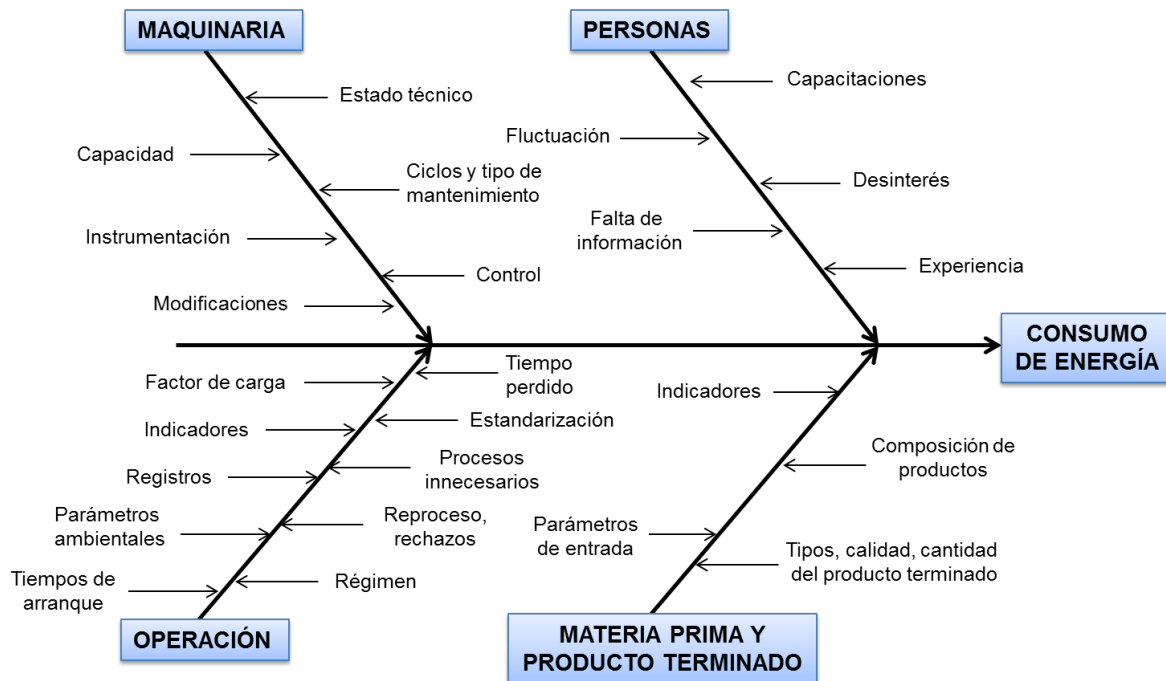


Figura 31. Diagrama de las variables de control.
(Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009)

Es fundamental para el diagnóstico de la eficiencia energética de un equipo la indagación tanto cualitativa como cuantitativa que se pueda realizar previo al diagnóstico que se va a realizar, para conocer el estado actual del equipo y el histórico que se tenga registrado.

Por eso la importancia de un sistema de gestión energético que permita definir los parámetros claves y lleven el registro del consumo de energía del equipo, el rastreo de las condiciones operativas perturbadoras o inusuales, la identificación de anomalías en el equipo que estén afectando el desempeño del mismo, el control de las condiciones del equipo de manera visual y de manera objetiva mediante el cumplimiento de los indicadores, gráficas de tendencia y registros operativos, con la ayuda de herramientas de diagnóstico como termografías, análisis de vibraciones, análisis de aceites, ultrasonidos y rayos x, analizadores de gases, entre otros.

Por otra parte, se han identificado algunos autores que describen los pasos para la elaboración de una adecuada auditoría energética, como herramienta eficaz para el diagnóstico de desempeño de máquinas térmicas, y en general para la gestión energética dentro de las compañías; según (Abdelaziz et al., 2011), para ser efectivo el programa de gestión energética debe contener primero el análisis de datos históricos, luego una auditoría energética, análisis de ingeniería y finalmente propuestas de inversión basado en estudios de viabilidad tecno-económica, capacitación de personal y registro de la información. Aunque se pueden destacar varias herramientas para ahorrar energía a partir de su gestión, las tres principales que se mencionan son la auditoría energética, los programas de entrenamiento en eficiencia energética, y los programas de orden y aseo.

Se define la auditoría energética como una inspección, estudio y análisis de los flujos de energía en un sistema para su conservación o ahorro en las entradas sin afectar negativamente la salida; es la herramienta que ayuda a cualquier organización para analizar el uso adecuado de la energía, tomar decisiones para las áreas donde su consumo se puede reducir, planificar e implementar acciones de conservación viables, y buscar el equilibrio entre las entradas y el uso final (Abdelaziz et al., 2011). En la Figura 32 se describe un proceso típico de auditoría energética, que tiene una etapa cíclica y hace parte del monitoreo constante de un sistema, en la Figura 33 se muestran los recursos mínimos necesarios para realizar la auditoría.

Adicionalmente, se han clasificado tres tipos de auditoría de acuerdo al nivel de profundidad y detalle: la auditoría preliminar, la auditoría general y la auditoría detallada. La auditoría preliminar es la más sencilla y rápida, y se aplica cuando el tiempo es limitado, se trata de entrevistas pequeñas con el personal operativo, una breve revisión de facturas de servicios públicos y datos generales de operación, y un paseo a través de las instalaciones para familiarizarse con la operación de los equipos e identificar las áreas de evidente desperdicio de energía o ineficiencia. El alcance de esta auditoría es resaltar los costos de energía, identificar despilfarros en los principales procesos y establecer prioridades para optimizar el consumo.



Figura 32. Proceso típico de una auditoría energética. (Abdelaziz et al., 2011)

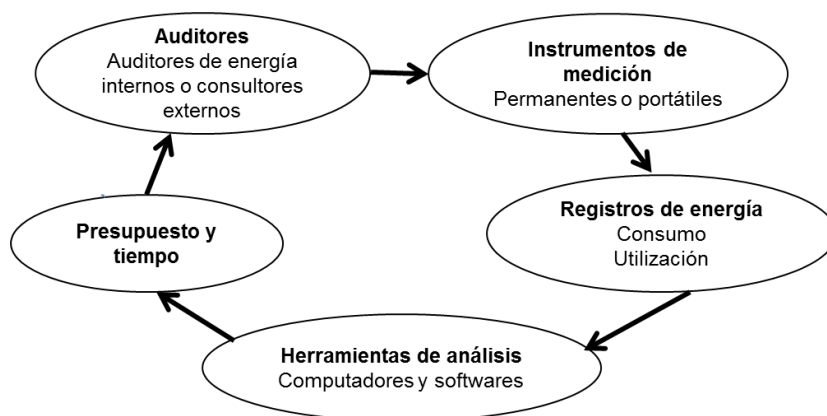


Figura 33. Recursos necesarios para una auditoría energética. (Abdelaziz et al., 2011)

Lo que se obtiene de una auditoría preliminar de energía es (Abdelaziz et al., 2011):

- ✦ Asegurarse del compromiso de la alta gerencia.
- ✦ Establecer el consumo de energía en la organización.
- ✦ Estimar el margen para el ahorro.
- ✦ Identificar las áreas que requieren mayor atención.
- ✦ Identificar mejoras inmediatas o de largo plazo.
- ✦ Emplear los datos existentes o que son obtenidos fácilmente.

La auditoría general incluye la recopilación de información más detallada sobre el funcionamiento de los equipos y la realización de una evaluación más detallada de las medidas de conservación de energía identificadas. Las facturas de servicios públicos son recogidas por un período de 12-36 meses para permitir que el auditor identifique los perfiles de uso de energía. Se realizan entrevistas en profundidad con el personal de planta para tener una mejor comprensión de los principales sistemas consumidores de energía, así como la comprensión de las variaciones en el consumo de energía diario, mensual y anual (Abdelaziz et al., 2011).

La auditoría detallada incluye un modelo dinámico de características de uso de la energía, tanto de las instalaciones existentes como de todas las medidas de conservación de energía identificadas; el modelo se calibra con los datos reales para levantar una línea base realista que permite calcular ahorros operativos para las medidas propuestas. Se da una gran atención para comprender no sólo las características de funcionamiento de todos los sistemas que consumen energía, sino también las situaciones que causan variaciones de carga en base al corto y largo plazo. Normalmente, una auditoría de detalle se subdivide en tres fases: la pre-auditoría, la auditoría como tal, y la post-auditoría; los pasos que se recomiendan realizar en cada fase se muestran en la Tabla 21 (Abdelaziz et al., 2011).

Tabla 21. Pasos para la realización de una auditoría de detalle (Abdelaziz et al., 2011).

PASOS	PLAN DE ACCIÓN
Fase 1 – Pre-auditoría	
Paso 1	♦ Planificar y organizar el recorrido de la auditoría ♦ Entrevista informal con el director de la gestión de energía y el jefe de producción
Paso 2	♦ Programa de breve reunión de socialización con los jefes de división
Fase 2 - Auditoría	
Paso 3	♦ Recopilación de datos primarios, diagrama de flujo del proceso y diagrama de uso de la energía
Paso 4	♦ Elaborar encuesta o cuestionario y monitorear
Paso 5	♦ Realizar ensayos o mediciones detalladas de los equipos de más alto consumo
Paso 6	♦ Análisis de uso de energía
Paso 7	♦ Identificar y desarrollar oportunidades de conservación de energía
Paso 8	♦ Análisis de costo - beneficio
Paso 9	♦ Reporte de informe y presentación a la alta dirección
Fase 3 – Post-auditoría	
Paso 10	♦ Implementación y seguimiento

En complemento, (Saidur et al., 2009), describe un procedimiento para la realización de cualquier tipo de auditoría energética, el nivel de detalle lo define el equipo de expertos o auditores; menciona que la auditoría parte de una reunión con el personal de planta que es familiar de las condiciones físicas y la operación día a día del equipo, para identificar qué áreas deben ser el foco de la auditoría, y se tiene una lista de chequeo o cuestionario que se recomienda enviar al personal por lo menos una semana antes de la fecha programada para la auditoría. Seguido a la reunión, se hace una visita de planta con el equipo de auditoría, luego los auditores deben hacer una revisión de los manuales de operación y las especificaciones técnicas de los equipos. En adición, para facilitar la inspección, se hace una nueva reunión con el personal para revisar los hallazgos preliminares y las recomendaciones.

Junto a esto se realiza la visita de auditoría, se recopila la información que se requiere sea en tiempo real, y se puede hacer un reporte en sitio con las recomendaciones pertinentes; de ser necesario, se puede pactar un tiempo para entregar un informe completo de auditoría.

Por último, (Sola, Mota, & Kovaleski, 2011) proponen mejorar la eficiencia energética de sistemas industriales bajo un análisis multi-criterio; puesto que normalmente las mejoras en eficiencia están ligadas a problemas de decisión y barreras al interior de las organizaciones, ausencia de planeación estratégica y falta de procedimientos en gestión energética; se deben contemplar éstos criterios internos pero también criterios externos como la elaboración de políticas de cumplimiento obligatorio para la renovación tecnológica, incentivos financieros, o un mercado que comience a ofrecer tecnologías eficientes energéticamente aunque puedan ser más costosas.

Entonces, dentro del análisis multi-criterio se definen algunos criterios de decisión como los costos de inversión, la cantidad de energía ahorrada, el valor o precio de la energía ahorrada, el valor simple de retorno (*payback*), el valor presente neto, la tasa interna de retorno, las condiciones técnicas (factor de operación, confiabilidad, condiciones de servicio); cada criterio tiene un peso o una preferencia definido por los expertos, y mediante un análisis de escenarios con herramientas computacionales (*software*) se pueden tomar las decisiones o recomendaciones más apropiadas para cada situación.

Por tanto, se describe el proceso de toma de decisión para el mejoramiento de la eficiencia energética en las siguientes fases: identificar la situación problema, formulación de problemas, un modelo de evaluación y las recomendaciones finales (Sola et al., 2011); en la Figura 34 se describe el procedimiento.

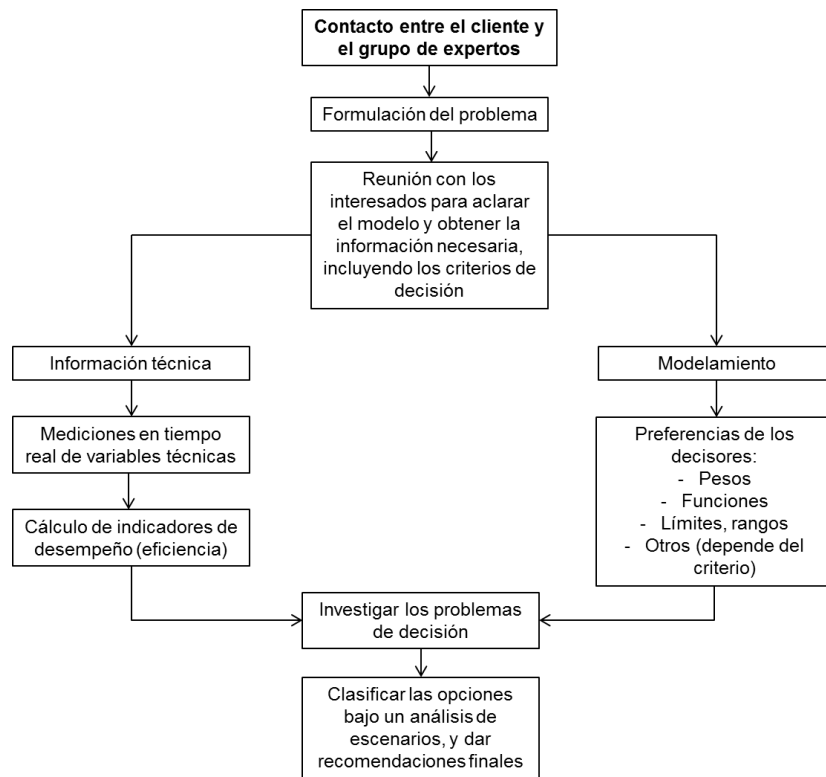


Figura 34. Modelo para la toma de decisión en mejoras energéticas. (Sola et al., 2011).

3.1. METODOLOGÍAS APLICABLES A SISTEMAS DE VAPOR

Además del modelo matemático mostrado en el capítulo anterior para el cálculo de la eficiencia energética en sistemas de generación de vapor, y de las metodologías globales para el diagnóstico de sistemas energéticos; se han encontrado algunos autores que recomiendan metodologías para el cálculo propiamente de la eficiencia de sistemas de vapor (específicamente calderas), y aunque los modelos de cálculo son similares, el procedimiento para hacerlo puede diferir.

(Siddhartha Bhatt, 2000) propone la necesidad de elaborar una herramienta computacional de diagnóstico para aplicar durante una auditoría en sistemas de vapor, y recomienda que la eficiencia global sea calculada como el producto de un segmento de eficiencias de los diferentes subsistemas; de esta manera, se pueden dar indicaciones claras de pérdidas de energía y se soportan cuantitativamente las decisiones recomendadas para el ahorro energético.

Entonces, la eficiencia global es la relación entre la eficiencia de la caldera por la eficiencia de las líneas de vapor y la eficiencia del consumo final de vapor, sobre la eficiencia de los condensados no recuperados; pero la eficiencia de caldera es a su vez el producto de la eficiencia de combustión por la eficiencia de la transferencia de calor y la eficiencia del material. De igual manera, la eficiencia de cada subsistema será la relación de calores, entre el calor útil en cada subsistema y el calor total de entrada.

Esta forma tiene el beneficio de parcializar las eficiencias, lo que permite identificar más fácil los lugares de menor eficiencia, mayor pérdida o menor conservación de energía, de forma que se puede centralizar la auditoría y ofrecer recomendaciones priorizadas. De manera complementaria, (Saidur, Ahamed, & Masjuki, 2010) y (Ohijeagbon, Waheed, & Jekayinfa, 2013) expresan una metodología para el cálculo de la eficiencia energética y exergética de manera parcializada en cada uno de los subsistemas involucrados en un sistema de generación de vapor, como se muestra en el siguiente diagrama:

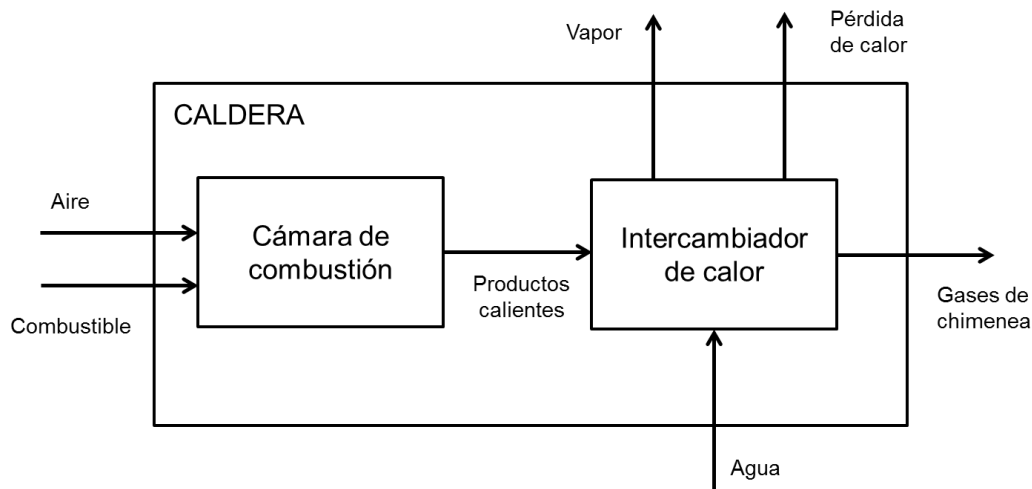


Figura 35. Esquema para cálculo eficiencia de caldera (Saidur et al., 2010).

Del esquema, se ha determinado que generalmente la cámara de combustión es el mayor contribuidor a la destrucción de exergía, seguido del intercambiador de calor; además se recomienda principalmente recuperar el calor de los gases de combustión e instalar variador de velocidad en los ventiladores de extracción de gases (Saidur et al., 2010). Entonces en la metodología se propone evaluar de manera independiente el combustor y el intercambiador de calor, con balances de primera y segunda ley de la termodinámica, y balances de conservación de masa por componente, para definir la eficiencia energética, exergética y la tasa de destrucción de exergía; además de calcular la relación de evaporación (cantidad de vapor generado sobre la cantidad de combustible consumido), la temperatura, entalpía y entropía en todas las fuentes.

Para la determinación de las variables, la metodología propone dos categorías principales, la determinación de las variables de operación y la determinación de las variables de desempeño. En las variables de operación se tienen tanto las variables directas como las indirectas (las que deben ser calculadas) que describan las actividades termodinámicas genéricas en la caldera; las variables de desempeño serán los indicadores de control, como variaciones en los valores de energía y exergía, las eficiencias, sus pérdidas y la ubicación de las mismas. Esto se muestra en el siguiente diagrama (Ohijeagbon et al., 2013):

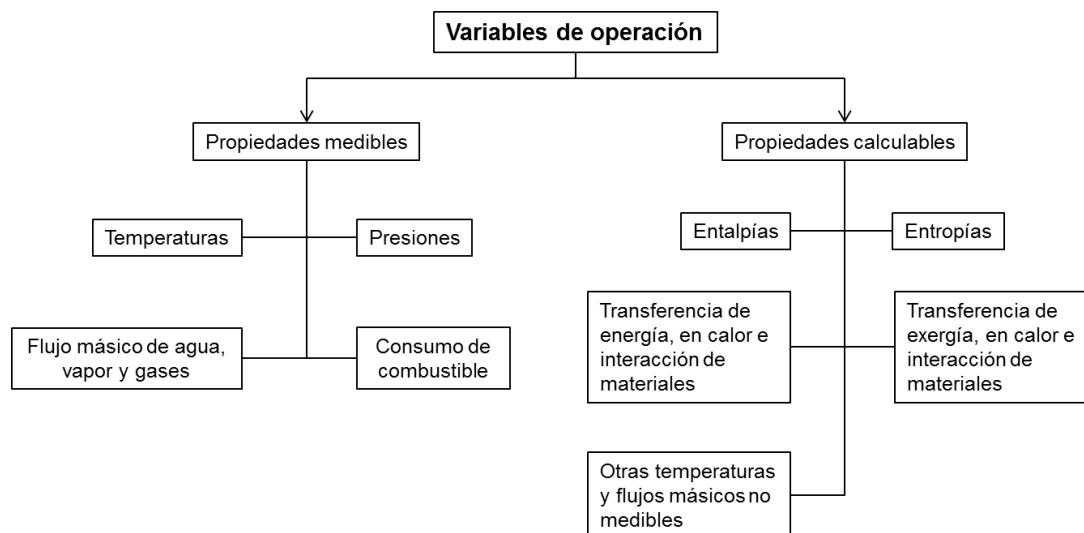


Figura 36. Esquema de las variables de operación (Ohijeagbon et al., 2013).

Adicionalmente, (Santo, 2014) propone para sistemas de trigeneración, o para sistemas de vapor donde se pueda recuperar calor para su uso en otros procesos (por ejemplo el calor de gases de combustión) el cálculo de dos factores significativos: el factor de utilización de energía (EUF de sus siglas en inglés) y el ahorro de energía primaria (PES de sus siglas en inglés). Entonces si se conoce la producción de vapor, y otros energéticos como agua caliente o electricidad, el EUF es la suma de éstos productos obtenidos sobre la entrada total de energía al sistema (en el caso que sólo se produzca vapor, corresponde a la misma eficiencia energética). El PES consta de la evaluación del consumo de energéticos primarios (kWh) en un periodo de tiempo definido y la reducción del consumo luego de la implementación de una mejora en el sistema de vapor.

Por último, (Cardu & Baica, 2001) ha propuesto una metodología global a partir de la composición química de los gases de combustión y de algunas correlaciones experimentales, para calcular la eficiencia ecológica-energética (ε) con base en la modificación de la eficiencia energética general, evaluada en plantas térmicas de generación de potencia y en sistemas de vapor, que permite cuantificar el impacto ambiental de los sistemas de combustión luego del consumo de combustibles fósiles. (Cardu & Baica, 1999a) (Cardu & Baica, 1999b).

Han definido la eficiencia ecológica-energética (ε) de la siguiente manera:

$$\varepsilon = \left[\frac{0.204}{n + \pi_g} \ln(135 - \pi_g) \right]^{0.5} \quad (47)$$

Donde,

n es la eficiencia energética general.

Siendo π_g un indicador de polución, se calcula así:

$$\pi_g = \frac{(CO_2)_e}{Q_i} \quad [kg/MJ] \quad (48)$$

Donde $(CO_2)_e$ es el contenido de CO_2 equivalente en los gases de combustión, y Q_i es el poder calorífico inferior del combustible (MJ/kg comb). Entonces el $(CO_2)_e$ es:

$$(CO_2)_e = (CO_2) + 700(SO_2) + 1000(NO_x) \quad [kg/kg \text{ comb}] \quad (49)$$

Donde (SO_2) y (NO_x) son los contenidos respectivos en los gases de combustión, que resultan de la combustión de un 1kg de combustible. Para el caso que se tengan equipos encargados de atrapar SO_2 o NO_x de los gases (denominados *Desulph* o *Denox*), se puede disminuir notablemente el impacto ambiental y por tanto se reduce la relación de CO_2 equivalente, por lo que se modifica la relación así:

$$(CO_2)_e = (CO_2) + 700(1 - \sigma_s)(SO_2) + 1000(1 - \sigma_n)(NO_x) \quad (50)$$

Siendo σ_s un factor de reducción de emisiones de SO_2 , y σ_n un factor de reducción de emisiones de NO_x .

3.2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

Para abordar el diagnóstico en eficiencia, se debe conocer inicialmente si en la empresa se lleva a cabo un sistema de gestión energética y cuál es su estado, luego cuál es el estado energético del proceso, de los equipos relacionados en la generación de vapor y los equipos involucrados en el consumo final del vapor, el proceso productivo que se lleva a cabo y el uso final del vapor en la empresa, los indicadores de eficiencia energética, las variables de control que afectan a los respectivos indicadores y sus límites aceptables, las causas de las desviaciones y las acciones preventivas y correctivas para el incremento de la eficiencia energética de los equipos.

Esto se puede plantear en un cuestionario anterior al momento del diagnóstico de eficiencia en planta, con preguntas como:

- ¿Se tiene un sistema de gestión energética? ¿Cuál es su estado?
- ¿Cuál es el estado energético del sistema de generación de vapor?
- ¿Cuáles equipos o procesos se involucran en el consumo del vapor?
- ¿Qué indicadores se calculan para controlar la eficiencia del sistema de generación de vapor?
- ¿Qué variables afectan dichos indicadores y cuáles son los límites aceptables?
- ¿Qué desviaciones son usuales en la eficiencia y las posibles causas?
- ¿Qué acciones se han tomado para maximizar la eficiencia del sistema de generación de vapor?

Una vez conocida la información general del estado energético de la empresa y del sistema de generación de vapor propiamente (llevando registro de los formatos adecuados), se deben seguir los siguientes pasos de ejecución e implementación previos al diagnóstico y al cálculo en sí de la eficiencia energética del sistema de generación de vapor, como objetivo final de dicho diagnóstico.

