

# GUÍA TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE VAPOR EN COLOMBIA

## CRITERIOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

MAYO DE 2019

### DERECHOS Y PERMISOS

Todos los derechos de uso y reproducción total o parcial de esta publicación quedan reservados. Se permitirá la reproducción parcial o total del documento cuando esta se realice para fines académicos sin propósitos comerciales, o de beneficio o reconocimiento individual.

Así mismo, cualquier uso total o parcial para adaptaciones o traducciones del contenido del presente documento, deberá contar con la autorización específica de UPME y ONUDI. Se debe solicitar en cada caso la autorización de producción a la ONUDI, dirigida a Marco Matteini.

Vienna International Centre P.O. Box 300  
1400 Viena, Austria  
Tel.: +43 1 26026 4583 Fax: +43 1 26026 6803  
Correo electrónico: M. Matteini@unido.org



El futuro  
es de todos

Minenergía



ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS  
PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL



GLOBAL ENVIRONMENT FACILITY  
INVESTING IN OUR PLANET



---

## PRÓLOGO

La eficiencia energética se ha convertido en una fuerza cada vez más significativa en el desarrollo de estrategias de uso óptimo de recursos y el soporte para la transición energética, tal como se ha previsto en el Acuerdo Marco de Cambio Climático y diversos pronunciamientos del Foro Económico Mundial – WEF.

Colombia ha adoptado un nuevo Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 con el cual se busca afianzar el compromiso de las actividades productivas con la sostenibilidad y la mitigación del cambio climático, que armonice la producción económica con la conservación y el uso eficiente de los recursos.

El sector industrial colombiano usa el 30% de la energía final del país, dentro del cual, los usos térmicos representan el 83% del total de la energía consumida por el sector y los usos eléctricos el 17% restante.

El Programa para la promoción de la Eficiencia Energética Industrial - EEI Colombia, iniciativa conjunta desarrollada desde 2016 entre la UPME y la ONUDI, tiene como objetivo general fortalecer las capacidades técnicas y tecnológicas del país en materia de Eficiencia Energética, como soporte y apoyo a la productividad y competitividad de la industria nacional, a través de sus cuatro componentes:

- i. Impulso a la adopción de reglamentos técnicos y estándares voluntarios para equipos y servicios en Eficiencia Energética;
- ii. Fortalecimiento de capacidades para la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía;
- iii. Optimización de Sistemas de uso final de energía; y
- iv. Optimización de productos financieros para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética.

El componente Optimización de Sistemas de uso final de energía del proyecto, en la cual se desarrollaron capacidades para la optimización de sistemas de fuerza motriz, bombeo y generación de vapor, incluye Guías Técnicas como herramientas de aprendizaje, que integran tanto a los equipos consumidores de energía como a los componentes de los procesos con los cuales éstos interactúan.

---

La presente guía, preparada en el marco de la iniciativa UPME/ONUDI, aporta información técnica que será de utilidad para la mejora de procesos de sistemas de vapor en la industria,

y está alineada con las alternativas de reducción de consumo energético y uso eficiente de los recursos, tal como lo proponen el PND y el PROURE. Como herramienta de consulta, este documento cuenta con información teórico – práctica que integra ejemplos y recomendaciones para resolver fallas asociadas a los sistemas de generación de vapor, y considera diversas alternativas para realizar diagnósticos y generar opciones de resolución de problemas asociados a las ineficiencias de los procesos de uso de la energía térmica.

**Carlos Arturo Garcia Botero**  
Subdirector de Demanda, UPME

---

## RECONOCIMIENTOS

La Guía para la Selección y Operación de Sistemas de Generación de Vapor en Colombia es un producto del programa 5828 GEF/UPME/ONUDI para la “Promoción de la Eficiencia Energética Industrial en las industrias colombianas” – EEI Colombia, y es posible gracias a los recursos donados por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial – FMMA (GEF, por sus siglas en inglés