3.2.1. Seguimiento a gráficos de tendencia

Una forma adecuada para conocer el comportamiento energético del equipo o proceso, para el caso el sistema de generación de vapor, es el seguimiento de los gráficos de tendencia de consumo energético y de ahorros, de los cuales se debe llevar registro en la empresa. De no ser así, se recomienda comenzar por el levantamiento de la línea base de consumo energético del sistema de generación de vapor, para ello se deben identificar los equipos claves del sistema, el área a la que pertenecen, el consumo de energía (kWh/mes) y el porcentaje de participación respecto a toda la planta; luego determinar la línea base de cada equipo a partir de la relación de consumo de energía y la producción, cuya expresión matemática las relacione de manera lineal, así:

$$E = k * Prod + E_o \quad (51)$$

Donde,

E, es el consumo de energía (kWh)

Prod, es la producción (Ton vapor)

Eo, es la energía no asociada a la producción (kWh)

k, es el índice de consumo del equipo (kWh/Ton vapor)

La anterior ecuación refleja que el consumo energético para la línea base siempre cuenta con una carga base y otra carga variable, la carga base no depende del volumen de producción y se atribuye a los demás factores no asociados al proceso productivo, en cambio la carga variable si depende directamente de la producción y por tanto se puede complementar con algún indicador de consumo energético específico que relaciona el consumo de energía por unidad producida.

De forma análoga, se debe tener una línea base para la eficiencia energética, de no existir se debe relacionar en bibliografía con valores de diseño o de referencia para la eficiencia energética, según la tecnología del sistema de vapor analizado.

3.2.2. Seguimiento a las variables de control

Además de definir todas las variables que directa o indirectamente pueden afectar el desempeño del sistema de generación de vapor, las cuales serán condiciones de operación que reflejan el estado técnico de los equipos, es importante hacer el seguimiento de ellas de manera diaria y/o mensual. En la Tabla 22 se pueden observar las variables relevantes que se deben medir y controlar periódicamente en un sistema de generación de vapor, las cuales también están involucradas en el modelo de cálculo descrito en el capítulo anterior para la eficiencia energética. Además de conocer las variables de control, es necesario conocer el punto donde se debe realizar la medición, y dependiendo de cada equipo y la instrumentación instalada, el procedimiento correcto para medir cada variable.

Tabla 22. Variables de medición y control en calderas

VARIABLES DE MEDICIÓN Y CONTROL EN CALDERAS		
SUBSISTEMA	VARIABLES	PUNTO DE MEDICIÓN
Vapor	Flujo, temperatura, presión	En el generador o el cabezal de distribución
Combustible	Flujo, temperatura, presión, composición	Descarga de la bomba o caseta de suministro de combustible a caldera
Gases de combustión	Temperatura, humedad, composición, flujo	Chimenea lo más cercano al cuerpo de la caldera
Características visuales de la llama	Color base, cono, punta. Dirección de la llama	Visor de llama
Agua de alimentación	Flujo, temperatura, presión, composición	Descarga de la bomba y tanque de alimentación
Aire de combustión	Flujo, temperatura, presión, humedad absoluta	Ambiente, lo más cercano a la cámara de combustión
Tiro de los gases de chimenea	Presión de flujo	Antes del dâmpfer de la chimenea
Escoria de combustión	Flujo, temperatura, calor específico	Cámara de combustión
Equipos auxiliares (bombas y ventilador)	Temperatura de superficie Consumo de energía (voltaje y corriente)	Cuatro puntos diferentes en la superficie Toma eléctrico
Aislamiento de caldera	Temperatura	Cuatro puntos en la tapa frontal Cuatro puntos en la tapa trasera Doce puntos en cara lateral derecha (Matriz 3 filas 4 columnas), igual en la cara lateral izquierda
Aislamiento tuberías	Temperatura superficies, velocidad del viento, espesor del aislante, dimensiones de las tuberías	Paredes de las tuberías
Fugas de vapor	Presión, temperatura, diámetro de orificio, altura de la pluma	Punto de la fuga
Trampas de vapor	Presión, temperatura, diámetro de la línea	Cada una de las trampas existentes
Purgas	Flujo, temperatura, presión, composición	En el punto de purga
Ambiente	Presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad absoluta, temperatura de bulbo húmedo y de bulbo seco	Ambiente más cercano a la caldera

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009). (UPME & Colciencias, 2009)

En el documento “*Eficiencia energética en la generación y distribución del vapor*” (UPME & Colciencias, 2009) se pueden encontrar algunas alternativas para la medición de cada una de las variables mencionadas anteriormente, ante la ausencia de instrumentación adecuada.

En cuanto al procedimiento recomendado para la toma de las mediciones correspondientes y el posterior cálculo de la eficiencia energética, se sugiere dejar que la caldera mantenga la carga durante aproximadamente una hora para que los parámetros se estabilicen (a partir de los 30 minutos se deben tomar lecturas para verificar dicha estabilidad), una vez se alcance la estabilidad de la operación de la caldera, se puede iniciar la prueba.

En lo posible, la prueba debe realizarse al 50%, 75% y 100% de carga, cada prueba durante una hora y se deben tomar mediciones cada 15 minutos, éstos valores no deben tener diferencia mayor al 5% entre sí en cada prueba, de lo contrario se debe reiniciar. En los casos que sean posibles, variar temporalmente el régimen de combustión de la caldera y realizar mediciones de combustión a diferentes regímenes entre el mínimo y máximo independiente de la generación de vapor instantánea, buscando verificar también el desempeño del sistema de combustión. (UPME & Colciencias, 2009).

3.2.3. Evaluación de los indicadores energéticos del equipo

Se deben calcular los indicadores energéticos que se tengan actualmente en el sistema de gestión de la empresa, de manera que se puedan comparar en la línea del tiempo y según la línea base establecida para ello; si se encuentra que dentro del sistema de gestión energética no se tienen definidos indicadores energéticos apropiados, se recomienda calcular los siguientes indicadores:

- **Consumo energético específico:** Es la relación entre el consumo de energía total del sistema de generación de vapor y la cantidad de vapor producido (kWh/Ton vapor).
- **Diferencial de temperatura de caldera:** Es la diferencia entre la temperatura del vapor producido y la temperatura de los gases de chimenea, como se plantea en la ecuación (1).

- **Eficiencia de energía:** Se debe seguir el procedimiento descrito en el capítulo anterior (apartado 2.4), para calcular la eficiencia energética según la primera ley de la termodinámica, como se definió en la ecuación (3).
- **Eficiencia de exergía:** Éste indicador es opcional, y aunque no es frecuente su uso para el diagnóstico de desempeño de calderas, se ha descrito anteriormente los beneficios que brinda su cálculo. Se debe seguir el procedimiento descrito en el capítulo anterior (apartado 2.5), para calcular la eficiencia de exergía como se definió en la ecuación (45); complementando el indicador con el cálculo de la tasa de destrucción de exergía como se definió en la ecuación (41).
- **Eficiencia ecológica-energética:** Siendo opcional, se puede evaluar éste indicador para revisar el impacto ambiental de la combustión, como se mostró en el apartado 3.1, ecuación (46) (Cardu & Baica, 2001).
- **Otros indicadores:** Según las metodologías revisadas, aunque es opcional, se recomienda calcular los factores de utilización de energía (EUF), el ahorro de energía primaria (PES) y la relación de evaporación, como se mencionó en el apartado 3.1.

Una vez establecidos y calculados los indicadores, se debe realizar la comparación respectiva con los valores de diseño o de referencia según la línea base existente; además se deben estimar los beneficios económicos que representan los ahorros de energía proyectados. En el caso que se identifique una disminución en el desempeño del sistema de generación de vapor en alguno de los indicadores establecidos, se deben buscar las variables que se encuentran fuera de control y las relaciones de causa con las variaciones presentadas en el desempeño.

3.2.4. Identificación de variables fuera de control

Ante un cambio significativo en cualquiera de los indicadores anteriores, bien sea con un impacto positivo o negativo para el proceso, se deben identificar las variables que se encuentran fuera de control (de las mismas que se mencionaron en la Tabla 21), a partir de los límites mínimos y máximos establecidos para cada una de ellas, y los valores frecuentes en los históricos reportados para cada variable. Una vez identificadas las variables se pueden realizar los análisis de causa respectivos.

En la Tabla 23 se muestran algunas variables de control y los rangos de operación recomendados para cada subsistema definido, que se sugieren monitorear y que afectan significativamente el desempeño de un sistema de generación de vapor.

En el caso que los indicadores calculados para el sistema de generación de vapor sean acorde con la línea base establecida en la empresa (y las variables se encuentren en los rangos definidos), pero los indicadores sean diferentes a los valores de referencia hallados en literatura para las tecnologías identificadas (como por ejemplo la Tabla 3), se debe realizar un análisis de sensibilidad de las variables significativas, tomando mediciones periódicas de las variables y calculando los indicadores mencionados ante cambios en las variables de control en los rangos de operación permitidos. Se debe proponer un protocolo de mediciones posterior al diagnóstico entregado en eficiencia energética, para analizar el comportamiento ante cambios en cada una de las variables significativas según sea el caso, y proponer recomendaciones de mejora.

3.2.5. Identificación de las causas de desviación

Posterior a la identificación de las variables que se encuentran fuera de control, o por fuera del rango de operación recomendado, se debe realizar los análisis de causa respectivos y definir la causa raíz de la desviación evidenciada en los indicadores de eficiencia.

Tabla 23. Variables de control y posibles causas de desviación.

SUBSISTEMA	VARIABLE	PATRÓN O REFERENCIA	POSIBLES CAUSAS	POSIBLES SOLUCIONES
Combustible	Temperatura (líquidos)	-	Problemas en el precalentador de combustible líquido	Revisar operación del precalentador, realizar limpieza
	Presión	12-14psig (gases)	Problemas en la válvula reguladora de gas. En líquidos problemas en la atomización.	Revisar estado de la válvula reguladora de gas. Realizar limpieza de filtros y de boquillas de atomización
Gases de combustión	Temperatura	Tabla 11. Mayor que temperatura rocío ácido	Mala combustión, superficies interiores de la caldera sucias, incrustaciones, desajuste del tiro	Ajustar la combustión, ajustar el tiro, limpiar las superficies internas de la caldera
	%O ₂	Tabla 8	Por debajo: Falta de aire de combustión	Incrementar cantidad de aire o aumentar el tiro de los gases
			Por encima: Exceso de aire de combustión	Disminuir cantidad de aire, cerrar los dâmpers, disminuir el tiro de los gases
	%CO	100 – 250 ppm	Falta de aire de combustión	Incrementar aire, abrir dâmpers, aumentar el tiro
			Mal estado de quemadores	Revisar estado de los quemadores
	%CO ₂	Tabla 7 – 8	Por debajo: Falta de aire de combustión	Incrementar cantidad de aire o aumentar el tiro de los gases
			Por encima: Exceso de aire de combustión	Disminuir cantidad de aire, cerrar los dâmpers, disminuir tiro de gases
	%SO _x	-	Composición no deseada en el combustible empleado	Revisar la composición del combustible
	%NO _x	-	Composición no deseada en el combustible empleado	Revisar la composición del combustible
	Tiro (Presión)	-0,15 a -0,4 mbar	Desajuste del dâmpers de chimenea, problemas en la capacidad del ventilador	Ajuste del dâmpers, evaluar el funcionamiento del ventilador
Aire de combustión	Temperatura	Tabla 9	Poca recuperación de calor en el precalentador o calentador de aire	Revisar funcionamiento del precalentador y calentador, realizar limpieza
	Flujo (% Exceso)	Tabla 9 – 10	Ausencia de control o desajuste de la relación Aire-Comb. Mal funcionamiento del dâmpers de aire	Revisar el ajuste y/o control de la relación Aire-Comb. Revisar funcionamiento dâmpers

SUBSISTEMA	VARIABLE	PATRÓN O REFERENCIA	POSIBLES CAUSAS	POSIBLES SOLUCIONES
Llama de combustión	Coloración: Base Cono Punta	Base: Azul Cono: Naranja – Amarillo Punta: Amarilla	Roja – Blanca: Combustión incompleta, alto flujo de combustible, bajo exceso de aire, obstrucción en la punta del quemador	Disminuir el flujo de combustible, abrir dámper de aire, aumentar el tiro, destapar puntas de quemadores, reemplazar boquillas
			Azul – Puntas amarillas: Exceso de combustible, bajo exceso de aire, obstrucción en la punta del quemador	Disminuir flujo de combustible, abrir dámper de aire, aumentar el tiro, destapar puntas de quemadores, reemplazar boquillas
			Azul – Desprendimiento de llama: Velocidad de la mezcla Aire-Comb superior a la velocidad de llama. Aumento de aire o presión de Combustible, falta oxígeno, mayor diámetro inyector	Restablecer las variables causantes a sus valores. Precalentar la mezcla aire-Comb. antes de salir del quemador
Agua de alimentación	Temperatura	-	Poca recuperación de condensados, mal funcionamiento del desaireador térmico o del economizador. Recuperador de calor de purgas fuera de servicio	Elevar recuperación de condensados, poner en servicio el recuperador de calor de purgas. Revisar funcionamiento del desaireador térmico, limpiar economizador.
	Sólidos disueltos	Tabla 6	Falta tratamiento del agua de alimentación	Evaluar el tratamiento que se está realizando al agua de alimentación
	Contenido sílice	Tabla 6		
Agua de caldera	Sólidos disueltos	Tabla 5	Falta de purgas en el fondo, o por el contrario, exceso de purgas	Realizar purga de fondo, revisar la frecuencia de las purgas
	Contenido sílice	Tabla 5		
	Alcalinidad	Tabla 5		
	pH	Tabla 5		
Bombas y ventiladores	Temperatura superficial	Menor a 50°C	Mal funcionamiento de los equipos, falta de limpieza	Revisar el funcionamiento de los equipos, realizar limpieza completa
Aislamiento de caldera, tubería y accesorios	Temperatura superficial	Menor a 50°C. Pérdida calor menor al 3%.	Deficiente aislamiento, pérdidas de las propiedades, fugas	Verificar el aislamiento, eliminar fugas
Trampas de vapor	Temperatura	Menor a 50°C	Deficiente aislamiento, pérdidas de las propiedades, fugas	Verificar el aislamiento, eliminar fugas
	Flujo recuperado de condensado	Pérdida de 22-45 kg Vap/h. Trampas defectuosas menor 5%	Trampas defectuosas	Sustituir trampas

Fuente: (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009).

Además, en la Tabla 23 se muestran las posibles causas para la desviación de las diferentes variables de control establecidas en cada subsistema, cabe resaltar que cada una de las causas debe ser evaluada de manera cuantitativa y se debe comparar el comportamiento de los indicadores ante la modificación de cada una de las recomendaciones mencionadas.

3.2.6. Identificación de acciones correctivas y preventivas

Finalmente, conociendo la causa puntual por la cual se presenta la desviación de una o varias variables de control, y por ende una desviación en los indicadores de eficiencia, se deben determinar las acciones correctivas y preventivas correspondientes para el equipo y/o proceso; entre las preventivas típicamente se tiene limpieza de superficies de transferencia de calor, lubricación, ajustes eléctricos y mecánicos, cambio de aceite y aislamientos, sustitución de elementos o accesorios, reajuste de componentes, entre otros. También algunas posibles acciones de solución se muestran en la anterior Tabla 23.

Una vez planteadas las soluciones puntuales que pueden restablecer o incluso mejorar la eficiencia energética, se deben relacionar directamente con la proyección de ahorros económicos. Con esto, se culmina el proceso de diagnóstico describiendo las razones por las cuales se proponen cada una de las acciones de mejora y se realiza el registro de todo el procedimiento en el informe final.

3.2.7. Registro de la información

Toda la información que se obtenga durante el proceso de diagnóstico energético se debe recopilar y documentar de una manera adecuada, que sirva para complementar el sistema de gestión energética que se tenga en la empresa, y que de manera ágil y dinámica constituya el informe final de la visita técnica y el diagnóstico realizado. Por esto, se recomienda la elaboración de formatos estandarizados que se puedan aplicar para cualquier empresa y en cualquier situación, y que sean prácticos permitiendo que sean llenados durante la misma visita de planta.

Resumiendo los apartes anteriores de la metodología, la información que se debe registrar comprende los siguientes aspectos:

- Estado general energético del proceso y/o equipos evaluados.
- Estado general del sistema de gestión energética de la empresa.
- Gráficos de tendencia, línea base, o valores de referencia para los indicadores energéticos que se van a evaluar.
- Identificación de variables de control, la existencia de instrumentación adecuada.
- Formato de mediciones y pruebas realizadas.
- Cálculo de indicadores energéticos.
- Identificación de variables fuera de control, causas de desviación.
- Mediciones y pruebas para análisis de sensibilidad de variables fuera de control.
- Recomendaciones, acciones de mejora tanto preventivas como correctivas.

En un formato de diagnóstico se debe comenzar con la siguiente información:

- Nombre del formato (Actividad a realizar) y consecutivo del formato.
- Fecha y hora.
- Nombre y cargo de quien opera el equipo.
- Nombre y cargo de quien realiza los últimos mantenimientos.
- Nombre y cargo del responsable (quien ejecuta el diagnóstico).

En la información general del equipo (sistema de generación de vapor), tener:

- Tipo de caldera y número de pasos (Pilotubular, acuotubular).
- Marca de la caldera, modelo, serie.
- Tipo de vapor generado, presión de vapor (psig), (mín., máx., prom., actual).
- Capacidad (BHP), flujo de vapor (Lbm/h) nominal y actual.
- Característica del tiro (inducido o forzado).
- Medición de presión del tiro (mbar) nominal y actual.
- Tipo de quemador (Atmosférico, de dos llamas, modulante, etc).
- Marca del quemador, modelo, serie, Ignición
- Tipo de combustible, flujo, presión antes del quemador y temperatura.

En las condiciones de funcionamiento del sistema, se debe tener:

- Temperatura y caudal del agua de alimentación.
- Tipo de vapor generado (Presión y temperatura actual).
- ¿Posee tratamiento el agua de alimentación?, ¿de qué tipo?
- Composición del agua de alimentación (Sólidos totales disueltos, contenido de sílice, alcalinidad, pH).
- ¿Posee precalentador el agua de alimentación, el aire o el combustible?
- Frecuencia con la que se analizan los gases de combustión.
- ¿Se recuperan los condensados?, ¿cuánto se recupera?
- Frecuencia con la que se inspeccionan las trampas de vapor.
- Frecuencia con la que se inspeccionan fugas.
- Frecuencia con la que se revisa el estado del aislamiento.
- Temperatura de gases de combustión (@ presión de trabajo).
- Temperatura referencia (Temperatura del ambiente).
- Coloración de llama en base, cono y punta.
- Temperatura en la superficie de caldera y en las tuberías de vapor.

Adicionalmente, se debe tener una lista de chequeo del estado general del sistema, donde se marque el estado entre: bien o aceptable, regular (necesita intervención) y mal o inaceptable (se puede habilitar un espacio para observaciones); con la siguiente información (Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias, 2009):

- Estado del sistema estructural donde se soporta la caldera.
- Vibraciones anormales en la caldera.
- Presencia de marcas de quemado en el visor de la llama o en la tapa trasera.
- Fugas de gases en las juntas de las tapas o mirillas.
- Fugas en tuberías de distribución de vapor y retorno de condensados.
- Fugas en válvulas, acoples y accesorios en general.
- Estado de las trampas de vapor.
- Fugas en la alimentación de agua.
- Estado de los quemadores y la llama (color, olor, ruido, forma de la llama).
- Estado reguladores de caudal de aire.

- Estado de filtros de combustible.
- Estado de la bomba de combustible o sistema de alimentación.
- Estado de la tubería de combustible.
- Estado de filtros de aire.
- Procedimiento y frecuencia de purga.
- Estado de la línea y válvula de purga.
- Estado del aislamiento en el cuerpo y líneas de distribución.
- Estado de la chimenea.
- Estado del calentador de aire.
- Estado del precalentador de combustible.
- Estado de los desaireadores.
- Estado del economizador.
- Estado del sistema de llenado de agua de caldera, control de nivel.
- Estado de la bomba de alimentación de agua.
- Estado del filtro de agua.
- Estado del ventilador.
- Ruidos anormales en las bombas y ventilador de extracción.
- Estado de la instrumentación de la caldera.
- Estado de los controles de nivel, temperatura y presión de la caldera.
- Funcionamiento de las alarmas, luces y demás sistemas de seguridad.

Para finalizar, el proceso de diagnóstico descrito se muestra resumido en el siguiente diagrama de flujo-proceso (Figura 37), donde se tiene puntos de decisión importantes en cuanto a la existencia de un sistema de gestión energética para el sistema de vapor, la existencia de instrumentación y procedimientos de medición adecuados, y el ajuste de los indicadores calculados a la línea base o valores de referencia y a los rangos de operación establecidos para el proceso de generación de vapor.

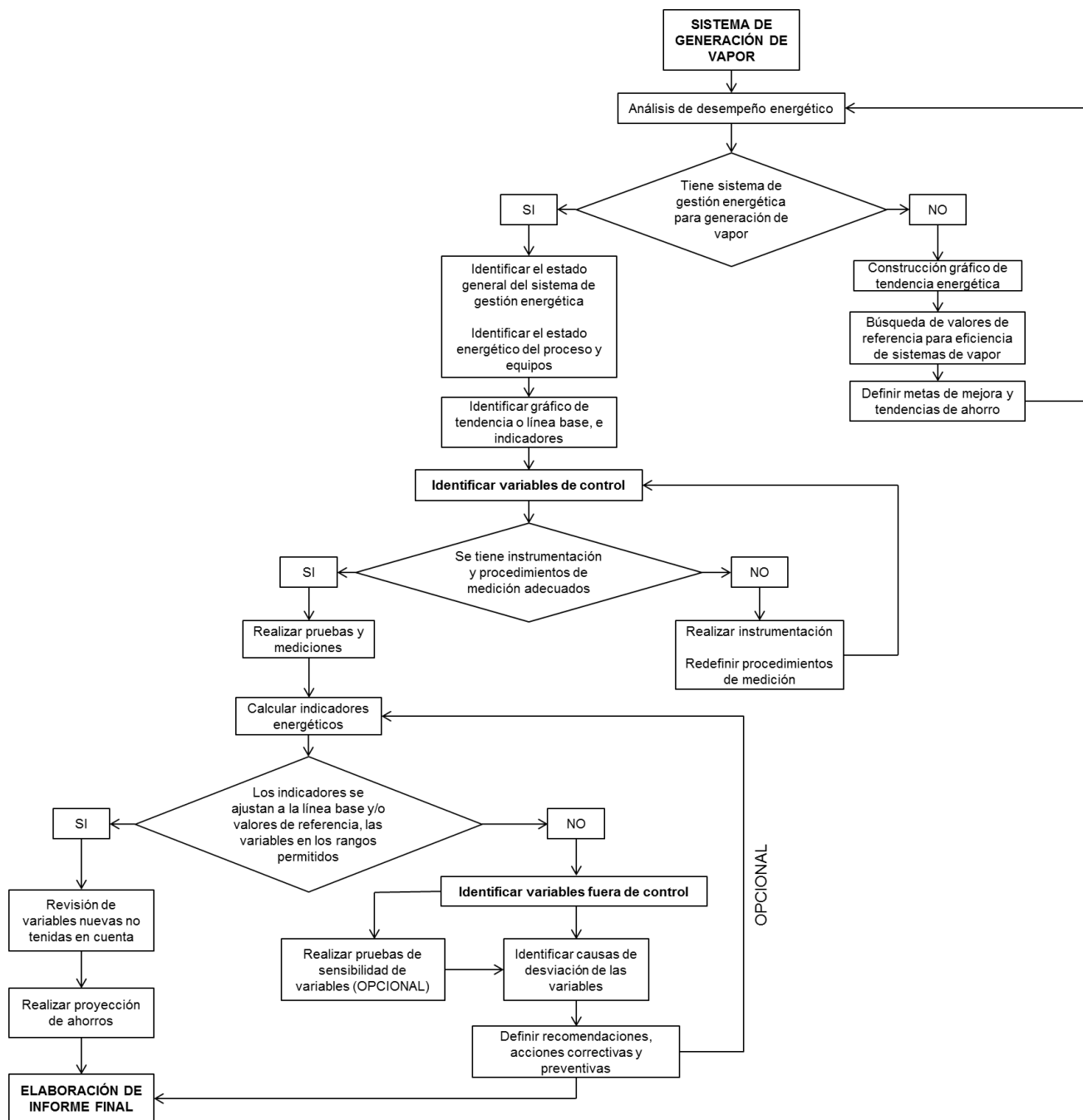


Figura 37. Diagrama de flujo para el diagnóstico energético de sistemas de vapor.

Según las metodologías para el cálculo del desempeño de sistemas de vapor, se decide que en una auditoría de diagnóstico siempre se debe comenzar por las mediciones respectivas para el cálculo de la eficiencia energética (por primera ley según el método directo), el consumo de energía específico, el diferencial de temperatura de caldera y la relación de evaporación. También se decide que en todo diagnóstico se debe realizar el cálculo de la eficiencia ecológica-energética, pues es importante mostrar al cliente el impacto ambiental que se está generando en el proceso de generación de vapor.

En la situación que sea más conveniente o más práctico, el aplicativo debe dejar la posibilidad de emplear el método indirecto para el cálculo de la eficiencia energética. Además, según solicitud y acuerdo con el cliente, se puede realizar el cálculo de la eficiencia exergética, y de factores adicionales como el de utilización de energía (EUF), y el ahorro de energía primaria (PES). También, a medida que se emplee la metodología se puede considerar la opción de mostrar al cliente la eficiencia energética de manera parcializada tanto para el quemador como para la región del intercambiador de calor en la caldera, como lo expresan (Saidur, Ahamed, & Masjuki, 2010) y (Ohijeagbon, Waheed, & Jekayinfa, 2013).

4. DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA DE UN APLICATIVO

Teniendo definida una metodología que de manera general permita realizar el diagnóstico de eficiencia en sistemas de generación de vapor, se procede a diseñar un aplicativo o una herramienta computacional desarrollada a la medida que facilite el proceso de diagnóstico y estandarice el trabajo según la metodología descrita en el capítulo anterior. En el presente capítulo se muestra el diseño de la estructura del aplicativo desde la interfaz gráfica, el contenido de las ventanas y pestañas que cumplan la secuencia de la metodología definida, las utilidades que debe contener y el funcionamiento de los diferentes objetos de interacción con el usuario para la entrada y salida de datos. El diseño se realiza con el software de código abierto SciLab 5.5 que contiene el módulo “*Graphical User Interface (GUI) Builder*”.

El aplicativo comienza con una ventana de inicio (Figura 38) donde se muestra al usuario información complementaria de conocimiento para el adecuado uso del aplicativo, sobre la universidad o la entidad desarrolladora del aplicativo, la documentación en eficiencia energética y en sistemas de vapor, las ecuaciones y propiedades termodinámicas involucradas en los modelos de cálculo.

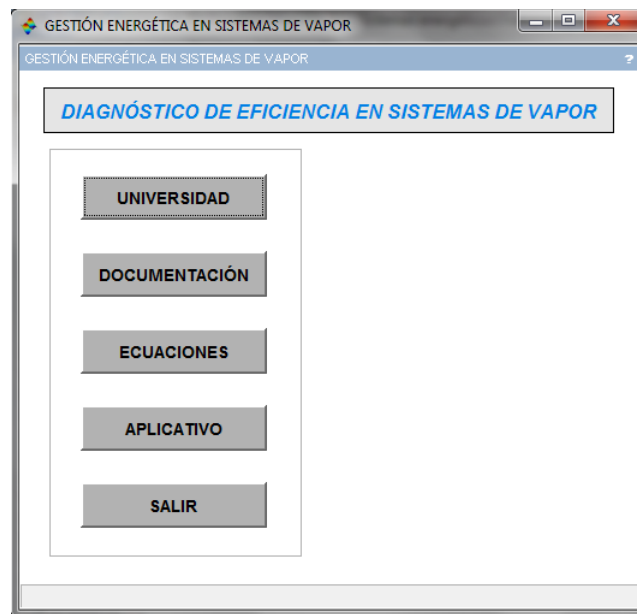


Figura 38. Ventana de inicio del aplicativo.

En las Figuras 39, 40 y 41 se muestran las opciones que se desplegarían en los botones respectivos de “Universidad”, “Documentación” y “Ecuaciones”; todas las opciones deben direccionar a un documento .pdf en la carpeta de instalación del aplicativo, que contienen la información correspondiente de los capítulos anteriores.

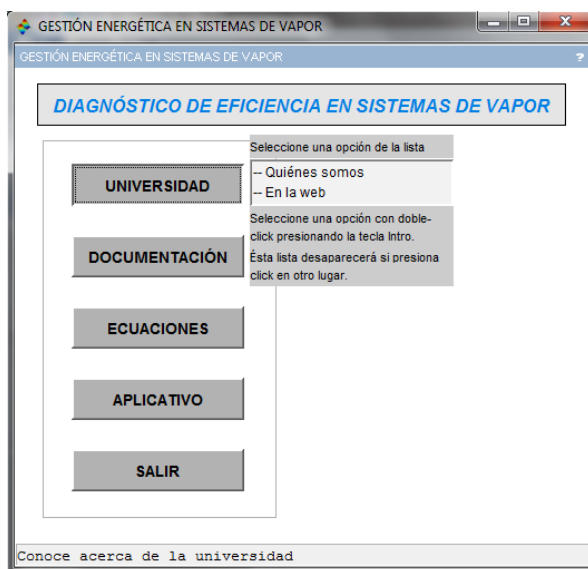


Figura 39. Ventana de inicio – Universidad.

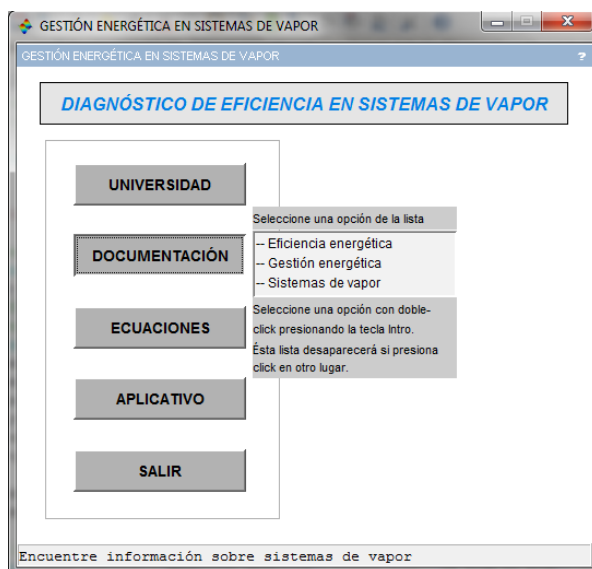


Figura 40. Ventana de inicio – Documentación.

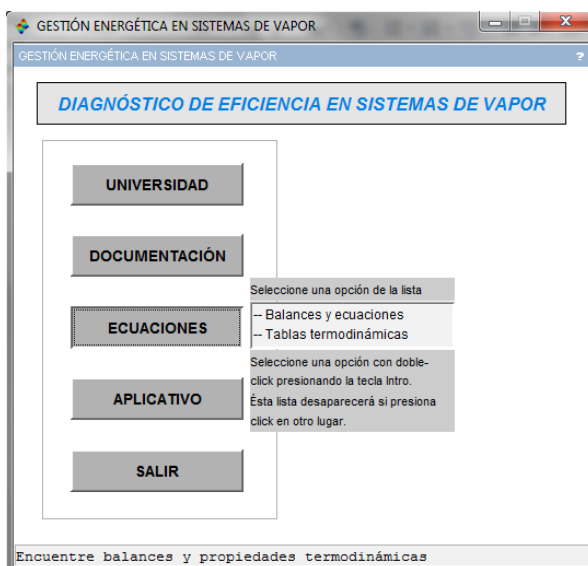


Figura 41. Ventana de inicio – Ecuaciones.

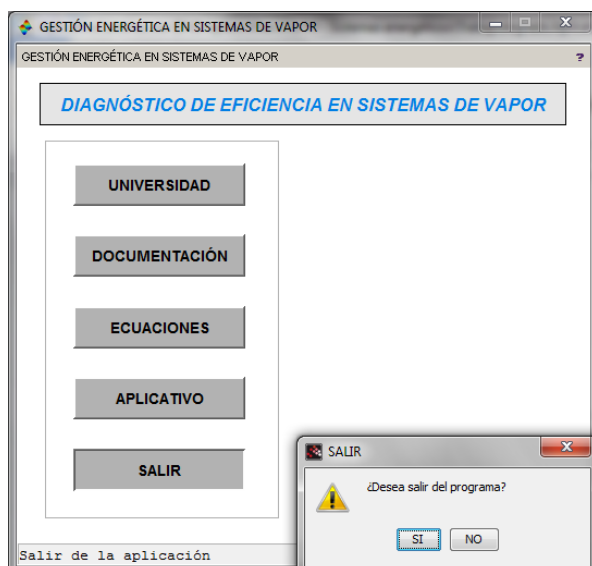
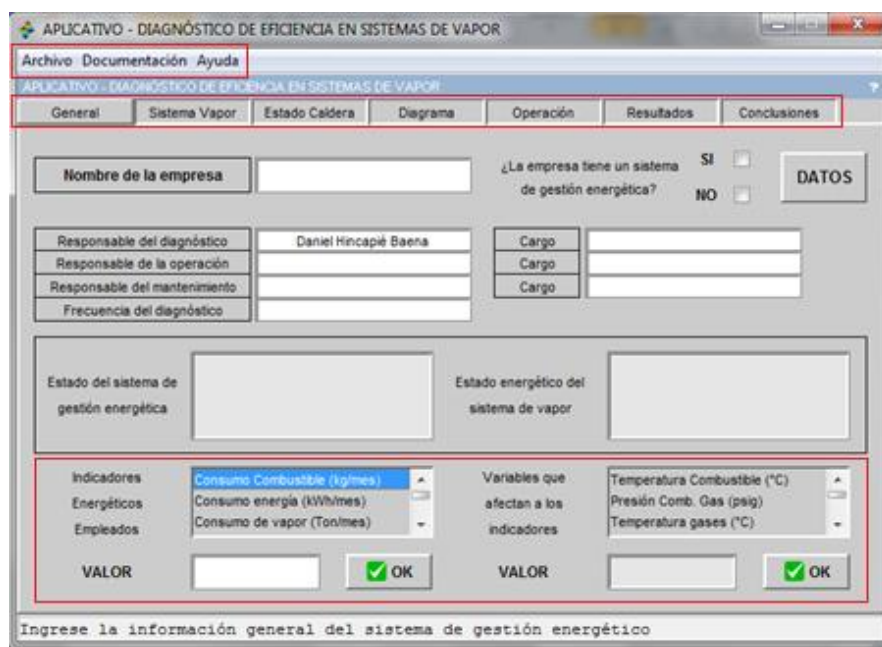


Figura 42. Ventana de inicio – Salir.

En el botón “*Aplicativo*” se tiene el ingreso propiamente al aplicativo para el diagnóstico de sistemas de vapor, esta ventana de inicio permite que ante un eventual crecimiento del portafolio de servicios para el diagnóstico de eficiencia en sistemas energéticos, se pueda desplegar un listado de opciones que incluya (además de sistemas de vapor) otros sistemas como redes de aire comprimido, sistemas de iluminación, sistemas de frío, entre otros; cada opción puede direccionar de manera individual al aplicativo respectivo. En la Figura 42 se muestra la ventana de interacción para el botón “*Salir*” donde se realiza una pregunta de confirmación definitiva del aplicativo.

En la Figura 43 se muestra la pestaña de inicio (“*General*”) del aplicativo, el cual tiene un menú superior y una banda de pestañas que se deben recorrer de manera secuencial de izquierda a derecha. En la pestaña “*General*” se recopila la información de los responsables del diagnóstico y de la operación de la caldera, del estado del sistema de gestión energética tanto de la empresa como del sistema de generación de vapor; en la parte inferior se pueden ingresar valores que ya se hayan medido en la empresa tanto de indicadores energéticos como de variables que afectan el desempeño de la caldera.



APLICATIVO - DIAGNÓSTICO DE EFICIENCIA EN SISTEMAS DE VAPOR

Archivo Documentación Ayuda

APLICATIVO - DIAGNÓSTICO DE EFICIENCIA EN SISTEMAS DE VAPOR

General Sistema Vapor Estado Caldera Diagrama Operación Resultados Conclusiones

Nombre de la empresa

¿La empresa tiene un sistema de gestión energética? SI ☐ NO ☐ **DATOS**

Responsable del diagnóstico Daniel Hincapié Baena Cargo

Responsable de la operación Cargo

Responsable del mantenimiento Cargo

Frecuencia del diagnóstico

Estado del sistema de gestión energética

Estado energético del sistema de vapor

Indicadores Energéticos Empleados

Consumo Combustible (kg/mes)

Consumo energía (kWh/mes)

Consumo de vapor (Ton/mes)

Variables que afectan a los indicadores

Temperatura Combustible (°C)

Presión Comb. Gas (psig)

Temperatura gases (°C)

VALOR ☒ OK

VALOR ☒ OK

Ingrese la información general del sistema de gestión energético

Figura 43. Aplicativo – Información General.

La lista disponible de indicadores energéticos empleados es la siguiente:

- Consumo de combustible (kg/mes)
- Consumo de energía (kWh/mes)
- Consumo de vapor (Ton/mes)
- Producción específica (TonV/kgC)
- Eficiencia energética (%)
- Eficiencia exergética (%)
- Ahorro de combustible (kg/mes)

La lista disponible de variables que afectan a los indicadores es la siguiente:

- Temperatura de combustible (°C)
- Presión de combustible (psig) (para gases)
- Temperatura de gases de combustión (°C)
- Presión de tiro (mbar)
- O₂ en los gases (%)
- CO en los gases (%)
- CO₂ en los gases (%)
- SO_x en los gases (%)
- NO_x en los gases (%)
- Temperatura de aire (°C)
- Flujo de aire (kg/s)
- Exceso de aire (%)
- Temperatura agua de alimentación (°C)
- Temperatura de condensado (°C)
- Temperatura de aislamiento (°C)
- Temperatura de trampas de vapor (°C)
- Flujo de retorno de condensado (kg/s)

El botón “*Datos*” se ha implementado con el objetivo de poder visualizar o incluso crear curvas de comportamiento para cualquiera de los indicadores disponibles en función del tiempo, dependiendo de la frecuencia de medición (diario, semanal...), convirtiéndose en la línea base para cualquiera de los indicadores; y permitiendo de forma gráfica poder proyectar planes de mejora y de ahorros.

En la Figura 44 se muestran las opciones disponibles en el menú superior, bajo las etiquetas de “*Archivo*”, “*Documentación* y “*Ayuda*”.

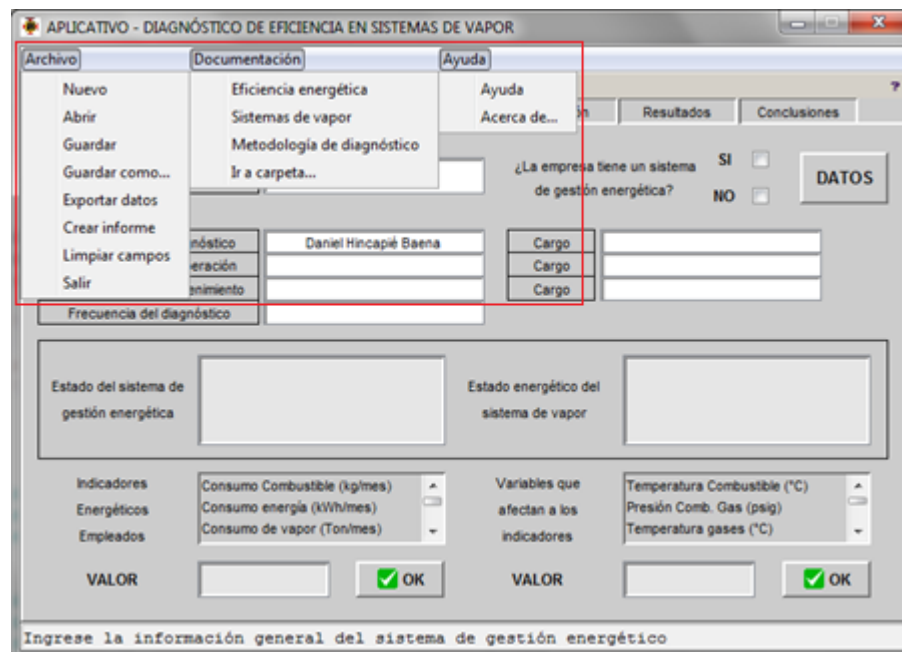


Figura 44. Aplicativo – Visualización de menús.

La segunda pestaña es “*Sistema Vapor*” y se muestra en la Figura 45, donde se incluyen todos los campos necesarios para la caracterización del sistema de vapor según se describió en la metodología del capítulo anterior; los campos deben ser llenados por cada línea de izquierda a derecha.

Figura 45. Aplicativo – Información del sistema de vapor.

En la parte superior se tiene la fecha y el consecutivo del diagnóstico, luego la información de la caldera y del quemador, seguido se tienen algunos valores representativos de la operación del sistema para el vapor generado, el aire de combustión, el combustible, el agua de alimentación, el condensado, entre otros. En la parte inferior se muestra la frecuencia de las mediciones en los componentes, y un botón para ingresar la composición del agua de alimentación.

Las opciones para el “*Tipo de caldera*” son:

- Acuotubular
- Pirotubular
- Piro-Acuotubular
- Tubeless

Las opciones para el “*Tipo Vapor*” son:

- Agua caliente
- Líquido saturado
- Mezcla líquido-vapor
- Vapor saturado
- Vapor sobrecalentado

Las opciones para el “*Tipo quemador*” son:

- | | |
|-----------------|--------------|
| - Atmosférico | - Dos etapas |
| - Llama libre | - Modulante |
| - De dos llamas | - Otro |

Las opciones para la “*Característica Tiro*” son:

- Inducido
- Forzado

Las opciones para el “*Tipo Combustible*” son:

- | | |
|----------------|-----------------|
| - Gas natural | - Crudo liviano |
| - Metano | - Carbón |
| - Diesel | - Biomasa |
| - Crudo pesado | |

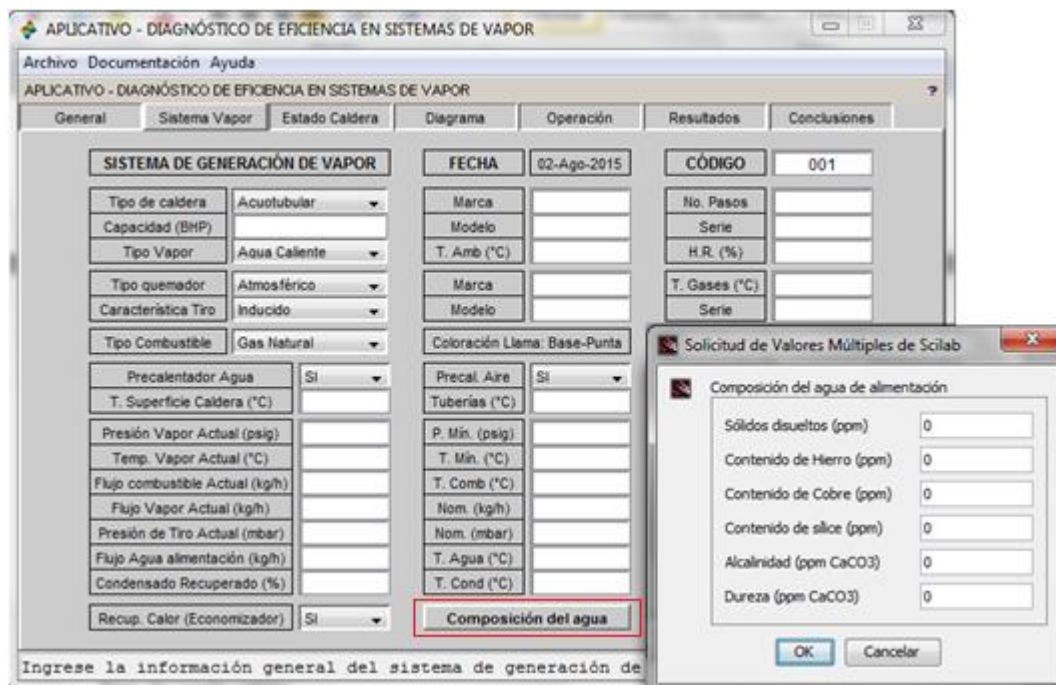
Las opciones para “*Coloración llama (Base-Punta)*” son:

- (B) Azul – (P) Amarilla
- (B) Azul – (P) Varias Amarillas
- (B) Roja – (P) Blanca
- (B)Azul – (P) Desprende puntas
- Otro

Las opciones para seleccionar en todos los campos de “*Inspecciones*” son:

- Semanal
- Mensual
- Bimestral
- Trimestral
- Semanal
- Anual

Las opciones para el precalentador de agua, precalentador de aire, precalentador de combustible o recuperador de calor son: SI o NO, expresando la existencia o no-existencia de cada uno de éstos equipos mencionados. En la Figura 46 se muestra la ventana que aparece para el ingreso múltiple de valores cuando se presiona el botón “*Composición del agua*”.



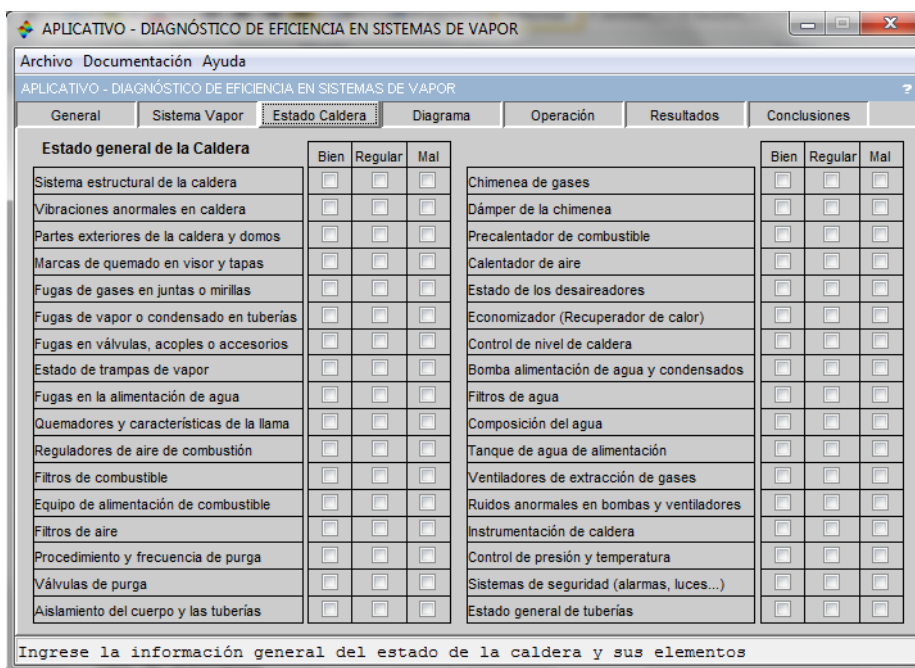
The screenshot displays the 'APLICATIVO - DIAGNÓSTICO DE EFICIENCIA EN SISTEMAS DE VAPOR' software. The main window has tabs for 'General', 'Sistema Vapor', 'Estado Caldera', 'Diagrama', 'Operación', 'Resultados', and 'Conclusiones'. The 'Sistema Vapor' tab is active, showing a form for 'SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR'. This form includes fields for boiler type, capacity, vapor type, burner type, fuel type, and various temperature and pressure readings. A red box highlights the 'Composición del agua' button. A secondary window titled 'Solicitud de Valores Múltiples de Scilab' is open, showing a list of water composition parameters with input fields for each:

Composición del agua de alimentación	
Sólidos disueltos (ppm)	0
Contenido de Hierro (ppm)	0
Contenido de Cobre (ppm)	0
Contenido de sílice (ppm)	0
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	0
Dureza (ppm CaCO ₃)	0

Buttons for 'OK' and 'Cancelar' are at the bottom of the secondary window.

Figura 46. APLICATIVO – Información de composición del agua.

La tercera pestaña es “*Estado Caldera*” y se puede ver en la Figura 47, donde se muestra la lista de chequeo recomendada en la metodología para cada uno de los componentes involucrados en el sistema de vapor, que pueden ser clasificados entre “*Bien – Regular – Mal*”, se debe clasificar como “*Regular*” si se han identificado oportunidades de mejora, o en “*Mal*” si se requiere de una intervención inmediata.



Estado general de la Caldera			Bien	Regular	Mal				Bien	Regular	Mal
Sistema estructural de la caldera	☐	☐	☐			Chimenea de gases	☐	☐	☐		
Vibraciones anormales en caldera	☐	☐	☐			Dámpers de la chimenea	☐	☐	☐		
Partes exteriores de la caldera y domos	☐	☐	☐			Precalentador de combustible	☐	☐	☐		
Marcas de quemado en visor y tapas	☐	☐	☐			Calentador de aire	☐	☐	☐		
Fugas de gases en juntas o mirillas	☐	☐	☐			Estado de los desaireadores	☐	☐	☐		
Fugas de vapor o condensado en tuberías	☐	☐	☐			Economizador (Recuperador de calor)	☐	☐	☐		
Fugas en válvulas, acoples o accesorios	☐	☐	☐			Control de nivel de caldera	☐	☐	☐		
Estado de trampas de vapor	☐	☐	☐			Bomba alimentación de agua y condensados	☐	☐	☐		
Fugas en la alimentación de agua	☐	☐	☐			Filtros de agua	☐	☐	☐		
Quemadores y características de la llama	☐	☐	☐			Composición del agua	☐	☐	☐		
Reguladores de aire de combustión	☐	☐	☐			Tanque de agua de alimentación	☐	☐	☐		
Filtros de combustible	☐	☐	☐			Ventiladores de extracción de gases	☐	☐	☐		
Equipo de alimentación de combustible	☐	☐	☐			Ruidos anormales en bombas y ventiladores	☐	☐	☐		
Filtros de aire	☐	☐	☐			Instrumentación de caldera	☐	☐	☐		
Procedimiento y frecuencia de purga	☐	☐	☐			Control de presión y temperatura	☐	☐	☐		
Válvulas de purga	☐	☐	☐			Sistemas de seguridad (alarmas, luces...)	☐	☐	☐		
Aislamiento del cuerpo y las tuberías	☐	☐	☐			Estado general de tuberías	☐	☐	☐		

Ingrese la información general del estado de la caldera y sus elementos

Figura 47. Aplicativo – Información del estado de la caldera.

La cuarta pestaña es “*Diagrama*” y se muestra en la Figura 48 donde se describe un esquema general de un sistema de generación de vapor, el diagrama se ha creado a partir de la Figura 24 del capítulo 2; inicialmente se debe ingresar a la izquierda el tiempo en horas de duración de la medición y el tiempo de operación de la caldera en el mes, presionando el botón “*OPERACIÓN*”. En la parte superior se elige entre un método directo o indirecto para el cálculo, en la parte inferior se puede elegir el tipo de fluido para el precalentamiento del combustible con las siguientes opciones:

- Agua
- Vapor
- Aire
- Gases combustión
- Otro (Gas)
- Otro (Líquido)

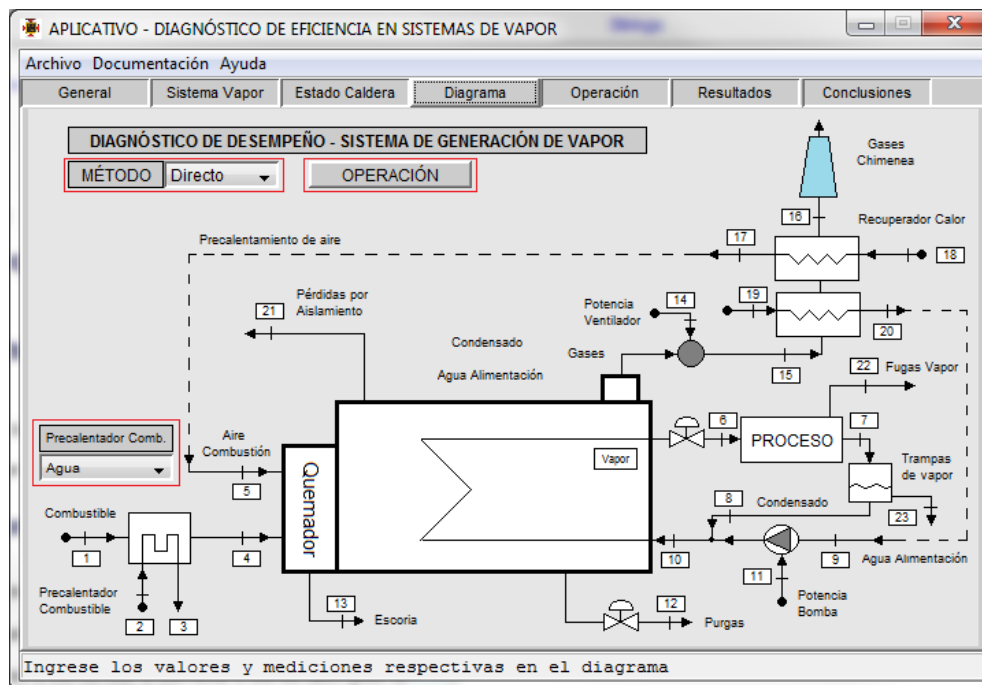


Figura 48. Aplicativo – Diagrama del sistema de vapor.

Además a cada una de las corrientes se le ha asignado un número de 1 a 23, al presionar cada número se abre una ventana para el ingreso múltiple de valores con las propiedades necesarias para definir cada corriente; algunos de los valores solicitados posiblemente ya hayan sido ingresados desde la segunda pestaña “Sistema Vapor”, por lo que aparecerán escritos en los campos respectivos con la posibilidad de que el usuario los modifique.

Por ejemplo, en la Figura 49 se muestra la ventana que surge al presionar el número “1”, con la información necesaria para definir la entrada de combustible; en la Figura 50 se muestra la ventana que se abre al presionar el número “6” que corresponde a la corriente de vapor generado en la caldera, para ingresar valores como el flujo, la presión y la temperatura. También, en la Figura 51 se muestra la ventana que aparece al presionar el número “15” que corresponde a la corriente de los gases de combustión, para ingresar la composición de los gases, flujo, presión y temperatura. Así mismo, en todos los números restantes, se abre una ventana para ingresar los valores respectivos.

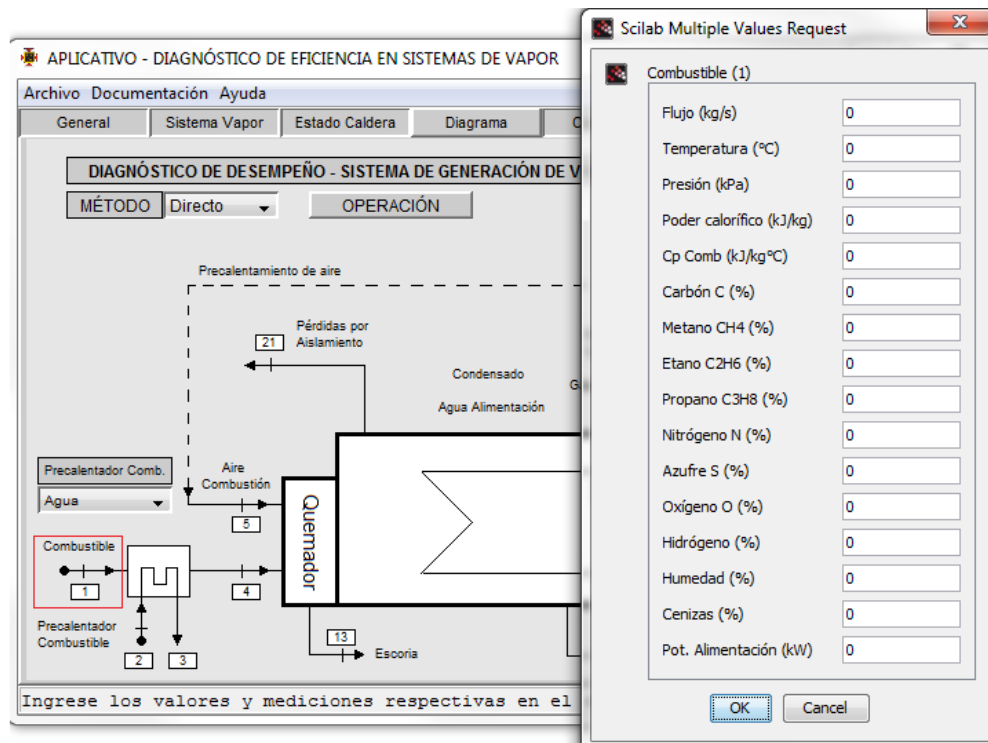


Figura 49. Aplicativo – Diagrama, composición de combustible (1).

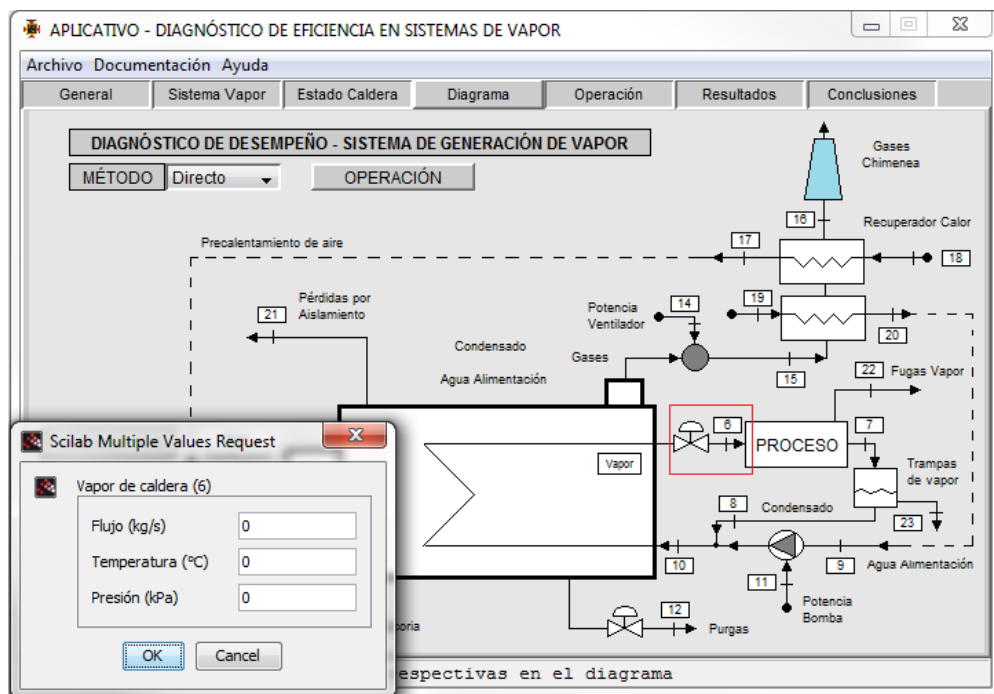


Figura 50. Aplicativo – Diagrama, vapor de caldera (6).

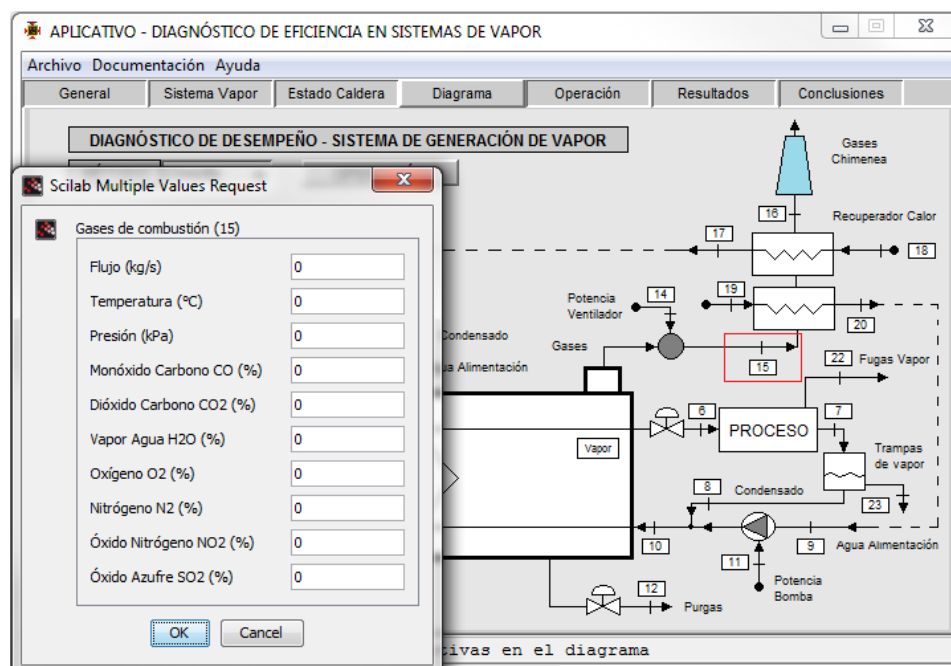
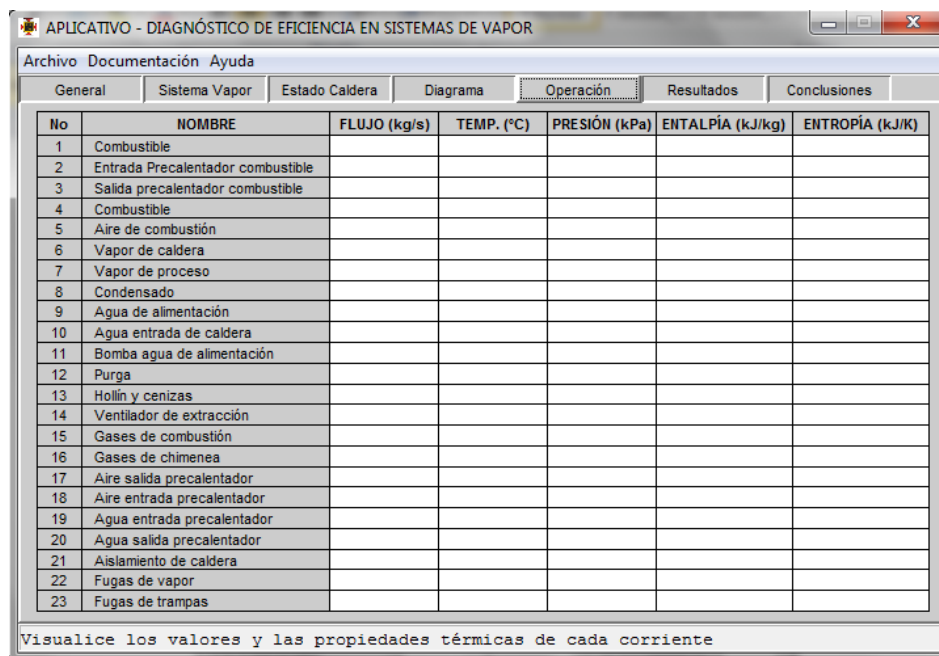


Figura 51. Aplicativo – Diagrama, composición de gases de combustión (15).

Al seleccionar el “*Método Indirecto*” se habilitan las corrientes número “21, 22, 23” que corresponden a las pérdidas en el aislamiento de caldera, las pérdidas en fugas de vapor y las pérdidas en las trampas, donde se deben ingresar también los valores necesarios para el cálculo de la energía perdida en cada corriente.

Como se observa en el diagrama anterior, el volumen de control definido para la elaboración de los modelos de cálculo está comprendido por el conjunto caldera-quemador y sus periféricos como los son el ventilador de tiro, la bomba de alimentación de agua, recuperadores de calor, y unas salidas puntuales de masa y energía que sean identificadas en purgas, fugas de vapor en la red y trampas en mal estado. Para los balances de energía o exergía, se pueden definir flujos en las fronteras (realizando los cálculos respectivos) o consumos específicos de trabajo mecánico o potencia eléctrica en equipos; esto según el sistema analizado y el caso particular que se presente durante el proceso de auditoría.

Según el método de cálculo seleccionado, varía el número mínimo de datos necesarios para realizar el cálculo de la eficiencia energética, la manera más simple es empleando el “*Método directo*”, donde se necesitarían quince (15) datos que se obtienen a partir de las siguientes mediciones: Temperatura ambiente, presión atmosférica, humedad relativa, flujo de combustible, poder calorífico superior (si se desconoce, se debe realizar una prueba de laboratorio o conocer mínimamente su composición química elemental), temperatura del combustible, calor específico del combustible, flujo de vapor, temperatura de vapor, presión de vapor, calidad de vapor, temperatura de agua de entrada a la caldera, flujo de aire, temperatura de aire de entrada al quemador, consumo de energía eléctrica identificado.



No	NOMBRE	FLUJO (kg/s)	TEMP. (°C)	PRESIÓN (kPa)	ENTALPÍA (kJ/kg)	ENTROPÍA (kJ/K)
1	Combustible					
2	Entrada Precalentador combustible					
3	Salida precalentador combustible					
4	Combustible					
5	Aire de combustión					
6	Vapor de caldera					
7	Vapor de proceso					
8	Condensado					
9	Agua de alimentación					
10	Agua entrada de caldera					
11	Bomba agua de alimentación					
12	Purga					
13	Hollín y cenizas					
14	Ventilador de extracción					
15	Gases de combustión					
16	Gases de chimenea					
17	Aire salida precalentador					
18	Aire entrada precalentador					
19	Agua entrada precalentador					
20	Agua salida precalentador					
21	Aislamiento de caldera					
22	Fugas de vapor					
23	Fugas de trampas					

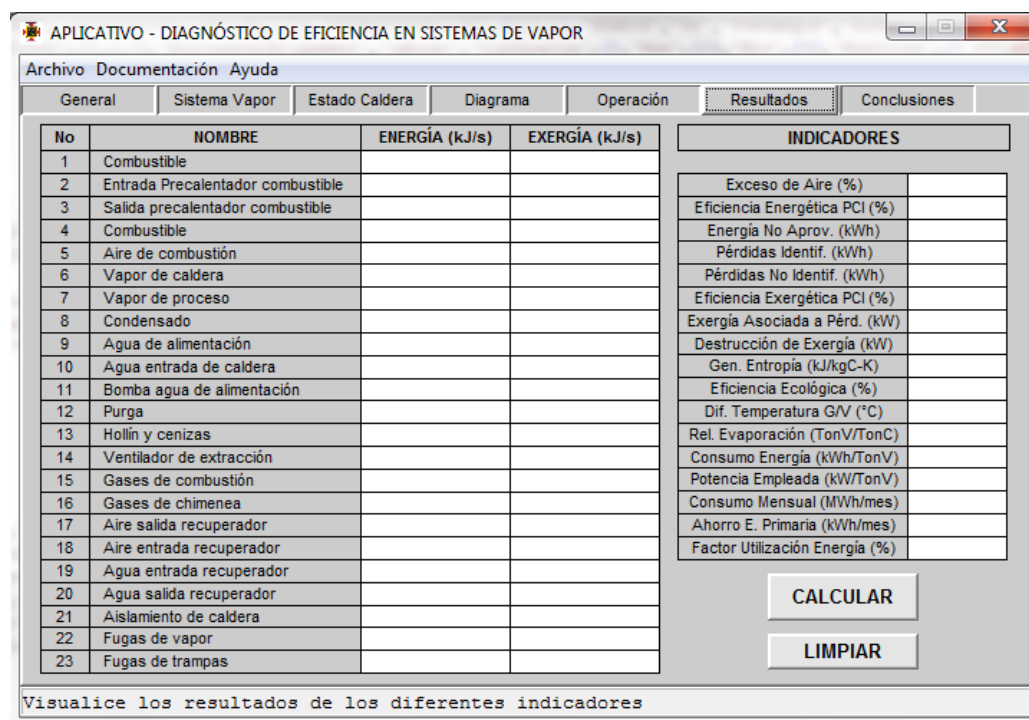
Visualice los valores y las propiedades térmicas de cada corriente

Figura 52. Aplicativo – Valores de operación por corriente.

La quinta pestaña es “*Operación*” y se muestra en la Figura 52, donde se ha creado una tabla con el número y nombre de todas las corrientes mostradas en el “*Diagrama*”, y se puede visualizar el flujo, la temperatura y la presión ingresada en los campos respectivos del “*Diagrama*”, adicionalmente se calcula la entalpía y la entropía como propiedades necesarias para realizar los balances energéticos y exergéticos.

La sexta pestaña es “*Resultados*” y se puede ver en la Figura 53, donde se muestra la misma tabla con el número y nombre de todas las corrientes, y se calcula la energía y exergía de cada corriente, además se muestran los resultados para todos los indicadores mencionados en la metodología. Se consideró importante poner también como resultado las pérdidas de energía identificadas y las no identificadas (que se calculan como la energía necesaria para que se cumpla el balance según el método indirecto), de manera que se puedan proyectar propuestas de mejora enfocado en la minimización de pérdidas y el hallazgo de pérdidas no identificadas.

También, además de la eficiencia exergética, se determinó importante definir el resultado de la pérdida de exergía (como la exergía asociada a las corrientes de pérdida energética), y el flujo de generación de entropía que se puede calcular a partir de la tasa de destrucción exergética como se mostró en la ecuación (42); de manera que se puede realizar una análisis exergético más completo cuando el cliente lo solicite.



APLICATIVO - DIAGNÓSTICO DE EFICIENCIA EN SISTEMAS DE VAPOR

Archivo Documentación Ayuda

General Sistema Vapor Estado Caldera Diagrama Operación **Resultados** Conclusiones

No	NOMBRE	ENERGÍA (kJ/s)	EXERGÍA (kJ/s)	INDICADORES
1	Combustible			Exceso de Aire (%)
2	Entrada Precalentador combustible			Eficiencia Energética PCI (%)
3	Salida precalentador combustible			Energía No Aprov. (kWh)
4	Combustible			Pérdidas Identif. (kWh)
5	Aire de combustión			Pérdidas No Identif. (kWh)
6	Vapor de caldera			Eficiencia Exergética PCI (%)
7	Vapor de proceso			Exergía Asociada a Pérd. (kW)
8	Condensado			Destrucción de Exergía (kW)
9	Agua de alimentación			Gen. Entropía (kJ/kgC-K)
10	Agua entrada de caldera			Eficiencia Ecológica (%)
11	Bomba agua de alimentación			Dif. Temperatura G/V (°C)
12	Purga			Rel. Evaporación (TonV/TonC)
13	Hollín y cenizas			Consumo Energía (kWh/TonV)
14	Ventilador de extracción			Potencia Empleada (kW/TonV)
15	Gases de combustión			Consumo Mensual (MWh/mes)
16	Gases de chimenea			Ahorro E. Primaria (kWh/mes)
17	Aire salida recuperador			Factor Utilización Energía (%)
18	Aire entrada recuperador			
19	Agua entrada recuperador			
20	Agua salida recuperador			
21	Aislamiento de caldera			
22	Fugas de vapor			
23	Fugas de trampas			

Visualice los resultados de los diferentes indicadores

CALCULAR

LIMPIAR

Figura 53. Aplicativo – *Resultados de desempeño.*

Se ha puesto un botón “**CALCULAR**” para realizar el cálculo de todos los valores de la pestaña y un botón “**LIMPIAR**” para eliminar los valores de todos los campos; al presionar éste segundo botón debe aparecer una ventana de confirmación sobre la advertencia de que se eliminarán todos los valores desde los ingresados en cada corriente del “*Diagrama*”.

La séptima y última pestaña es “*Conclusiones*” y se muestra en la Figura 54, donde aparecen tres campos de texto grandes para el ingreso de texto plano por parte del ingeniero responsable del diagnóstico, con todas las conclusiones, observaciones y recomendaciones pertinentes. En ésta pestaña es donde se compila realmente el concepto técnico del diagnóstico realizado al sistema de vapor y se ha definido que sean campos abiertos de texto porque se debe poder ingresar cualquier tipo de comentario que aporte información significativa del diagnóstico y además defina oportunidades de mejora.



Figura 54. Aplicativo – *Concepto técnico final del diagnóstico.*

Se definió un botón “*CREAR INFORME*” con el cual se puede migrar toda la información existente en las siete pestañas de éste aplicativo para rellenar una plantilla o preforma y crear el informe final de diagnóstico en un documento de Word. También se creó un botón “*LIMPIAR CAMPOS*” para borrar el texto de los tres campos de ésta pestaña, y un botón “*GUARDAR Y SALIR*” para guardar la información existente en el aplicativo para su uso futuro y salir finalmente del aplicativo.

5. PRUEBA DE LA METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DISEÑADA

Cumpliendo con el objetivo final del presente trabajo, se puso a prueba la estructura diseñada del aplicativo y la metodología propuesta, con información obtenida de un caso práctico real que involucra una caldera convencional para la generación de vapor de proceso en el sector industrial de la ciudad de Medellín.

Anteriormente, se ha identificado que el balance de masa es totalmente dependiente de la reacción de combustión que se genere en el quemador, de acuerdo al tipo de combustible empleado. Es sabido que un balance de masa debe cerrar de manera coherente si se realiza partiendo de la composición elemental del combustible, o si se parte del análisis de la composición de los gases; en la aplicación real, se ha podido concluir que para combustibles sólidos como carbón o biomasa, y para crudos pesados, es notablemente más complejo cerrar el balance, tanto por los modelos matemáticos involucrados como por la alta dificultad para medir de manera confiable las variables necesarias (por ejemplo el flujo de combustible o su composición). Partiendo de esto, se ha decidido limitar inicialmente el aplicativo, el modelo matemático y las pruebas que se realizarán a continuación para calderas que operen con combustibles gaseosos como lo es el gas natural; aunque como se expresó en el capítulo anterior, el aplicativo debe tener la suficiente robustez como para permitir la selección del tipo de combustible y ejecutar los modelos matemáticos asociados a cada opción, como se ha mostrado en la Figura 45.

Para ello, se desarrolló el modelo de cálculo en Microsoft Office Excel®, siguiendo las ecuaciones planteadas a lo largo de éste trabajo y a partir de los datos de entrada o mediciones requeridas según la metodología, dando continuidad al diagrama de proceso mostrado en la Figura 48 del capítulo anterior. Con ésta información se realizó el balance de masa, seguido del balance de energía y de exergía, obteniendo los resultados para cada una de las corrientes como se mostró en la Figura 52, y se calcularon los indicadores mostrados en la Figura 53.

Por último, los resultados obtenidos son comparados con el mismo proceso diseñado en un software de referencia especializado en el análisis de ciclos y sistemas térmicos en general, como medida de comparación y validación del modelo de cálculo elaborado.

5.1. Datos de entrada para el modelo

Se ha recibido cierta información de una caldera que opera en el sector industrial de la ciudad de Medellín, cliente de Consulta Inteligente, donde se ha identificado la ausencia de una instrumentación permanente para la adquisición de los datos necesarios para el modelo, y la ausencia de un sistema de gestión energética adecuado que permita llevar registro y control del desempeño del sistema de generación de vapor; desde la dirección de mantenimiento, se ha podido compartir cierta información de mediciones anteriores que se han realizado para una caldera pirotubular de capacidad nominal 60BHP.

En la Tabla 24 se muestran las características del sistema analizado, para la caldera, el quemador y el combustible empleado.

Tabla 24. Características de la caldera analizada en el caso práctico.

CARACTERÍSTICAS CALDERA		CARACTERÍSTICAS QUEMADOR	
Tipo Caldera	Pirotubular	Tipo de quemador	Dos etapas
Marca	Continental	Marca	Riello
Modelo	F83A60C-2G	Modelo	RLS 70
Serie	O850	Serie	3091489
No. Pasos del agua	3	Característica de tiro	Inducido
Capacidad Nom. (BHP)	60	Tipo de combustible	Gas natural

En la Figura 55 se muestran imágenes de la caldera que se analizó en el caso práctico. Éste tipo de caldera se puede operar con combustibles líquidos y gaseosos, y el tiro de los gases de combustión es inducido.



Figura 55. Caldera analizada en el caso práctico. Revisado en línea en Septiembre de 2015.
<http://www.calderascontinental.com/equipos/combustiblesLiquidosGaseosos/3y4pasos/3y4pasos.html>

Además, según la metodología descrita anteriormente, en la Tabla 25 se muestra el resumen de los datos que son necesarios para realizar el cálculo de la eficiencia energética y exergética tanto por el método directo, como por el método indirecto (Para el método indirecto, por efectos prácticos del análisis del modelo de cálculo, se han supuesto algunos valores para los cuales no fue posible realizar la medición).

Primero se necesita el tiempo de la prueba de medición, el tiempo de operación al mes, y el consumo energético y de combustible del mes anterior; así como la temperatura, presión y humedad ambiental, los cuales serán los valores de referencia para el cálculo.

Luego, se necesitan los datos mostrados para el combustible, el aire de combustión, el vapor producido, el agua de alimentación, las purgas y los gases de combustión. No se toman datos del precalentador de combustible porque no existe, así como el recuperador de calor para el agua de alimentación y el aire de combustión; tampoco se cuantifica la escoria porque ésta no se genera en la combustión del gas natural. Si se desea abarcar el cálculo por el método indirecto, también se debe caracterizar el aislamiento de la caldera y las tuberías del sistema de vapor, identificar las fugas de vapor en la red, y las fugas generadas en trampas que estén en mal estado, ingresando los datos mostrados en la Tabla 25.

Tabla 25. Datos de entrada para el modelo de cálculo.

OPERACIÓN SISTEMA		
tiempo prueba	8	h
Operación Mes	600	h
Consumo E.E.	0	MWh/mes
Consumo G.N.	25000	m3/mes
	17202	kg/mes
	244,83	MWh/mes

CONDICIONES AMBIENTE		
T amb (Ref)	24,5	°C
P amb (Ref)	85	kPa
	637,55	mmHg
	0,85	bar
HR	65%	%

RECUP CALOR. (18) - Aire		
Flujo	0,1464	kg/s
T in	24,5	°C
T out	24,5	°C
Presión	85	kPa
Efectividad	0,00%	%

COMBUSTIBLE (1)		
Flujo	0,0122	m3/s
	0,00839	kg/s
	241,77	kg
PCS	51237	kJ/kg
Cp	2,34	kJ/kg-K
Temperatura	24,5	°C
Presión	15	psig
	188,42	kPa
Potencia Al.	1,4	kW
Composición	Porcentaje	% (B molar)
C	0,00%	%
H2	0,36%	%
N2	3,65%	%
H2S	0,00%	%
O2	0,07%	%
CH4 (metano)	87,00%	%
C2H6 (etano)	8,46%	%
C3H8 (propano)	0,00%	%
C2H4 (etileno)	0,03%	%
CO	0,09%	%
CO2	0,34%	%
Humedad	0,00%	%
Cenizas	0,00%	%
TOTAL	100,00%	%

AGUA ALIMENTACIÓN (9)		
Temperatura	24,5	°C
Presión	85	kPa
Pot Bomba (11)	0,5	kW

AGUA CALDERA (10)		
Temperatura	50	°C
Temp. Condensado	70	°C
Presión	80	psig
	636,581	kPa

PURGAS (12)		
Flujo	94,64	kg
Temperatura	140,00	°C
Presión	100,00	psi
	774,48	kPa

Nota: Se ha supuesto 3% de purga, para efectos del análisis práctico del modelo de cálculo.

ESCORIA (13)		
Flujo	0	kg/s
Temperatura	24,5	°C
Presión	85	kPa
Cp	0,96	kJ/kg-K
Composición	Porcentaje	%
Ceniza	87,40%	%
C	12,60%	%
TOTAL	100,00%	%

GASES (15)		
Temperatura	256	°C
Presión	85	kPa
Pot Vent. (14)	0,6	kW
Comp. B.S (mol)	Porcentaje	%
CO2	10,90%	%
O2	1,50%	%
CO	0,00016%	%
H2O	0,00%	%
N2	87,60%	%
NO2	0,00%	%
SO2	0,000%	%
TOTAL	100,00%	%
CO	1,6	ppm

RECUP CALOR. (19) - Agua		
Flujo	0,0478	kg/s
T in	24,5	°C
T out	24,5	°C
Presión	85	kPa
Efectividad	0,00%	%

AISLAMIENTO (21)		
T. Tapas Caldera	37,00	°C
T. Cuerpo Cald.	38,00	°C
T. Tubería	38,00	°C
D. Caldera	0,90	m
Long. Caldera	2,40	m
D. Tubería	0,08	m
Long. Tubería	50,00	m
Esp. Aisl. Tapas	0,20	m
Esp. Aisl. Cald	0,30	m
Esp. Aisl. Tub	0,14	m
Velocidad aire	4,65	m/s
	16738	m/h
K Aislante	0,40	W/m-K
Emisividad	0,30	-

Nota: Algunos valores fueron supuestos para efectos del análisis práctico del modelo de cálculo.

PRECALENTADOR COMB. (2)		
Flujo	0	kg/s
T in	24,5	°C
T out	24,5	°C
Presión	85	kPa
Efectividad	N/A	%
Fluido	N/A	

AIRE COMBUSTIÓN (5)		
Temperatura	24,5	°C
Presión	85	kPa
Cp a.s.	1,004	kJ/kg-K

VAPOR PRODUCIDO (6)		
Flujo Actual	0,106	kg/s
	3052,8	kg
Flujo Nom.	0,23	kg/s
Presión Actual	100	psig
	774,476	kPa
Rango Presión	80 - 100	psig
Temperatura	169	°C
Temp. Sat.	169,03	°C
Estado	Saturado	-

FUGAS (22)		
Diámetro	0	mm
Altura pluma	0	m
Presión	0	psi
	0,00	kPa
Temperatura	0	°C
Temp. Sat	0,00	°C

TRAMPAS (23)		
D. Tubería	0	m
	0	mm
Presión	0	psi
	0,00	kPa
	0,00	bar
Temperatura	0	°C
Temp. Sat.	0,00	°C

Nota (1): Las celdas en rojo representan los valores supuestos para efectos prácticos del modelo de cálculo.

Nota (2): Los números en paréntesis para cada corriente, corresponden a los números en el diagrama de proceso mostrado en la Figura 48.

5.2. Balance de masa

El balance de masa se debe hacer por corriente, un primer balance relaciona la suma de los compuestos que ingresan en el combustible y el aire de combustión, y deben ser iguales a la masa de los compuestos de salida en los gases de combustión y en la escoria generada (al tratarse de gas natural no existirá escoria). Un segundo balance relaciona la masa de vapor producida más las purgas de caldera, que debe ser igual a la masa retornada en el condensado más el agua de alimentación de restitución.

Se inició con el balance de masa para el carbono como se muestra en la Tabla 26, aplicando las siguientes expresiones (si se considera carbón o biomasa como combustible se debe emplear la ecuación (52), de lo contrario se ha omitido):

$$\begin{aligned}
 m_{cenizasIN} &= m_{cenizasOUT}; \\
 m_{comb} * \%Ceniza_{comb} &= m_{escoria} * \%Ceniza_{escoria} \\
 m_{escoria} &= \frac{m_{comb} * \%Ceniza_{comb}}{\%Ceniza_{escoria}}
 \end{aligned} \tag{52}$$

Luego se procede así:

$$\begin{aligned}
 mC_{IN} &= mC_{OUT}; \quad mC_{comb} = mC_{escoria} + mC_{gases} \\
 mC_{gases} &= m_{comb} * \%C_{comb} - m_{escoria} * \%C_{escoria} \\
 \text{siendo } m_{escoria} &= 0; \quad \text{entonces, } mC_{gases} = m_{comb} * \%C_{comb}
 \end{aligned} \tag{53}$$

Conociendo la cantidad molar de carbono en los gases de combustión, se puede conocer el flujo total de gases de combustión, en base seca molar.

$$n_{g.s.} = \frac{nC_{gases}}{\%CO_2 \left[\frac{molCO_2}{mol\ g.s.} \right] + \%CO \left[\frac{molCO}{mol\ g.s.} \right]} \tag{54}$$

Tabla 26. Balance de masa de “Carbono”.

CENIZAS		
% Ceniza Comb.	0,00%	%
Ceniza IN	0	kg
Ceniza OUT	0	kg
% Ceniza Escoria	87,40%	%
Escoria	0,00	kg

CARBONO		
CH ₄ IN	190,21	kg
CH ₄ IN	11,888	kmolCH ₄
C ₂ H ₄ IN	0,11	kg
C ₂ H ₄ IN	0,004	kmolC ₂ H ₄
C ₂ H ₆ IN	34,68	kg
C ₂ H ₆ IN	1,156	kmolC ₂ H ₆
C ₃ H ₈ IN	0,00	kg
C ₃ H ₈ IN	0,000	kmolC ₃ H ₈
CO IN	0,34	kg
CO IN	0,01230	kmolCO
CO ₂ IN	2,04	kg
CO ₂ IN	0,046	kmolCO ₂
Totales C IN	14,27	kmol C

GASES Análisis Orsat (Base Seca)		
moles CO ₂	0,1090	kmolC/kmol g.s.
moles CO	0,0000016	kmolC/kmol g.s.
moles C Totales	0,1090	kmolC/kmol g.s.
Moles g.s	130,8900	kmol g.s.
Composición		
CO ₂	14,27	kmolCO ₂
O ₂	1,96	kmolO ₂
CO	0,00021	kmolCO
N ₂	114,66	kmolN ₂
NO ₂	0,00	kmolNO ₂
SO ₂	0,00	kmolSO ₂

Se continuó con el balance de masa para el nitrógeno y para el agua en el aire y en los gases de combustión, y se puede observar en la Tabla 27. Entonces,

$$m_{\text{Nitrógeno}} = m_{\text{Nitrógeno}};$$

$$m_{\text{comb}} * \%N_{2\text{comb}} + m_{\text{a.s. IN}} * \%N_{2\text{aire}} = m_{\text{g.s.}} * \%N_{2\text{g.s.}} \text{ (en base molar)}$$

$$m_{\text{a.s. IN}} = \frac{m_{\text{g.s.}} * \%N_{2\text{g.s.}} - m_{\text{comb}} * \%N_{2\text{comb}}}{\%N_{2\text{aire}}} \quad (55)$$

Luego se calculó la humedad absoluta así (para conocer la presión de saturación del vapor de agua a la temperatura ambiente, ver el anexo A):

$$\omega = \frac{0,622 * P_{\text{g.s.}}}{P_{\text{atm}} - P_{\text{g.s.}}}; \quad P_{\text{g.s.}} = HR * P_{\text{sat}_v @ T_{\text{amb}}} \quad (56)$$

$$m_{\text{H}_2\text{O}_{\text{aire}}} = \omega * m_{\text{a.s. IN}} \quad (57)$$

Entonces,

$$m_{\text{H}_2\text{O}_{\text{IN}}} = m_{\text{H}_2\text{O}_{\text{OUT}}};$$

$$m_{\text{comb}} * \%H_{2\text{O}_{\text{comb}}} + m_{\text{comb}} * \frac{\%H_{\text{comb}}}{2} + m_{\text{H}_2\text{O}_{\text{aire}}} = m_{\text{H}_2\text{O}_{\text{gases}}} \text{ (en base molar)} \quad (58)$$

Tabla 27. Balance de masa de “Nitrógeno” y “Agua”.

NITROGENO		
% N2 Comb.	5,78%	%
N2 Comb IN	0,50	kmolN2
N2 gases OUT	114,66	kmolN2
N aire IN	114,161	kmolN2

HR	65%	%
Pv	23,016	mmHg
Pg	14,960	mmHg
w	0,0149	kg H2O/kg a.s.
% N2 Aire	79%	% (base molar)
Aire Seco	144,507	kmol a.s.
	4155,304	kg a.s.
w aire in	3,450	kmol H2O
	62,105	kg H2O
Aire total	4217,409	kg

AGUA		
H2O Humedad Comb. IN	0,000	kg
	0,000	kmol H2O
H2O formado Rxn	27,302	kmol H2O
H2O W aire IN	3,450	kmol H2O
	30,752	kmol H2O
H2O gases OUT	553,539	kg

Conociendo la masa de agua que sale en los gases de combustión se puede recalcular el porcentaje de cada uno de los gases de combustión en base húmeda másica (kg), como se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28. Composición de gases de combustión en base húmeda.

GASES - Composición Base Húmeda (kmol)		
CO2 (kmol)	14,267	8,83%
O2 (kmol)	1,963	1,21%
CO (kmol)	0,000	0,00%
N2 (kmol)	114,659	70,93%
NO2 (kmol)	0,000	0,00%
SO2 (kmol)	0,000	0,000%
H2O (kmol)	30,752	19,02%
TOTAL	161,642	100%

GASES - Composición Base Húmeda (kg)		
CO2 (kg)	627,748	14,09%
O2 (kg)	62,827	1,41%
CO (kg)	0,006	0,00%
N2 (kg)	3210,464	72,07%
NO2 (kg)	0,000	0,00%
SO2 (kg)	0,000	0,00%
H2O (kg)	553,539	12,43%
TOTAL	4454,584	100%

Por último, se realizó el balance de masa del agua que se convierte en vapor de proceso (los números en paréntesis corresponden a los números del diagrama de proceso de la Figura 48), así:

$$m_{IN_{caldera}}(10) = m_{vapor}(6) + m_{purgas}(12); \quad \%_{purgas} = \frac{m_{purgas}(12)}{m_{IN_{caldera}}(10)} \quad (59)$$

$$m_{alim}(9) = m_{IN_{caldera}}(10) - m_{condensado}(8); \quad \%_{condensado} = \frac{m_{condensado}(8)}{m_{IN_{caldera}}(10)} \quad (60)$$

$$m_{condensado}(8) = m_{v_{proceso}}(7) - m_{f_{trampas}}(23) \quad (61)$$

$$m_{v_{proceso}}(7) = m_{vapor}(6) - m_{f_{ugas}}(22) \quad (62)$$

Aunque la metodología mostrada en el capítulo anterior presenta el modelo de cálculo para hallar el flujo másico y las pérdidas energéticas en las fugas de vapor en la red y en las trampas de vapor en mal estado, para el caso práctico no se realiza el cálculo de éstas pérdidas debido a la ausencia de las mediciones suficientes. Para terminar el balance de masa, se realiza el cálculo del exceso de aire en la combustión, para ello se obtiene la relación aire combustible teórica de la reacción de combustión estequiométrica para el gas natural y se calcula la diferencia porcentual respecto a la relación aire combustible real que se puede leer en los resultados anteriores; esto se puede observar en la Tabla 29. Finalmente, el resumen del cálculo de la masa en cada una de las corrientes se puede visualizar en la Tabla 38 del final del capítulo.

Tabla 29. Resultados del cálculo de exceso de aire.

EXCESO DE AIRE

Rac real	10,575	kmol aire/kmol Comb
	17,187	kg aire /kg Comb
Rac teor	10,1176	kmol aire/kmol Comb
	16,444	kg aire /kg Comb
% exceso aire	4,524%	%

5.3. Balance de energía

Una vez realizado el balance de masa, se procede a calcular la entalpía y la energía en cada una de las corrientes, para obtener la eficiencia energética por el método directo e indirecto. (Todas las entalpías se calcularon con referencia a la T_{amb}).

Método directo

Cumpliendo con la ecuación (5), en la Tabla 30 se muestran los resultados del modelo de cálculo por el método directo. El calor sensible en el aire seco se calculó según la ecuación (6), el calor en la humedad del aire se calculó según la ecuación (7) (para conocer la entalpía de vaporización del agua en el aire, ver anexo C), el calor sensible en el combustible se calculó según la ecuación (8).

Para conocer el poder calorífico inferior del combustible (PCI) a partir del poder calorífico superior (PCS), se realizó el siguiente cálculo:

$$PCI = PCS - (\%H_2O_{comb} + 9 * \%H_{comb}) * \Delta H_{vap}^{T_{ref}} \quad (63)$$

Para el gas natural se obtuvo un PCS de 51237 kJ/kg y un PCI de 46271,4kJ/kg. Además, para el caso práctico analizado en la industria de Medellín, se obtuvo una eficiencia energética basada en el PCS del 61,8% y una eficiencia basada en el PCI del 68,3%. Seguidamente se realizó el cálculo por el método indirecto para focalizar las pérdidas de energía y tratar de identificar la mayor cantidad de ellas.

Tabla 30. Cálculo de eficiencia energética por el método directo.

MÉTODO DIRECTO - EFICIENCIA ENERGÉTICA			CALORES ADICIONALES ENTRADA		
Energía Útil			Aire Seco Entrada		
Energía Comb.	7797432,151	kJ	Masa aire seco	4155,304	kg
Energía Adicional	12387323,26	kJ	Cp aire seco	1,004	kJ/kg-K
E.E. Adicional IN	151715	kJ	Δ Entalpía	0	kJ/kg
E.E. Alimentación Comb.	31680	kJ	Energía aire seco	0,000	kJ
Eficiencia η (@PCS)	40320	kJ	Aire Humedad IN		
Eficiencia η (@PCI)	61,830%	%	Masa humedad aire	62,105	kg
Energía No Aprovechada	68,335%	%	Entalpía (Hvap@Tref)	2442,880	kJ/kg
	4813606	kJ	Energía humedad aire	151714,918	kJ
	1337,113	kWh	Calor sensible Combustible		
			Masa Combustible	241,765	kg
			Cp Combustible	2,340	kJ/kg-K
			Δ Entalpía	0,000	kJ/kg
			E. Sensible Comb.	0,000	kJ

Método indirecto

En el método indirecto se realizó un balance de energía como la diferencia entre las entradas y salidas de energía en el sistema. En las entradas se incluyó el calor de reacción del combustible, el calor sensible de entrada del combustible, el calor sensible del aire seco y el calor asociado al vapor de agua en el aire. En las salidas se incluyó la energía útil en el vapor producido, la energía en los gases de combustión, la energía de vaporización del agua formada, la energía perdida en la formación de CO en vez de CO₂. Los resultados del balance de energía se muestran en la Tabla 31.

Tabla 31. Cálculo de eficiencia energética por el método indirecto.

ENTRADAS				SALIDAS			
ENTRADA	PROP.	VALOR	UNIDAD	SALIDA	PROP.	VALOR	UNIDAD
Combustible (1) Energía RXN	m Comb	241,765	kg	Energía Útil Vapor (6)	m Agua (10)	3147,437	kg
	PCS	51237	kJ/kg		ΔH Agua (10)	106,993	kJ/kg
	E comb	12387323,26	kJ		m vapor (6)	3052,800	kg
Combustible (1) E sensible	Cp Comb	2,34	kJ/kg-K		ΔH Vapor (6)	2664,501	kJ/kg
	Temp.	24,500	°C	E vapor	7797432,15	kJ	
	E comb	0,000	kJ	Energía Útil - Recuperación de gases	m gases	4454,584	kg
Aire Seco (5) E sensible	m a.s.	4155,304	kg a.s.		T gases (15)	256	°C
	Cp a.s.	1,004	kJ/kg-k		ΔH Gases (15)	268,818	kJ/kg
	T a.s.	25	°C		T gases (16)	256,000	°C
	E a.s.	0,000	kJ		ΔH Gases (16)	1,161	kJ/kg
Humedad Aire (5) E vap	m H2O	62,105	kg	E recuperada	0,000	kJ	
	ΔH vap	2442,880	kJ/kg	Gases (15) E sensible	H CO2	236,130	kJ/kgK
	E vap	151714,918	kJ		H O2	224,555	kJ/kgK
E.E.	E.E. IN	72000,000	kJ		H CO	247,705	kJ/kgK
TOTAL ENTRADAS		12611038,175	kJ		H N2	245,390	kJ/kgK
					H NO2	393,6	kJ/kgK
					H SO2	613,475	kJ/kgK
					H H2O	446,795	kJ/kgK
					Promedio Pond	268,818	kJ/kgK
					E CO2	148230,227	kJ
					E O2	14108,161	kJ
					E CO	1,453	kJ
					E N2	787815,711	kJ
					E NO2	0,000	kJ
					E SO2	0,000	kJ
					E H2O	247318,430	kJ
					E total	1197473,981	kJ
					Gases (16)	E chimenea	1197473,981
				Agua Chimenea Vaporización	mH2O	30,752	kmolH2O
					mH2O	553,539	kg
					ΔH vap	2442,880	kJ/kg
					E H2O	1352229,204	kJ
				Formación CO	mCO	0,000	kmolCO
					mCO	0,006	kg
					ΔH rxn CO	10106,400	kJ/kg
					E CO	59,263	kJ
				Escoria (13) E sensible	m esc	0,000	kg
					ΔH esc	0,000	kJ/kg
					E esc	0,000	kJ
				Escoria (13) No Rxn C	m C esc	0,000	kg
					ΔHf Carbono	33698,200	kJ/kg
					E C esc	0,000	kJ
				TOTAL SALIDAS		10347194,599	kJ

BALANCE ENERGÍA - CALOR PERDIDO		
ΔE (Entradas - Salidas)	2263843,576	kJ
Energía No Aprovechada	4813606,024	kJ
	1337,113	kWh
Pérdidas Identif.	622169,410	kJ
	172,8248362	kWh
Pérdidas No Identif.	1641674,166	kJ
	456,021	kWh
Eficiencia η (@PCS)	61,830%	%
Eficiencia η (@PCI)	68,335%	%

BALANCE ENERGÍA - CALOR PERDIDO		
ΔE (Entradas - Salidas)	2263843,576	kJ
Energía No Aprovechada	4813606,024	kJ
	1337,113	kWh
Pérdidas Identif.	622169,410	kJ
	172,8248362	kWh
Pérdidas No Identif.	1641674,166	kJ
	456,021	kWh
Eficiencia η (@PCS)	61,830%	%
Eficiencia η (@PCI)	68,335%	%

La eficiencia energética por el método indirecto se calculó aplicando la ecuación (9), y se obtuvo una eficiencia basada en el PCI de 68,3% siendo el mismo valor que se calculó por el método directo; adicionalmente se deben identificar las pérdidas que resultan de la diferencia del balance de energía ($E_{\text{perdida}} = \text{Entradas} - \text{Salidas}$), las cuales se basan en pérdidas por aislamiento de la caldera y las tuberías, las pérdidas por fugas en la red de vapor y por las trampas en mal estado, y las pérdidas en las purgas de la caldera. Este cálculo se muestra en la Tabla 32.

Las pérdidas no identificadas se calcularon de la siguiente manera:

$$Pérdidas No Identif. = \Delta E(Entradas - Salidas) - Pérdidas Identif. \quad (64)$$

Tabla 32. Pérdidas de energía identificadas.

PÉRDIDAS IDENTIFICADAS				PÉRDIDAS IDENTIFICADAS			
PÉRDIDA	PROP.	VALOR	UNIDAD	PÉRDIDA	PROP.	VALOR	UNIDAD
Aislamiento - Tapas (caras planas)	hc	20,724	W/m2K	Fugas de vapor - Diámetro Orificio	Diámetro	0,000	mm
	hr	0,331	W/m2K		Presión	0	psi
	hs	21,055	W/m2K		Temperatura	0	°C
	Flux q	263,929	W/m2		m vapor	0,000	kg
	Área Sup	3,487	m2		h vapor	2664,501	kJ/kg
	T sup	37,035	°C		E	0,000	kJ
	Q	920,408	W	Fugas de vapor - Altura Pluma	Altura Pluma	0,000	m
	E	26507,74316	kJ		Presión	0	psi
Aislamiento - Cuerpo (caras circulares)	da	1,490	m		Temperatura	0	°C
	hc	10,023	W/m2K		m vapor	0,000	kg
	hr	0,333	W/m2K		h vapor	2664,501	kJ/kg
	hs	10,355	W/m2K		E	0,000	kJ
	Flux q	653,197	W/m2	Fugas - TOTAL			0,000 kJ
	Área Sup	11,234	m2	Fugas - Trampas defectuosas	m vapor	0,000	kg/s
	T sup	37,976	°C		h vapor	0,000	kg
	Q	7338,230	W		E	2664,501	kJ/kg
	E	211341,035	kJ		E	0,000	kJ
Aislamiento - Tuberías (caras circulares)	da	0,36	m	Purgas	m purga	94,637	kg
	hc	13,315	W/m2K		h purga	482,790	kJ/kg
	hr	0,333	W/m2K		E	45689,701	kJ
	hs	13,648	W/m2K	TOTAL PÉRDIDAS IDENTIF.			622169,410 kJ
	T op	164,500	°C				
	Flux q	207,927	W/m2				
	Área Sup	56,549	m2				
	T sup	37,971	°C				
	Q	11758,018	W				
	E	338630,932	kJ				
Aislamiento - TOTAL		576479,710	kJ				

Por último, para completar el cálculo de la energía en cada una de las corrientes, se debería realizar el balance de energía para los equipos adicionales (precalentador de combustible, recuperadores de calor de chimenea) que se observan en el diagrama de la Figura 48 (para el caso práctico analizado no se realizan estos balances ya que no existe ninguno de los equipos mencionados), así:

Para el precalentador de combustible,

$$m_{(2)}h_{(2)} - m_{(3)}h_{(3)} = m_{(4)}h_{(4)} - m_{(1)}h_{(1)}; \quad m_{(2)} = m_{(3)}; \quad m_{(1)} = m_{(4)}$$

$$h_{(4)} = \frac{m_{(2)}(h_{(2)} - h_{(3)})}{m_{(1)}} + h_{(1)} \quad (65)$$

$$T_{(4)} = \frac{h_{(4)}}{Cp_{comb}} + T_{ref} \quad (66)$$

$$\varepsilon_{precal-Comb} = \frac{h_{(4)} - h_{(1)}}{h_{(2)} - h_{(1)}} \quad (67)$$

Para el recuperador de calor en el agua (economizador),

$$m_{(20)}h_{(20)} - m_{(19)}h_{(19)} = m_{(15)}h_{(15)} - m_{(15.1)}h_{(15.1)}; \quad m_{(20)} = m_{(19)}; \quad m_{(15)} = m_{(15.1)}$$

$$h_{(15.1)} = h_{(15)} - \frac{m_{(20)}(h_{(20)} - h_{(19)})}{m_{(15)}} \quad (68)$$

$$T_{(15.1)} = \frac{h_{(15.1)}}{Cp_{15.1}} + T_{ref} \quad (69)$$

$$\varepsilon_{economizador} = \frac{h_{(20)} - h_{(19)}}{h_{(15)} - h_{(19)}} \quad (70)$$

Para el recuperador de calor en el aire,

$$m_{(17)}h_{(17)} - m_{(18)}h_{(18)} = m_{(15.1)}h_{(15.1)} - m_{(16)}h_{(16)}; \quad m_{(17)} = m_{(18)}; \quad m_{(15.1)} = m_{(16)}$$

$$h_{(16)} = h_{(15.1)} - \frac{m_{(18)}(h_{(17)} - h_{(18)})}{m_{(16)}} \quad (71)$$

$$T_{(16)} = \frac{h_{(16)}}{Cp_{16}} + T_{ref} \quad (72)$$

$$\varepsilon_{precal-Aire} = \frac{h_{(17)} - h_{(18)}}{h_{(15.1)} - h_{(18)}} \quad (73)$$

Los números entre paréntesis corresponden a los números del diagrama de proceso de la Figura 48, además el calor específico se calcula como el promedio ponderado de cada compuesto en los gases respecto al porcentaje másico en base húmeda de cada uno (para conocer el calor específico de cada compuesto en los gases, ver el anexo E). El resumen de los valores de entalpía y energía para cada corriente se pueden ver en la Tabla 38 al final del capítulo.

5.4. Balance de exergía

Por último, se realizó el balance de exergía por segunda ley de la termodinámica, calculando la entropía y luego la exergía en cada una de las corrientes, de manera que se pueda determinar la eficiencia exergética por el método directo, y también la tasa de destrucción de exergía y la generación de entropía por el método indirecto. (Todas las entropías se calcularon con referencia a la T_{amb}).

Método directo

Cumpliendo con la ecuación (46), en la Tabla 33 se muestran los resultados del modelo de cálculo por el método directo. La exergía en cada corriente se calculó según se describió en la ecuación (45) como la entalpía menos el producto de la entropía por la temperatura de referencia (T_{amb}) (para conocer la entropía de vaporización del agua en el aire, ver anexo C). La exergía en el combustible se calculó según la ecuación (41) como la exergía asociada al flujo de calor por la frontera del sistema de vapor así:

$$Ex_{comb} = m_{comb} * \left(1 - \frac{T_{ref}}{T_{llama}}\right) \quad (74)$$

Donde,

$$T_{llama} = \frac{E_{transfer}}{m_{gases} * Cp_{gases}^{@T_{llama}}} + T_{amb} = \frac{11258749,71}{4454,584 * 1,4} + 24,5 = 1829,8 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (75)$$

Además, la entropía de algunas corrientes (especialmente líquidos) se puede calcular según la siguiente expresión:

$$\Delta S = C_p * \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) \quad (76)$$

Tabla 33. Cálculo de eficiencia exergética por el método directo.

MÉTODO DIRECTO - EFICIENCIA EXERGÉTICA			EXERGÍA - ENTRADAS ADICIONALES		
Exergía Útil	2383956	kJ	Aire Seco Entrada		
Exergía Comb. (PCS)	10634134	kJ	Masa aire seco	4155,304	kg
Exergía Comb. (PCI)	9605152,37	kJ	Δ Entalpía	0	kJ/kg
Exergía Adicional IN	0,06	kJ	Δ Entropía	0,000	kJ/kg-K
E.E Adicional IN	31680	kJ	Ex a.s in	0,000	kJ
E.E. Alimentación Comb.	40320	kJ	Aire Humedad IN		
Eficiencia ψ (@PCS)	22,267%	%	Masa humedad aire	62,105	kg
Eficiencia ψ (@PCI)	24,635%	%	Entalpía (Hvap@Tref)	2442,880	kJ/kg
Exergía Asoc. Pérdidas	750235	kJ	Entropía (Svap@Tref)	8,207	kJ/kg-K
			Ex hum IN	0,060	kJ
			Calor sensible Combustible		
			Masa Combustible	241,765	kg
			Δ Entalpía	0,000	kJ/kg
			Δ Entropía	0,000	kJ/kg-K
			Ex.S. Comb	0,000	kJ

Para el caso práctico analizado en la industria de Medellín, se obtuvo una eficiencia exergética basada en el PCS de 22,3% y una eficiencia basada en el PCI de 24,6%. Seguidamente se realizó el cálculo por el método indirecto para focalizar las pérdidas de exergía y conocer la tasa de destrucción de exergía en el sistema.

Método indirecto

En el método indirecto se realizó un balance de exergía como la diferencia entre las entradas y salidas de exergía en el sistema, el cual debe dar un resultado siempre mayor que cero según la segunda ley de la termodinámica, esta diferencia se considera como la tasa de destrucción de exergía.

En las entradas se incluyó la exergía asociada al calor transferido por la combustión, la exergía asociada al aire seco y a la vaporización del agua en el aire. En las salidas se incluyó la exergía útil asociada al vapor producido, la exergía asociada a los gases de combustión, la exergía en el vapor de agua formado, la exergía perdida en la formación de CO en vez de CO₂. Los resultados del balance de exergía se muestran en la Tabla 34.

Tabla 34. Cálculo de eficiencia exergética por el método indirecto.

ENTRADAS			
ENTRADA	PROP.	VALOR	UNIDAD
Combustible (1) Energía RXN	m Comb	241,765	kg
	E Comb	12387323,257	kJ
	Ex Comb	10634133,521	kJ
Combustible (1) E sensible	Δ Entalpía	0,000	kJ/kg
	Δ Entropía	0,000	kJ/kg-K
	Ex Comb	0,000	kJ
Aire Seco (5) E sensible	m a.s.	4155,304	kg a.s.
	Cp a.s.	1,004	kJ/kg-k
	Δ Entalpía	0	kJ/kg
	Δ Entropía	0,000	kJ/kg-K
	Ex a.s.	0,000	kJ
Humedad Aire (5) E vap	m H ₂ O	62,105	kg
	Δ H vap	2442,880	kJ/kg
	Δ S vap	8,207	kJ/kg-K
	Ex vap	0,060	kJ
	E.E.	72000,000	kJ
TOTAL ENTRADAS		10706133,581	kJ

BALANCE EXERGÍA - DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA			
Δ Ex (Entradas - Salidas)	8010518,074	kJ	
Exergía No Aprovechada	1061894,300	kJ	
Exergía Perdida Identif.	32012,246	kJ	
Exergía Perdida No Identif	718222,752	kJ	
Tasa de Destrucción	7260283,075	kJ	
Flujo Gen. Entropía	100,891	kJ/kgCombK	
Eficiencia ψ (@PCS)	22,267%	%	
Eficiencia ψ (@PCI)	24,635%	%	

SALIDAS			
SALIDA	PROP.	VALOR	UNIDAD
Exergía Útil Vapor (6)	m Agua (10)	3147,437	kg
	Δ H Agua (10)	106,993	kJ/kg
	Δ S Agua (10)	0,345	kJ/kg-K
	m vapor (6)	3052,800	kg
	Δ H Vapor (6)	2664,501	kJ/kg
	Δ S Vapor (6)	6,313	kJ/kg-K
	Ex vapor	2383956,206	kJ
Energía Útil - Recuperación de gases	m gases	4454,584	kg
	T gases (15)	256	°C
	Δ H Gases (15)	268,818	kJ/kg
	Δ S Gases (15)	0,668	kJ/kg-K
	T gases (16)	256,000	°C
	Δ H Gases (16)	268,818	kJ/kg
	Δ S Gases (16)	0,668	kJ/kg-K
	Ex recuperada	0,000	kJ
Gases (15) E sensible	S CO ₂	0,587	kJ/kg-K
	S O ₂	0,558	kJ/kg-K
	S CO	0,616	kJ/kg-K
	S N ₂	0,610	kJ/kg-K
	S NO ₂	0,978	kJ/kg-K
	S SO ₂	1,525	kJ/kg-K
	S H ₂ O	1,110	kJ/kg-K
	Promedio Pond	0,668	kJ/kg-K
	Ex gases (15)	311632,839	kJ
Gases (16) E sensible	S CO ₂	0,587	kJ/kg-K
	S O ₂	0,558	kJ/kg-K
	S CO	0,616	kJ/kg-K
	S N ₂	0,610	kJ/kg-K
	S NO ₂	0,978	kJ/kg-K
	S SO ₂	1,525	kJ/kg-K
	S H ₂ O	1,110	kJ/kg-K
	Promedio Pond	0,668	kJ/kg-K
	Ex gases (16)	311632,839	kJ
Agua Chimenea Vaporización	mH ₂ O	553,539	kg
	Δ H vap	2442,880	kJ/kg
	Δ S vap	8,207	kJ/kg-K
	Ex H ₂ O	0,535	kJ
Formación CO	mCO	0,006	kg
	E CO	59,263	kJ
	Ex CO	25,927	kJ
Escoria (13) E sensible	m esc	0,000	kg
	Δ H esc	0,000	kJ/kg
	Δ S esc	0,000	kJ/kg-K
	Ex esc	0,000	kJ
Escoria (13) No Rxn C	m C esc	0,000	kg
	E C esc	0,000	kJ
	Ex C esc	0,000	kJ
TOTAL SALIDAS		2695615,507	kJ

Adicionalmente, se debe asociar una exergía al calor que se ha perdido en el balance de energía, tanto el identificado como el no identificado. Para las pérdidas identificadas, se les asocia una exergía como se muestra en la Tabla 35; para las pérdidas por aislamiento se emplea nuevamente la ecuación (74) para asociar un calor perdido por las fronteras del sistema, para las pérdidas por fugas o por purgas se emplea la ecuación (45), conociendo la entalpía y la entropía de cada corriente.

Para las pérdidas no identificadas, se asocia una exergía al flujo de calor por la frontera del sistema a la temperatura de los gases de combustión, con la ecuación (74). Los resultados se pueden ver en la Tabla 35.

Tabla 35. Exergía asociada a pérdidas de energía identificadas.

PÉRDIDAS IDENTIFICADAS				PÉRDIDAS IDENTIFICADAS			
PÉRDIDA	PROP.	VALOR	UNIDAD	PÉRDIDA	PROP.	VALOR	UNIDAD
Aislamiento - Tapas	E	26507,743	kJ	Fugas - Trampas defectuosas	m vapor (23)	0,000	kg
	Ex	1068,344	kJ		ΔH Vapor (23)	2664,501	kJ/kg
Aislamiento - Cuerpo	E	211341,035	kJ		ΔS Vapor (23)	6,313	kJ/kg-K
	Ex	9169,545147	kJ		Ex vapor	0,000	kJ
Aislamiento - Tuberías	E	338630,932	kJ	Purgas	m purga	94,637	kg
	Ex	14692,327	kJ		h purga	482,790	kJ/kg
Aislamiento - TOTAL		24930,216	kJ		s purga	1,37	kJ/kg-K
Fugas de vapor - Diámetro Orificio	m Agua (10)	3147,437	kg		Ex purga	7082,03	kJ
	ΔH Agua (10)	106,993	kJ/kg	TOTAL PÉRDIDAS IDENTIF.		32012,246	kJ
	ΔS Agua (10)	0,345	kJ/kg-K				
	m vapor (22)	0,000	kg				
	ΔH Vapor (22)	2664,501	kJ/kg				
	ΔS Vapor (22)	6,313	kJ/kg-K				
	Ex vapor	0,000	kJ				
Fugas de vapor - Altura Pluma	m vapor (22)	0,000	kg				
	ΔH Vapor (22)	2664,501	kJ/kg				
	ΔS Vapor (22)	6,313	kJ/kg-K				
	Ex vapor	0,000	kJ				
Fugas - TOTAL		0,000	kJ				

La eficiencia exergética por el método indirecto basada en el PCI fue de 24,6% siendo el mismo valor que se calculó por el método directo; adicionalmente la diferencia de exergía entre las entradas y las salidas (restando la exergía asociada tanto a las pérdidas identificadas como no identificadas), se denomina como tasa de destrucción de exergía; si ésta se divide por la temperatura de referencia (T_{amb}) y por la masa de combustible, se puede calcular la generación de entropía en el proceso, el cual tuvo un valor de 103,3 kJ/(kgComb-K).

5.5. Cálculo de indicadores de desempeño

El modelo matemático finaliza con el cálculo de todos los indicadores propuestos en la metodología para el análisis de desempeño del sistema de generación de vapor y se muestran en la Tabla 36.

Tabla 36. Resultado de indicadores de desempeño.

INDICADORES	
Exceso de aire en la combustión (%)	4,524%
Eficiencia energética @PCI (%)	68,34%
Energía No Aprovechada (kWh)	1337,11
Pérdidas Identificadas (kWh)	172,82
Pérdidas No Identificadas (kWh)	456,02
Eficiencia exergética @PCI (%)	24,63%
Exergía Asociada a Pérdidas (kW)	26,05
Destrucción de exergía (kW)	252,09
Gen. de Entropía (kJ/kgComb-K)	100,89
Eficiencia ecológica (%)	100%
Dif. Temperatura (G/M) (°C)	87,00
Rel. Evaporación (TonV/TonC)	12,63
Consumo Esp. Energía (kWh/TonV)	1133,69
Potencia Esp. Empleada (kW/TonV)	141,71
Consumo Mensual (MWh/mes)	259,57
Ahorro Energía Primaria (kWh/mes)	14740,35
Factor Utilización Energía (%)	68,34%

Se debe aclarar que el indicador de ahorro de energía primaria, como se mencionó en la metodología propuesta, corresponde a la diferencia entre el consumo de energía proyectado para el mes de la medición si se trabajara con la eficiencia calculada en el diagnóstico y el consumo de energía reportado en el mes anterior; por tanto no necesariamente el valor está relacionado con la implementación de alguna mejora en el sistema, y además puede tener valores tanto positivos como negativos si se proyectara un consumo energético mayor para el presente mes respecto al mes anterior. Entonces, el indicador se puede calcular como el consumo eléctrico y el consumo de energía asociada al combustible por el número de horas de operación proyectado para el mes (kWh/mes), menos el consumo eléctrico y energético asociado al combustible del mes anterior.

También es importante mencionar que para el cálculo de la eficiencia energética-ecológica, se emplearon las ecuaciones (47), (48) y (49), y los resultados se muestran en la Tabla 37, obteniendo una eficiencia de 100% debido a la no-generación de NO₂ o SO₂ en la combustión.

Además, para el cálculo del factor de utilización de energía se dividió la suma de la energía útil en el vapor producido más el calor recuperado en la chimenea sobre la energía total de entrada en el sistema, obteniendo el mismo valor de eficiencia energética de 68,34% puesto que no hay recuperación de calor en los gases de chimenea.

Tabla 37. Cálculo de eficiencia energética-ecológica.

EFICIENCIA ECOLÓGICA		
Masa CO ₂ Comb	2,597	kg/kgcomb
Masa SO ₂ Comb	0,000	kg/kgcomb
Masa NO ₂ Comb	0,000	kg/kgcomb
Masa CO ₂ eq.	2,597	kg/kgcomb
Indicador Polución (π)	0,056	kg/MJ
Eficiencia Energética η	61,83%	%
Eficiencia Ecológica (ϵ)	100,00%	%

El resumen de los resultados obtenidos para todas las corrientes del proceso se muestra en la Tabla 38.

Como se ha podido observar, el sistema analizado no cuenta con tecnologías de aprovechamiento del calor sensible de chimenea, como por ejemplo un economizador o recuperador de calor. En la conceptualización realizada en capítulos anteriores se mencionó el beneficio de la instalación de éstos equipos para el aumento de la eficiencia térmica mediante el precalentamiento del combustible, del aire de entrada o del agua de alimentación, al aprovechar la energía disponible en los gases de chimenea.

Para el caso estudiado, la temperatura de chimenea es de 256°C, la cual se podría disminuir hasta 219°C (que equivale a 50°C por encima de la temperatura del vapor de 169°C, como se recomendó en la Tabla 11), para garantizar que siempre esté por encima de la temperatura de rocío ácido, donde se puede condensar ácido sulfúrico dependiendo de la concentración de azufre, O₂ y vapor de agua en los gases, que para el caso analizado deber ser del orden de 130-170°C.

Tabla 38. Resultados del modelo de cálculo por corriente.

No	NOMBRE	Flujo (kg/s)	Masa (kg)	Temp (°C)	Presión Abs (kPa)	Entalpía (kJ/kg) @ Tref	Entropía (kJ/kg-K) @ Tref	Energía (kJ) @ Tref	Exergía (kJ) @ Tref
1	Combustible	0,0084	241,765	24,500	194,074	51237,000	-	12387323,257	10634133,521
2	Entrada precalentador Combustible	0,000	0,000	24,500	85,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Salida precalentador Combustible	0,000	0,000	24,500	85,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Combustible	0,008	241,765	24,500	188,421	51237,000	0,000	12387323,257	10634133,521
5	Aire de combustión	0,1464	4217,409	24,500	85,000	35,973	0,121	151714,918	0,060
6	Vapor de caldera	0,106	3052,800	169,000	774,476	2664,501	6,313	8134187,130	2397588,357
7	Vapor de proceso	0,106	3052,800	160,000	0,000	2664,501	6,313	8134187,130	2397588,357
8	Condensado	0,061	1770,624	70,000	85,000	190,190	0,595	336754,979	23383,933
9	Agua de alimentación	0,048	1376,813	24,500	85,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	Agua entrada de caldera	0,109	3147,437	50,097	85,000	106,993	0,345	336754,979	13632,151
11	Bomba agua de alimentación	-	-	-	-	-	-	14400,000	14400,000
12	Purgas	0,0033	94,637	140,000	774,476	482,790	1,371	45689,701	7082,030
13	Escoria	0,000	0,000	24,500	85,000	0,000	0,000	0,000	0,000
14	Ventilador de extracción	-	-	-	-	-	-	17280,000	17280,000
15	Gases de combustión	0,1547	4454,584	256,000	85,000	268,818	0,668	1197473,981	311632,839
16	Gases de chimenea	0,1547	4454,584	256,000	85,000	268,818	0,668	1197473,981	311632,839
17	Aire salida Recuperador	0,1464	4217,409	24,500	85,000	35,973	0,121	151714,918	0,060
18	Aire entrada Recuperador	0,1464	4217,409	24,500	85,000	35,973	0,121	151714,918	0,060
19	Agua entrada Recuperador	0,0478	1376,813	24,500	85,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	Agua salida Recuperador	0,0478	1376,813	24,500	85,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	Aislamiento de caldera	-	-	-	-	-	-	576479,710	24930,216
22	Fugas de vapor	0,000	0,000	0,000	0,000	2664,501	6,313	0,000	0,000
23	Fugas de trampas	0,000	0,000	0,000	0,000	2664,501	6,313	0,000	0,000

Primero, si se aprovecha la energía equivalente para precalentar el aire de combustión, instalando un recuperador que disminuya la temperatura de los gases desde 256°C hasta 219°C, y haciendo que el aire se caliente desde la temperatura ambiente (24,5°C) hasta 70°C, se puede lograr que la eficiencia del sistema aumente desde el 68,34% (@PCI) hasta el 69,5%. Luego, si se aprovecha ésta energía para calentar el agua de alimentación de caldera, haciendo que el agua de reposición aumente su temperatura desde 24,5°C hasta 57,7°C, y por tanto la entrada a la caldera aumente desde 50°C hasta 64,6°C, la eficiencia del sistema se incrementaría desde el 68,34% (@PCI) hasta el 70%.

Por último, si se aprovecha parte del condensado que regresa a la caldera para precalentar el combustible también puede subir la eficiencia; entonces considerando que el condensado regresa a 70°C y se hace pasar por un precalentador bajando su temperatura hasta 66,5°C, el combustible podría calentarse desde 24,5°C hasta 70°C, aumentando la eficiencia del sistema desde el 68,34% (@PCI) hasta el 68,5%.

De los tres escenarios anteriores se puede concluir que cualquier combinación de ellos puede incrementar la eficiencia global del sistema de vapor, evidenciando los beneficios que tienen la implementación de éstas tecnologías en sistemas de generación de vapor.

5.6. Análisis comparativo con el software de referencia

Por último, es necesario validar el modelo matemático empleado para el cálculo de la eficiencia energética con la información obtenida del caso práctico, para ello se ha empleado un software especializado en el análisis de diversos sistemas térmicos. En la Figura 56 se muestra el diagrama general del sistema de vapor implementado en el software, que corresponde al diagrama mostrado en la Figura 48; pero como el sistema de vapor empleado en el caso práctico no cuenta con precalentador de combustible, tampoco con recuperadores de calor en la chimenea, en la Figura 57 se muestra el diagrama desarrollado para el caso práctico.

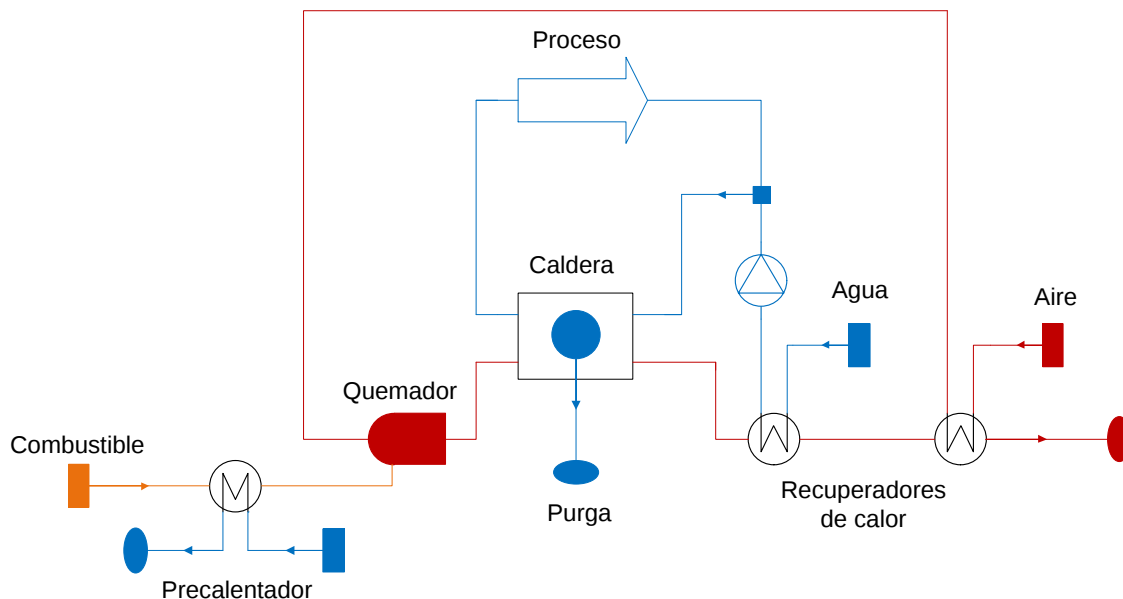


Figura 56. Diagrama general del sistema de generación de vapor implementado.

En la Figura 57 se observa la existencia del quemador y de la caldera, una fuente de combustible (gas natural), una fuente de aire de combustión y una fuente de agua de restitución en la caldera.

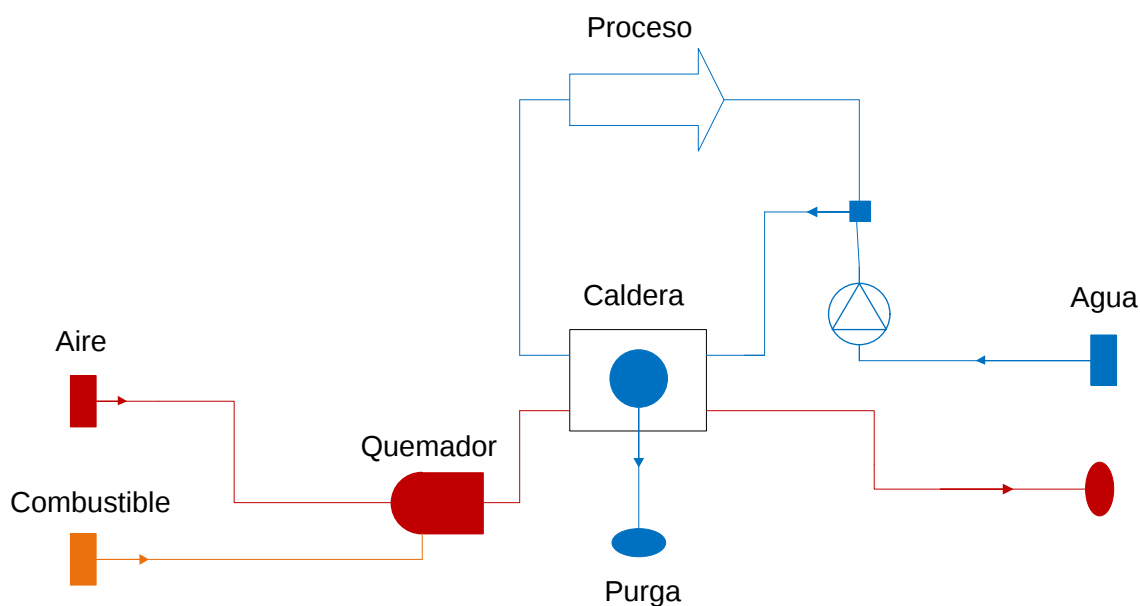


Figura 57. Diagrama del sistema de vapor diseñado en el software.

Tabla 39. Resultados obtenidos del caso diseñado en el software de comparación.

Variable	Unidad	Valor (PCI)
Entrada neta combustible	kW	388,3
CHP eficiencia	%	69,29
PURPA eficiencia	%	34,32
Potencia Neta	kW	-2,5
Total Auxiliares	kW	2,5
Salida neta de calor de proceso	kW	271,5

El software calcula por defecto la eficiencia energética de cualquier ciclo térmico de la siguiente manera:

$$\eta (\%) = \frac{E_{vapor}}{E_{comb}@PCI + E.E} \quad (77)$$

De ésta forma, como se muestra en la Tabla 39, en el software se obtuvo una eficiencia energética del 69,29%; con el modelo de cálculo desarrollado se obtiene lo siguiente:

$$\eta (\%) = \frac{E_{vapor(6)} - E_{agua(10)}}{E_{comb(1)}@PCI + E.E} \quad (78)$$

$$\eta (\%) = \frac{8.134.187,130kJ - 336.754,979kJ}{241,765kg * 46.279,2 kJ/kg + 72.000kJ} = \frac{7.797.432,151kJ}{11.260.699,777kJ}$$

$$\eta (\%) = 69,245\%$$

La diferencia entre ambos cálculos es de tan solo 0,065%, por lo que se puede concluir que el modelo de cálculo para la eficiencia energética es válido. Los resultados se pueden observar en la Tabla 39 y 40.

Tabla 40. Error entre el modelo de cálculo y el software de referencia.

COMPARATIVO - THERMOFLEX

Eficiencia ThermoFlex	69,290%	%
Eficiencia de Comparación (*)	69,245%	%
Error	0,065%	%

Nota (*): Se calcula de la misma forma que lo hace el software según la ecuación (77)

Según los resultados obtenidos en el modelo de cálculo desarrollado, para el balance de masa, energía y exergía, así como los indicadores de desempeño calculados, se puede decir que tanto la metodología propuesta como los campos de entrada de información definidos en la estructura del aplicativo, son adecuados para que el modelo matemático entregue resultados válidos, bien sea por un método directo o por un método indirecto.

Sin embargo, se recalca la importancia de tener en cada empresa un sistema de gestión energética centralizado, y una correcta instrumentación de la caldera, lo que permite de manera ágil la adquisición de datos para la realización de diagnósticos energéticos como el descrito anteriormente.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló una metodología para el diagnóstico en eficiencia energética de sistemas convencionales de generación de vapor, que apoyado en herramientas computacionales, permite tener un acercamiento cualitativo en cuanto a la calificación de aspectos operacionales y de mantenimiento, y cuantitativo para el cálculo de indicadores energéticos, que en conjunto compilan el conocimiento del estado energético de un sistema de vapor.

Se partió de una revisión bibliográfica del panorama energético a nivel mundial y nacional, donde se identificó el estado actual de los recursos, el consumo o uso final, y el impacto ambiental asociado, observando un crecimiento exponencial tanto del consumo energético como de la explotación de los recursos para el cumplimiento de la creciente demanda; por tanto se evidenció, especialmente en Colombia, una necesidad urgente y a su vez un potencial para desarrollar proyectos de ingeniería enfocados al uso racional y eficiente de los recursos energéticos.

A lo largo del documento se enfatizó en la posibilidad de diseñar e implementar un aplicativo computacional con una interfaz gráfica adecuada para ingresar la información sugerida dentro de la metodología establecida y facilitar el diagnóstico del estado energético de un sistema de vapor. Para ello, fue necesaria una compilación de información de conceptualización acerca del funcionamiento de sistemas de vapor y de indicadores de eficiencia energética, así como la identificación de metodologías vigentes para la realización de auditorías energéticas.

Para el presente trabajo se diseñó una interfaz gráfica en el software de código abierto SciLab 5.5 (de uso libre y de fácil acceso a través de internet), el cual además de contener un módulo para el diseño de interfaces de interacción con el usuario “*Graphical User Interface (GUI) Builder*”, tiene toda la capacidad para la resolución de modelos matemáticos complejos.

Además, se desarrolló un modelo matemático para calcular indicadores energéticos (mediante balances de masa, energía y exergía) por un método directo, o también por un método indirecto que permita focalizar las pérdidas energéticas y direccionar las propuestas de mejora basadas en eficiencia. Se ha implementado el modelo matemático en un caso práctico de la industria de Medellín, y se ha validado mediante la comparación de los resultados de eficiencia energética con un software de referencia especializado en el análisis de sistemas térmicos.

Para el caso estudiado se identificó la posibilidad de que a nivel empresarial cierta información requerida se desconozca, y se puede justificar por la ausencia de un área de gestión energética; por lo que la metodología propuesta también retroalimenta a la industria dando a conocer realmente todos los datos necesarios para realizar una auditoría energética. Por esto la necesidad a nivel operacional de tener un procedimiento de monitoreo y control constante de las variables descritas en la metodología, y a nivel administrativo un sistema de gestión y registro de la información.

En cuanto al modelo matemático desarrollado, se ha podido identificar que el balance de masa es particular para cada tipo de combustible, en especial si su estado es sólido, líquido o gaseoso; por ende el balance debe ser modificado según la reacción de combustión presente. También se pudo concluir que para combustibles fósiles como el carbón o biomasa, y combustibles líquidos clasificados como crudos pesados, es notablemente más complejo cerrar un balance de masa que sea coherente desde el análisis elemental del combustible y desde el análisis de composición de gases. Para el balance de energía se encontró que existe cierta complejidad para la identificación de las pérdidas de energía, específicamente por fugas de vapor en la red y por aislamiento en la caldera y en las tuberías, puesto que el cálculo se basa en relaciones empíricas e involucra la suposición de algunos factores, que ocasiona diferencias en la cuantificación de las pérdidas asociadas; adicional a la necesidad de instrumentación y medición de algunos valores precisos como la presión y la temperatura del vapor en los puntos identificados.

Además se encontró que el análisis de exergía, aunque permita cuantificar la calidad de cada una de las fuentes involucradas y su deterioro en los procesos térmicos asociados, puede ser realmente útil cuando los sistemas de vapor están enmarcados en ciclos combinados o plantas térmicas de generación de electricidad, donde resultan fuentes energéticas secundarias con alto potencial de reutilización. Es importante también darle un valor agregado al modelo de cálculo según el método indirecto en comparación al método directo, ya que aunque los indicadores de eficiencia entreguen los mismos resultados, el método indirecto permite conocer realmente los puntos de pérdida de masa, energía y exergía, así como los potenciales de mejora para el planteamiento de proyectos de ingeniería que favorezcan el desempeño global del sistema.

Por otra parte, se puede concluir que los indicadores calculados son útiles, suficientes y necesarios para el conocimiento del estado energético del sistema, y son tan importantes como la descripción cualitativa del estado físico y operacional del sistema; por lo que es indispensable la complementación entre el diagnóstico cuantitativo y el cualitativo para garantizar que la eficiencia energética se conserve a lo largo del tiempo. Adicionalmente, se considera importante la relación establecida con el cliente anterior a la visita de diagnóstico, y la información que se debe compartir previamente permitiendo prever necesidades y realizar una preparación y un plan de visita más apropiado.

También se puede concluir que la estructura del aplicativo diseñado, junto con un posterior desarrollo de una plantilla para el informe de ingeniería, conforman una herramienta de alta versatilidad y rapidez que realmente puede agilizar el diagnóstico en sitio del estado energético de un sistema de generación de vapor, la identificación de las causas de la disminución de eficiencia, y los rangos de operación recomendados para las variables críticas, que obligatoriamente deben ser de fácil monitoreo y control; además que éste tipo de informe complementa, o en ocasiones es el punto de partida, para la gestión adecuada de la información energética, incluso facilitando la integración dentro de un sistema de gestión energética empresarial.

Por último del presente trabajo se obtuvo una compilación del panorama energético mundial y nacional hasta la actualidad, así como una metodología clara, un modelo matemático y una propuesta de diseño de un aplicativo computacional que permita de manera ágil y centralizada, conocer y gestionar el estado energético de un sistema convencional de generación vapor; entonces se propone para trabajos futuros el desarrollo y la implementación del aplicativo que permita realizar por completo el análisis energético cualitativo y cuantitativo del sistema y de cada una de las corrientes del proceso, que calcule los indicadores de desempeño y que entregue un informe de diagnóstico durante una visita de planta.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdelaziz, E. A., Saidur, R., & Mekhilef, S. (2011). A review on energy saving strategies in industrial sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 150–168. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.003>
- ASME PTC-4.1. (15 de Junio de 2011). *Steam generating units power test code*.
- Bahadori, A., & Vuthaluru, H. B. (2010). Estimation of potential savings from reducing unburned combustible losses in coal-fired systems. *Applied Energy*, 87(12), 3792–3799. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.06.009>
- Banco Mundial. (Marzo de 2015). *Emisiones de CO2*. Recuperado el 26 de Marzo de 2015, de <http://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT/countries>
- Banco Mundial. (Marzo de 2015). *Población total*. Recuperado el 17 de Marzo de 2015, de <http://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>
- BP. (2013). *World energy outlook booklet*.
- Cámara de comercio, M. (2012). *Economía regional en el primer semestre de 2012*. <http://doi.org/10.4206/agrosur.1974.v2n2-09>
- Cardu, M., & Baica, M. (1999a). Regarding a global methodology to estimate the energy–ecologic efficiency of thermopower plants. *Energy Conversion and Management*, 40(1), 71–87. [http://doi.org/10.1016/S0196-8904\(98\)00038-7](http://doi.org/10.1016/S0196-8904(98)00038-7)
- Cardu, M., & Baica, M. (1999b). Regarding a new variant methodology to estimate globally the ecologic impact of thermopower plants p Mircea Ca, 40, 1569–1575.
- Cardu, M., & Baica, M. (2001). Application of the methodology to estimate the energy–ecologic efficiency of fluidized bed boilers. *Energy Conversion and Management*, 42(7), 867–876. [http://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00093-5](http://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00093-5)
- Cengel, Y. (2004). *Transferencia de calor*. McGraw-Hill.
- CIBO, C. of industrial boiler owners. (1997). *Energy Efficiency Handbook*.
- CONAE, C. N. para el ahorro de energía. (2002). *Guía de vapor para la industria*.
- Conuee, M. (2009a). *Bases para el ahorro de energía en calderas y sistemas de vapor*, (0155).
- Conuee, M. (2009b). *Beneficios del aislamiento térmico en la industria*, 1–52.

- Conuee, M. (2009c). Eficiencia en calderas y combustión, (0155).
- Conuee, M. (2009d). Tratamiento de agua para su utilización en calderas, (0155).
- Energy Information Administration. (2009). *International Energy Outlook* (Vol. 0484).
- European Commission. (2012). *EU energy in figures - Pocketbook*.
<http://doi.org/10.2833/11169>
- Hepbasli, A., & Ozalp, N. (2003). Development of energy efficiency and management implementation in the Turkish industrial sector. *Energy Conversion and Management*, 44(2), 231–249. [http://doi.org/10.1016/S0196-8904\(02\)00051-1](http://doi.org/10.1016/S0196-8904(02)00051-1)
- ICONTEC, N.-I. 50001. (2011). Norma Técnica Colombiana, Sistemas de gestión de la Energía, (571).
- Instituto Energía y Termodinámica UPB. (2014). SEMINARIO - Calderas y sistemas de vapor. Medellín, Colombia.
- International Energy Agency. (2014a). Energy Efficiency Indicators: Fundamentals on Statistics.
- International Energy Agency. (2014b). Key World Energy STATISTICS.
- MINMINAS, S. (30 de Septiembre de 2011). Aplicación de la norma ISO 50001. Colombia.
- MINSAL, M. (12 de Mayo de 1984). Decreto 48. *Aprueba reglamento de calderas y generadores de vapor*.
- Naciones Unidas. (11 de Diciembre de 1987). *A/RES/42/187 Report of the World Commission on Environment and*. Recuperado el 22 de Marzo de 2015, de <http://www.un.org/documents/ga/res/42/ares42-187.htm>
- Nations, U., & Development, I. (2008). Industrial energy efficiency.
- Ohijeagbon, I. O., Waheed, M. A., & Jekayinfa, S. O. (2013). Methodology for the physical and chemical exergetic analysis of steam boilers. *Energy*, 53, 153–164. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.039>
- Ray, T. K., Datta, A., Gupta, A., & Ganguly, R. (2010). Exergy-based performance analysis for proper O&M decisions in a steam power plant. *Energy Conversion and Management*, 51(6), 1333–1344. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.01.012>

- Saidur, R., Ahamed, J. U., & Masjuki, H. H. (2010). Energy, exergy and economic analysis of industrial boilers. *Energy Policy*, 38(5), 2188–2197. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.087>
- Saidur, R., Rahim, N. A., Masjuki, H. H., Mekhilef, S., Ping, H. W., & Jamaluddin, M. F. (2009). End-use energy analysis in the Malaysian industrial sector. *Energy*, 34(2), 153–158. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2008.11.004>
- Santo, D. B. do E. (2014). An energy and exergy analysis of a high-efficiency engine trigeneration system for a hospital: A case study methodology based on annual energy demand profiles. *Energy and Buildings*, 76, 185–198. <http://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.02.014>
- Siddhartha Bhatt, M. (2000). Energy audit case studies I—steam systems. *Applied Thermal Engineering*, 20(3), 285–296. [http://doi.org/10.1016/S1359-4311\(99\)00020-4](http://doi.org/10.1016/S1359-4311(99)00020-4)
- Sola, A. V. H., Mota, C. M. de M., & Kovaleski, J. L. (2011). A model for improving energy efficiency in industrial motor system using multicriteria analysis. *Energy Policy*, 39(6), 3645–3654. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.070>
- Universidad del Atlántico, UPME, Colciencias. (2009). Manual del mantenimiento centrado en la eficiencia energética para sistemas industriales. Atlántico: Calidad Gráfica.
- UPME. (2013). *Cadena del petróleo Colombia 2013*.
- UPME, & Colciencias. (2009). Eficiencia energética en la generación y distribución del vapor.
- UPME, INCOMBUSTION, & COLCIENCIAS. (2014). Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros. Medellín, Antioquia, Colombia.

ANEXOS

ANEXO A: Presión de saturación de vapor de agua en el aire.

PRESIÓN DE SATURACIÓN DE VAPOR DE AGUA

Temp (°C)	Presión (mbar)	Presión (mm hg)
-15	1,65	1,238
-14	1,81	1,358
-13	1,98	1,485
-12	2,17	1,628
-11	2,37	1,778
-10	2,59	1,943
-9	2,83	2,123
-8	3,09	2,318
-7	3,36	2,520
-6	3,67	2,753
-5	4	3,000
-4	4,36	3,270
-3	4,75	3,563
-2	5,16	3,870
-1	5,61	4,208
0	6,09	4,568
1	6,56	4,920
2	7,04	5,280
3	7,57	5,678
4	8,11	6,083
5	8,7	6,526
6	9,32	6,991
7	9,99	7,493
8	10,7	8,026
9	11,46	8,596
10	12,25	9,188
11	13,09	9,818
12	13,99	10,493
13	14,94	11,206
14	15,95	11,963
15	17,01	12,759
16	18,13	13,599
17	19,32	14,491
18	20,59	15,444
19	21,92	16,441
20	23,31	17,484

PRESIÓN DE SATURACIÓN DE VAPOR DE AGUA

Temp (°C)	Presión (mbar)	Presión (mm hg)
21	24,8	18,602
22	26,37	19,779
23	28,02	21,017
24	29,77	22,329
25	31,6	23,702
26	33,53	25,150
27	35,56	26,672
28	37,71	28,285
29	39,95	29,965
30	42,32	31,743
31	44,82	33,618
32	47,46	35,598
33	50,18	37,638
34	53,07	39,806
35	56,1	42,078
36	59,26	44,449
37	62,6	46,954
38	66,09	49,572
39	69,75	52,317
40	73,58	55,190
41	77,59	58,197
42	81,8	61,355
43	86,18	64,640
44	90,79	68,098
45	95,6	71,706
46	100,61	75,464
47	105,87	79,409
48	111,33	83,504
49	117,07	87,810
50	123,04	92,288
55	150,94	113,214
60	198,7	149,037
65	249,38	187,050
70	310,82	233,134
75	384,5	288,399
80	472,28	354,239
85	576,69	432,553
90	699,31	524,526
95	834,09	625,619
100	1013	759,813

ANEXO B: Propiedades termodinámicas del agua – Líquido comprimido.

AGUA - LÍQUIDO COMPRIMIDO

T (°C)	v (m3/kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m3/kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m3/kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)
P=5MPa (Tsat 263,99°C)				P=10MPa (Tsat 311,06°C)			P=15MPa (Tsat 342,24°C)		
Sat	0,0012859	1154,20	2,9202	0,0014524	1407,60	3,3596	0,0016581	1610,50	3,6848
0	0,0009977	5,04	0,0001	0,0009952	10,04	0,0002	0,0009928	15,05	0,0004
20	0,0009995	88,65	0,2956	0,0009972	93,33	0,2945	0,0009950	97,99	0,2934
40	0,0010056	171,97	0,5705	0,0010034	176,38	0,5686	0,0010013	180,78	0,5666
60	0,0010149	255,30	0,8285	0,0010127	259,49	0,8258	0,0010105	263,67	0,8232
80	0,0010680	338,85	1,0720	0,0010245	342,83	1,0069	0,0010222	346,81	1,0656
100	0,0010410	422,72	1,3030	0,0010385	426,50	1,2992	0,0010361	430,28	1,2955
120	0,0010576	507,09	1,5233	0,0010549	510,64	1,5189	0,0010522	514,19	1,5145
140	0,0010768	592,15	1,7343	0,0010737	595,42	1,7292	0,0010707	598,72	1,7242
160	0,0010988	678,12	1,9375	0,0010953	681,08	1,9317	0,0010918	684,09	1,9260
180	0,0011240	765,25	2,1341	0,0011199	767,84	2,1275	0,0011159	770,60	2,1210
200	0,0011530	853,90	2,3255	0,0011480	856,00	2,3178	0,0011433	858,20	2,3104
220	0,0011866	944,40	2,5228	0,0011805	945,90	2,5039	0,0011748	947,50	2,4953
240	0,0012264	1037,50	2,6979	0,0012187	1038,10	2,6872	0,0012144	1039,00	2,6771
260	0,0012749	1134,30	2,8830	0,0012645	1133,70	2,8699	0,0012550	1133,40	2,8576
280				0,0013216	1234,10	3,0548	0,0013084	1232,10	3,0393
300				0,0013972	1342,30	3,2469	0,0013770	1337,30	3,2260
320							0,0014724	1453,20	3,4247
340							0,0016311	1591,9	6,6546
P=25MPa (Tsat ---°C)				P=30MPa (Tsat ---°C)			P=35MPa (Tsat ---°C)		
Sat									
0	0,0009904	20,01	0,00040	0,0009856	29,82	0,00010	0,0009766	49,03	0,00140
20	0,0009928	102,62	0,29230	0,0009886	111,80	0,28990	0,0009804	130,02	0,28480
40	0,0009992	185,16	0,56460	0,0009951	193,89	0,56070	0,0009872	211,21	0,55270
60	0,0010084	267,85	0,82060	0,0010042	276,19	0,81540	0,0009962	292,79	0,80520
80	0,0010199	350,80	1,06240	0,0010156	358,77	1,05610	0,0010073	374,70	1,04400
100	0,0010337	434,06	1,29170	0,0010290	441,67	1,28440	0,0010201	456,89	1,27030
120	0,0010496	517,76	1,51020	0,0010445	524,93	1,50180	0,0010350	539,39	1,48570
140	0,0010678	602,04	1,71930	0,0010621	608,75	1,70980	0,0010520	622,35	1,69150
160	0,0010885	687,12	1,92040	0,0010821	693,28	1,90960	0,0010520	705,92	1,88910
180	0,0011120	773,20	2,11470	0,0011047	778,73	2,10240	0,0010703	790,25	2,07940
200	0,0011388	860,50	2,30310	0,0011302	865,30	2,28930	0,0010912	875,50	2,26340
220	0,0011695	949,30	2,48700	0,0011590	953,10	2,47110	0,0011146	961,70	2,44190
240	0,0012046	1040,00	2,66740	0,0011920	1042,60	2,64900	0,0011441	1049,20	2,61580
260	0,0012462	1133,50	2,84590	0,0012303	1134,30	2,82430	0,0011702	1138,20	2,78600
280	0,0001297	1230,60	3,02480	0,0012755	1229,00	2,99860	0,0012034	1229,30	2,95370
300	0,0013596	1333,30	3,20710	0,0013304	1327,08	3,17410	0,0012415	1323,00	3,12000
320	0,0014437	1444,60	3,39790	0,0013997	1432,70	3,35390	0,0012860	1420,20	3,28680
340	0,0015684	1571,00	3,60750	0,0014920	1564,50	3,54260	0,0013390	1522,10	3,45570
360	0,0018226	1739,30	3,87720	0,0016265	1675,40	3,74940	0,0014032	1630,20	3,62910
380				0,0018691	1837,50	4,00120	0,0015884	1746,60	3,81010

ANEXO C: Propiedades termodinámicas del agua – Vapor saturado.

AGUA - VAPOR SATURADO

Temp (°C)	Presión (kPa)	VOLUMEN ESPECÍFICO		ENTALPÍA			ENTROPÍA		
		vf (m ³ /kg)	vg (m ³ /kg)	hf (kJ/kg)	hfg (kJ/kg)	hg (kJ/kg)	sf (kJ/kg-K)	sfg (kJ/kg-K)	sg (kJ/kg-K)
0,01	0,6117	0,001	206	0,001	2500,9	2500,9	0	9,1556	9,1556
5	0,8725	0,001	147,03	21,02	2489,1	2510,1	0,0763	8,9487	9,0249
10	1,2281	0,001	106,32	42,022	2477,2	2519,2	0,1511	8,7488	8,8999
15	1,7057	0,001001	77,885	62,982	2465,4	2528,3	0,2245	8,5559	8,7803
20	2,3392	0,001002	57,762	83,915	2453,5	2537,4	0,2965	8,3696	8,6661
25	3,1698	0,001003	43,43	104,83	2441,7	2546,5	0,3672	8,1895	8,5567
30	4,2469	0,001004	32,879	125,74	2429,8	2555,6	0,4368	8,0152	8,452
35	5,6291	0,001006	25,205	146,64	2417,9	2564,6	0,5061	7,8466	8,3517
40	7,2851	0,001008	19,515	167,53	2405	2573,5	0,5724	7,6832	8,2556
45	9,5953	0,00101	15,251	188,44	2394	2582,4	0,6385	7,5247	8,1633
50	12,352	0,001012	12,026	209,34	2382	2591,3	0,7038	7,371	8,0748
55	15,763	0,001015	9,5639	230,26	2369,8	2600,1	0,768	7,2218	7,9898
60	19,947	0,001017	7,667	251,18	2367,7	2608,8	0,8313	7,0759	7,9082
65	25,043	0,00102	6,1935	272,12	2345,4	2617,5	0,8937	6,936	7,8296
70	31,202	0,001023	5,0396	293,07	2333	2626,1	0,9551	6,7989	7,754
75	38,597	0,001026	4,1291	314,03	2320,6	2634,6	1,0158	6,6655	7,6812
80	47,416	0,001029	3,4053	335,02	2308	2643	1,0756	6,5355	7,6111
85	57,868	0,001032	2,8261	356,02	2295,3	2651,4	1,1346	6,4089	7,5435
90	70,183	0,001036	2,3593	377,04	2282,5	2659,6	1,1929	6,2853	7,4782
95	84,609	0,00104	1,9808	398,09	2269,6	2667,6	1,2504	6,1647	7,4151
100	101,42	0,001043	1,672	419,17	2256,4	2675,6	1,3072	6,047	7,3542
105	120,9	0,001047	1,4186	440,28	2243,1	2683,4	1,3634	5,9319	7,2952
110	143,38	0,001052	1,2094	461,42	2229,7	2691,1	1,4188	5,8193	7,2382
115	169,18	0,001056	1,036	482,59	2216	2698,6	1,4737	5,7092	7,1829
120	198,67	0,00106	0,89133	503,81	2202	2706	1,5279	5,6013	7,1292
125	232,23	0,001065	0,77012	525,07	2188,1	2713,1	1,5816	5,4956	7,0711
130	270,28	0,00107	0,66808	546,38	2173,7	2720,1	1,6346	5,3919	7,0265
135	313,22	0,001075	0,58179	567,75	2159,1	2726,9	1,6872	5,2901	6,9773
140	361,53	0,00108	0,5085	589,16	2144,3	2733,5	1,7392	5,1901	6,9294
145	415,68	0,001085	0,446	610,64	2129,2	2739,8	1,7908	5,0919	6,8827
150	476,16	0,001091	0,39248	632,18	2113,8	2745,9	1,8418	4,9953	6,8371
155	543,49	0,001096	0,34548	653,79	2098	2751,8	1,8924	4,9002	6,7927
160	618,23	0,001102	0,3068	675,47	2082	2757,5	1,9426	4,8066	6,7492
165	700,93	0,001108	0,27244	697,24	2065,5	2762,8	1,9923	4,7143	6,7067
170	792,18	0,001114	0,2426	719,08	2048,8	2767,9	2,0417	4,6233	6,665
175	892,6	0,001121	0,21659	741,02	2031,7	2772,7	2,0906	4,5335	6,6242
180	1002,8	0,001127	0,19384	763,06	2014,2	2777,2	2,1392	4,4448	6,5841
185	1123,5	0,001134	0,1738	785,19	1996,2	2781,4	2,1875	4,3572	6,5447
190	1255,2	0,001141	0,15636	807,43	1977,9	2785,3	2,2355	4,2705	6,5059
195	1398,8	0,001149	0,14089	829,78	1959	2788,8	2,2831	4,1847	6,4678
200	1564,9	0,001157	0,12721	852,26	1939,8	2792	2,3305	4,0997	6,4302
205	1724,3	0,001164	0,11508	874,87	1920	2794,8	2,3776	4,0154	6,393
210	1907,7	0,001173	0,10429	897,61	1899,7	2797,3	2,4245	3,9318	6,3563
215	2105,9	0,001181	0,09468	920,5	1878,8	2799,3	2,4712	3,8489	6,32
220	2319,6	0,00119	0,086094	943,55	1857,4	2801	2,5176	3,7664	6,284
225	2549,7	0,001199	0,078405	966,76	1835,4	2802,2	2,5639	3,6844	6,2483
230	2797,1	0,001209	0,071505	990,14	1812,8	2802,9	2,61	3,6028	6,2128
235	3062,6	0,001219	0,0653	1013,7	1789,5	2803,2	2,656	3,5216	6,1775
240	3347	0,001229	0,059707	1037,5	1765,5	2803	2,7018	3,4406	6,1424
245	3651,2	0,00124	0,054656	1061,5	1740,8	2802,2	2,7476	3,3596	6,1072
250	3976,2	0,001252	0,050085	1085,7	1715,3	2801	2,7933	3,2788	6,0721

AGUA - VAPOR SATURADO

Temp (°C)	Presión (kPa)	VOLUMEN ESPECÍFICO		ENTALPÍA			ENTROPIA		
		vf (m ³ /kg)	vg (m ³ /kg)	hf (kJ/kg)	hfg (kJ/kg)	hg (kJ/kg)	sf (kJ/kg-K)	sfg (kJ/kg-K)	sg (kJ/kg-K)
255	4322,9	0,001263	0,045941	1110,1	1689	2799,1	2,839	3,1979	6,0369
260	4692,3	0,001276	0,042175	1134,8	1661,8	2796,6	2,8847	3,1169	6,0017
265	5085,3	0,001289	0,038748	1159,8	1633,7	2793,5	2,9304	3,0358	5,9662
270	5503	0,001303	0,035622	1185,1	1604,6	2789,7	2,9762	2,9642	5,9305
275	5946,4	0,001317	0,032767	1210,7	1574,5	2785,2	3,0221	2,8723	5,8944
280	6416,6	0,001333	0,030153	1236,7	1543,2	2779,9	3,0681	2,7898	5,8579
285	6914,6	0,001349	0,027756	1263,1	1510,7	2773,7	3,1144	2,7066	5,821
290	7441,8	0,001366	0,025554	1289,8	1476,9	2766,7	3,1608	2,6225	5,7834
295	7999	0,001384	0,023538	1317,1	1441,6	2758,7	3,2076	2,5374	5,745
300	8587,9	0,001404	0,021659	1344,8	1404,8	2749,6	3,2548	2,4511	5,7059
305	9209,4	0,001425	0,019932	1373,1	1366,3	2739,4	3,3024	2,3633	5,6657
310	9865	0,001447	0,018333	1402	1325,9	2727,9	3,3506	2,2737	5,6243
315	10556	0,001472	0,016849	1431,6	1283,4	2715	3,3994	2,1821	5,5816
320	11284	0,001499	0,01547	1462	1238,5	2700,6	3,4491	2,0881	5,5372
325	12051	0,001528	0,014183	1493,4	1191	2684,3	3,4998	1,991	5,4908
330	12858	0,00156	0,012979	1525,8	1140,3	2666	3,5516	1,8906	5,4422
335	13707	0,001597	0,011848	1559,4	1086	2645,4	3,605	1,7857	5,3907
340	14601	0,001638	0,010783	1594,6	1027,4	2622	3,6602	1,6756	5,3358
345	15541	0,001685	0,009772	1631,7	963,4	2595,1	3,7179	1,5585	5,2765
350	16529	0,001741	0,008806	1671,2	892,7	2563,9	3,7788	1,4326	5,2114
355	17570	0,001808	0,007872	1714	812,9	2526,9	3,8442	1,2942	5,1384
360	18666	0,001895	0,00695	1761,5	720,1	2481,6	3,9165	1,1373	5,0537
365	19822	0,002015	0,006009	1817,2	605,5	2422,7	4,0004	0,9489	4,9493
370	21044	0,002217	0,004953	1891,2	443,1	2334,3	4,1119	0,689	4,8009
373,95	22064	0,003106	0,003106	2084,3	0	2084,3	4,407	0	4,407

ANEXO D: Propiedades termodinámicas del agua – Vapor sobrecalentado.

AGUA - VAPOR SOBRECALENTADO

T (°C)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)
P=0,01MPa (Tsat 45,81°C)				P=0,05MPa (Tsat 81,32°C)			P=0,1MPa (Tsat 99,61°C)		
Sat	14,6700	2583,9	8,1488	3,2403	2645,2	7,5931	1,6941	2675,0	7,3589
50	14,8570	2592,0	8,1741						
100	17,1960	2687,5	8,4489	3,4187	2682,4	7,6953	1,6959	2675,8	7,3611
150	19,5130	2783,0	8,6893	3,8897	2780,2	7,9413	1,9367	2776,6	7,6148
200	21,8260	2879,6	8,9049	4,3562	2877,8	8,1592	2,1724	2875,5	7,8356
250	24,1360	2977,6	9,1015	4,8206	2976,2	8,3568	2,4062	2974,5	8,0346
300	26,4460	3076,7	9,2827	5,2841	3075,8	8,5387	2,6389	3074,5	8,2172
400	31,0630	3280,0	9,6094	6,2094	3279,3	8,8659	3,1027	3278,6	8,5452
500	35,6800	3489,7	9,8998	7,1338	3489,3	9,1566	3,5655	3488,7	8,8362
600	40,2960	3706,3	10,1631	8,0577	3706,0	9,4201	4,0279	3705,6	9,0999
700	44,9110	3929,9	10,4056	8,9813	3929,7	9,6626	4,4900	3929,4	9,3424
800	49,5270	4160,6	10,6312	9,9047	4160,4	9,8883	4,9519	4160,2	9,5682
900	54,1430	4398,3	10,8429	10,8280	4398,2	10,1000	5,4137	4398,0	9,7800
1000	58,7580	4642,8	11,0429	11,7513	4642,7	10,3000	5,8755	4642,6	9,9800
1100	63,3730	4893,8	11,2326	12,6745	4893,7	10,4897	6,3372	4893,6	10,1698
1200	67,9890	5150,8	11,4132	13,5977	5150,7	10,6704	6,7988	5150,6	10,3504
1300	72,6040	5413,4	11,5857	14,5209	5413,3	10,8429	7,2605	5413,3	10,5229
P=0,20MPa (Tsat 120,21°C)				P=0,30MPa (Tsat 133,52°C)			P=0,40MPa (Tsat 141,61°C)		
Sat	0,88578	2706,3	7,12700	0,60582	2724,9	6,99170	0,46242	2738,1	6,89550
150	0,95986	2769,1	7,28100	0,63402	2761,2	7,07920	0,47088	2752,8	6,93060
200	1,08049	2870,7	8,50810	0,71643	2865,9	7,31320	0,53434	2860,9	7,17230
250	1,19890	2971,2	7,71000	0,79645	2967,9	7,51800	0,59520	2964,5	7,38040
300	1,31623	3072,1	7,89410	0,87535	3069,6	7,70370	0,65489	3067,1	7,56770
400	1,54934	3277,0	8,22360	1,03155	3275,5	8,03470	0,77265	3273,9	7,90030
500	1,78142	3487,7	8,51530	1,18672	3486,6	8,32710	0,88936	3485,5	8,19330
600	2,01302	3704,8	8,77930	1,34139	3704,0	8,59150	1,00558	3703,3	8,45800
700	2,24434	3928,8	9,02210	1,49580	3928,2	8,83450	1,12152	3927,6	8,70120
800	2,47550	4159,8	9,24790	1,65004	4159,3	9,06050	1,23730	4158,9	8,92740
900	2,70656	4397,7	9,45980	1,80417	4397,3	9,27250	1,35298	4396,9	9,13940
1000	2,93755	4642,3	9,65990	1,95824	4642,0	9,47260	1,46859	4641,7	9,33960
1100	3,16848	4893,3	9,84970	2,11226	4893,1	9,66240	1,58414	4892,9	9,52950
1200	3,39938	5150,4	10,03040	2,26624	5150,2	9,84310	1,69966	5150,0	9,71020
1300	3,63026	5413,1	10,20290	2,42019	5413,0	10,01570	1,81516	5412,8	9,88280
P=0,50MPa (Tsat 151,83°C)				P=0,60MPa (Tsat 158,83°C)			P=0,80MPa (Tsat 170,41°C)		
Sat	0,37483	2748,1	6,82070	0,31560	2756,2	6,75930	0,24035	2768,3	6,66160
200	0,42503	2855,8	7,06100	0,35212	2850,6	6,96830	0,26088	2839,8	6,81770
250	0,47443	2961,0	7,27250	0,39390	2957,6	7,18330	0,29321	2950,4	7,04020
300	0,52261	3064,6	7,46140	0,43442	3062,0	7,37400	0,32416	3056,9	7,23450
350	0,57015	3168,1	7,63460	0,47428	3166,1	7,54810	0,35442	3162,2	7,41070
400	0,61731	3272,4	7,79560	0,51374	3270,8	7,70970	0,38429	3267,7	7,57350
500	0,71095	3484,5	8,08930	0,59200	3483,4	8,00410	0,44332	3481,3	7,86920
600	0,80409	3702,5	8,35440	0,66975	3701,7	8,26950	0,50186	3700,1	8,13540
700	0,89696	3927,0	8,59780	0,74725	3926,4	8,51320	0,56011	3925,3	8,37940
800	0,98966	4158,4	8,82400	0,82457	4157,9	8,73950	0,61820	4157,0	8,60610
900	1,08227	4396,6	9,03620	0,90179	4396,2	8,95180	0,67619	4395,5	8,81850
1000	1,17480	4641,4	9,23640	0,97893	4641,1	9,15210	0,73411	4640,5	9,01890
1100	1,26728	4892,6	9,42630	1,05603	4892,4	9,34200	0,79197	4891,9	9,20900
1200	1,35972	5149,8	9,60710	1,13309	5149,6	9,52290	0,84980	5149,3	9,38980
1300	1,45214	5412,6	9,77970	1,21012	5412,5	9,69550	0,90761	5412,2	9,56250

AGUA - VAPOR SOBRECALENTADO

T (°C)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)
P=1,00MPa (Tsat 179,88°C)				P=1,20MPa (Tsat 187,96°C)			P=1,40MPa (Tsat 195,04°C)		
Sat	0,19437	2777,1	6,58500	0,16326	2783,8	6,52170	0,14078	2788,9	6,46750
200	0,20602	2828,3	6,69560	0,16934	2816,1	6,59090	0,14303	2803,0	6,49750
250	0,23275	2943,1	6,92650	0,19241	2935,6	6,83130	0,16356	2927,9	6,74880
300	0,25799	3051,6	7,12460	0,21386	3046,3	7,03350	0,18233	3040,9	6,95530
350	0,28250	3158,2	7,30290	0,23455	3154,2	7,21390	0,20029	3150,1	7,13790
400	0,30661	3264,5	7,46700	0,25482	3261,3	7,37930	0,21782	3258,1	7,30460
500	0,35411	3479,1	7,76420	0,29464	3477,0	7,67790	0,25216	3474,8	7,60470
600	0,40111	3698,6	8,03110	0,33395	3697,0	7,94560	0,28597	3695,5	7,87300
700	0,44783	3924,1	8,27550	0,37297	3922,9	8,19040	0,31591	3921,7	8,11830
800	0,49438	4156,1	8,50240	0,41184	4155,2	8,41760	0,35288	4154,3	8,34580
900	0,54083	4394,8	8,71500	0,45059	4394,0	8,63030	0,38614	4393,3	8,55870
1000	0,58721	4640,0	8,91550	0,48928	4639,4	8,83100	0,41933	4638,8	8,75950
1100	0,63354	4891,4	9,10570	0,52792	4891,0	9,02120	0,45247	4890,5	8,94970
1200	0,67983	5148,9	9,28660	0,56652	5148,5	9,20220	0,48558	5148,1	9,13080
1300	0,72610	5411,9	9,45930	0,60509	5411,6	9,37500	0,51866	5411,3	9,30360
P=1,60MPa (Tsat 201,37°C)				P=1,80MPa (Tsat 207,11°C)			P=2,00MPa (Tsat 212,38°C)		
Sat	0,12374	2792,8	6,42000	0,11037	2795,9	6,37750	0,09959	2798,3	6,33900
225	0,13293	2857,8	6,55370	0,11678	2847,2	6,48250	0,10381	2836,1	6,41600
250	0,14190	2919,9	6,67530	0,12502	2911,7	6,60880	0,11150	2903,3	6,54750
300	0,15866	3035,4	6,88640	0,14025	3029,9	6,82460	0,12551	3024,2	6,76840
350	0,17459	3146,0	7,07130	0,15460	3141,9	7,01200	0,13860	3137,7	6,95830
400	0,19007	3254,9	7,23940	0,16849	3251,6	7,18140	0,15122	3248,4	7,12920
500	0,22029	3472,6	7,54100	0,19551	3470,4	7,48450	0,17568	3468,3	7,43370
600	0,24999	3693,9	7,81010	0,22200	3692,3	7,75430	0,19962	3690,7	7,70430
700	0,27941	3920,5	8,05580	0,24822	3919,4	8,00050	0,22326	3918,2	7,95090
800	0,30865	4153,4	8,28340	0,27426	4152,4	8,22840	0,24674	4151,5	8,17910
900	0,33780	4392,6	8,49650	0,30020	4391,9	8,44170	0,27012	4391,1	8,39250
1000	0,36687	4638,2	8,69740	0,32606	4637,6	8,64270	0,29342	4637,1	8,59360
1100	0,39589	4890,0	8,88780	0,35188	4889,6	8,83310	0,31667	4889,1	8,78420
1200	0,42488	5147,7	9,06890	0,37766	5147,3	9,01430	0,33989	5147,0	8,96540
1300	0,45383	5410,9	9,24180	0,40341	5410,6	9,18720	0,36308	5410,3	9,13840
P=2,50MPa (Tsat 223,95°C)				P=3,00MPa (Tsat 233,85°C)			P=3,50MPa (Tsat 242,56°C)		
Sat	0,07995	2801,9	6,25580	0,06667	2803,2	6,18560	0,05706	2802,7	6,12440
225	0,08026	2805,5	6,26290						
250	0,08705	2880,9	6,41070	0,07063	2856,5	6,28930	0,05876	2829,7	6,17640
300	0,09894	3009,6	6,64590	0,08118	2994,3	6,54120	0,06845	2978,4	6,44840
350	0,10979	3127,0	6,84240	0,09056	3116,1	6,74500	0,07680	3104,9	6,66010
400	0,12012	3240,1	7,01700	0,09938	3231,7	6,92350	0,08456	3223,2	6,84280
450	0,13015	3351,6	7,17680	0,10789	3344,9	7,08560	0,09198	3338,1	7,00740
500	0,13999	3462,8	7,32540	0,11620	3457,2	7,23590	0,09919	3451,7	7,15930
600	0,15931	3686,8	7,59790	0,13245	3682,8	7,51030	0,11325	3678,9	7,43570
700	0,17835	3915,2	7,84550	0,14841	3912,2	7,75900	0,12702	3909,3	7,68550
800	0,19722	4149,2	8,07440	0,16420	4146,9	7,98850	0,14061	4144,6	7,91560
900	0,21597	4389,3	8,28820	0,17988	4387,5	8,20280	0,15410	4385,7	8,13040
1000	0,23466	4635,6	8,48970	0,19549	4634,2	8,40450	0,16751	4632,7	8,33240
1100	0,25330	4887,9	8,68040	0,21105	4886,7	8,59550	0,18087	4885,6	8,52360
1200	0,27190	5146,0	8,86180	0,22658	5145,1	8,77710	0,19420	5144,1	8,70530
1300	0,29048	5409,5	9,03490	0,24207	5408,8	8,95020	0,20750	5408,0	8,87860

AGUA - VAPOR SOBRECALENTADO

T (°C)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)	v (m ³ /kg)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg-K)
P=4,00MPa (Tsat 250,35°C)				P=4,50MPa (Tsat 257,44°C)			P=5,00MPa (Tsat 263,94°C)		
Sat	0,04978	2800,8	6,06960	0,04406	2798,0	6,01980	0,03945	2794,2	5,97370
275	0,05461	2887,3	6,23120	0,04733	2864,4	6,14290	0,04144	2839,5	6,05710
300	0,05887	2961,7	6,36390	0,05138	2944,2	6,28540	0,04535	2925,7	6,21110
350	0,06647	3093,3	6,58430	0,05842	3081,5	6,51530	0,05197	3069,3	6,45160
400	0,07343	3214,5	6,77140	0,06477	3205,7	6,70710	0,05784	3196,7	6,64830
450	0,08004	3331,2	6,93860	0,07076	3324,2	6,87700	0,06332	3317,2	6,82100
500	0,08644	3446,0	7,09220	0,07652	3440,4	7,03230	0,06858	3434,7	6,97810
600	0,09886	3674,9	7,37060	0,08766	3670,9	7,31270	0,07870	3666,9	7,26050
700	0,11098	3906,3	7,62140	0,09850	3903,3	7,56470	0,08852	3900,3	7,51360
800	0,12292	4142,3	7,85230	0,10916	4140,0	7,79620	0,09816	4137,7	7,74580
900	0,13476	4383,9	8,06750	0,11972	4382,1	8,01180	0,10769	4380,2	7,96190
1000	0,14653	4631,2	8,26980	0,13020	4629,8	8,21440	0,11715	4628,3	8,16480
1100	0,15824	4884,4	8,46120	0,14064	4883,2	8,40600	0,12655	4882,1	8,35660
1200	0,16992	5143,2	8,64300	0,15103	5142,2	8,58800	0,13592	5141,3	8,53880
1300	0,18157	5407,2	8,81640	0,16140	5406,5	8,76160	0,14527	5405,7	8,71240
P=6,00MPa (Tsat 275,59°C)				P=7,00MPa (Tsat 285,83°C)			P=8,00MPa (Tsat 295,01°C)		
Sat	0,03245	2784,6	5,89020	0,027378	2772,6	5,81480	0,023525	2758,7	5,74500
300	0,03619	2885,6	6,07030	0,029492	2839,9	5,93370	0,024279	2786,5	5,79370
350	0,04225	3043,9	6,33570	0,035262	3016,9	6,23050	0,029975	2988,1	6,13210
400	0,04742	3178,3	6,54320	0,039958	3159,2	6,45020	0,034334	3139,4	6,36580
450	0,05217	3302,9	6,72190	0,044187	3288,3	6,63530	0,038194	3273,3	6,55790
500	0,05667	3423,1	6,88260	0,048157	3411,4	6,80000	0,041767	3399,5	6,72660
550	0,06102	3541,3	7,03080	0,051966	3531,6	6,95070	0,045172	3521,8	6,88000
600	0,06527	3658,8	7,16930	0,055665	3650,6	7,09100	0,048463	3641,4	7,02210
700	0,07355	3894,3	7,42470	0,062850	3888,3	7,34870	0,054829	3882,2	7,28220
800	0,08165	4133,1	7,65820	0,069856	4128,5	7,58360	0,061011	4123,8	7,51850
900	0,08964	4376,6	7,87510	0,076750	4373,0	7,80140	0,067082	4369,3	7,73720
1000	0,09756	4625,4	8,07860	0,083571	4622,5	8,00550	0,073079	4619,6	7,94190
1100	0,10543	4879,7	8,27090	0,090431	4877,4	8,19820	0,079025	4875,0	8,13500
1200	0,11326	5139,4	8,45340	0,097075	5137,4	8,38100	0,084934	5135,5	8,31810
1300	0,12107	5404,1	8,62730	0,103781	5402,6	8,55510	0,090817	5401,0	8,49250
P=9,00MPa (Tsat 303,35°C)				P=10,00MPa (Tsat 311,00°C)			P=12,50MPa (Tsat 327,81°C)		
Sat	0,020489	2742,9	5,67910	0,018028	2725,5	5,61590	0,013496	2674,3	5,46380
325	0,023284	2857,1	5,87380	0,019877	2810,3	5,75960			
350	0,025816	2957,3	6,03800	0,022440	2924,0	5,94600	0,016138	2826,6	5,71300
400	0,029960	3118,8	6,28760	0,026436	3097,5	6,21410	0,020030	3040,0	6,04330
450	0,033524	3258,0	6,48720	0,029782	3242,4	6,42190	0,023019	3201,5	6,27490
500	0,036793	3387,4	6,66030	0,032811	3375,1	6,59950	0,025630	3343,6	6,46510
550	0,039885	3512,0	6,81640	0,035655	3502,0	6,75850	0,028033	3476,5	6,63170
600	0,042861	3634,1	6,96050	0,038278	3625,8	6,90450	0,030306	3604,6	6,78280
650	0,045755	3755,2	7,09540	0,041018	3748,1	7,04080	0,032491	3730,2	6,92270
700	0,485890	3876,1	7,22290	0,043597	3870,0	7,16930	0,034612	3854,6	7,05400
800	0,054132	4119,2	7,46060	0,048629	4114,5	7,40850	0,038724	4102,8	7,29670
900	0,059562	4365,7	7,68020	0,053547	4362,0	7,62900	0,042720	4352,9	7,51950
1000	0,064919	4616,7	7,88550	0,058391	4613,8	7,83490	0,046641	4606,5	7,72690
1100	0,070224	4872,7	8,07910	0,063183	4870,3	8,02890	0,050510	4864,5	7,92200
1200	0,075492	5133,6	8,26250	0,067938	5131,7	8,21260	0,054342	5127,0	8,10650
1300	0,080733	5399,5	8,43710	0,072667	5398,0	8,38740	0,058147	5394,1	8,28190

ANEXO E: Propiedades de algunos gases de combustión.

BIÓXIDO DE CARBONO, CO₂

Temp (°C)	Densidad (kg/m ³)	Calor específico (J/kg-K)
-50	2,4035	746
0	1,9635	811
50	1,6597	866,6
100	1,4373	914,8
150	1,2675	957,4
200	1,1336	995,2
300	0,9358	1060
400	0,7968	1112
500	0,6937	1156
1000	0,4213	1292
1500	0,3025	1356
2000	0,2359	1387

NITRÓGENO, N₂

Temp (°C)	Densidad (kg/m ³)	Calor específico (J/kg-K)
-50	1,5299	957,3
0	1,2498	1035
50	1,0564	1042
100	0,9149	1041
150	0,8068	1043
200	0,7215	1050
300	0,5956	1070
400	0,5072	1095
500	0,4416	1120
1000	0,2681	1213
1500	0,1925	1266
2000	0,1502	1297

MONÓXIDO DE CARBONO, CO

Temp (°C)	Densidad (kg/m ³)	Calor específico (J/kg-K)
-50	1,5279	1081
0	1,2479	1048
50	1,0563	1039
100	0,9148	1041
150	0,8067	1049
200	0,7214	1060
300	0,5956	1085
400	0,5071	1111
500	0,4415	1135
1000	0,2681	1226
1500	0,1925	1279
2000	0,1502	1309

OXÍGENO, O₂

Temp (°C)	Densidad (kg/m ³)	Calor específico (J/kg-K)
-50	1,7475	984,4
0	1,4277	928,7
50	1,2068	921,7
100	1,0451	931,8
150	0,9216	947,6
200	0,8242	964,7
300	0,6804	997,1
400	0,5793	1025
500	0,5044	1048
1000	0,3063	1121
1500	0,2199	1165
2000	0,1716	1201

HIDRÓGENO, H₂

Temp (°C)	Densidad (kg/m ³)	Calor específico (J/kg-K)
-50	0,11010	12635
0	0,08995	13920
50	0,07603	14349
100	0,06584	14473
150	0,05806	14492
200	0,05193	14482
300	0,04287	14481
400	0,03650	14540
500	0,03178	14653
1000	0,01930	15577
1500	0,01386	16553
2000	0,01081	17400

VAPOR DE AGUA, H₂O

Temp (°C)	Densidad (kg/m ³)	Calor específico (J/kg-K)
-50	0,9839	1892
0	0,8038	1874
50	0,6794	1874
100	0,5884	1887
150	0,5189	1908
200	0,4640	1935
300	0,3831	1997
400	0,3262	2066
500	0,2840	2137
1000	0,1725	2471
1500	0,1238	2736
2000	0,0966	2928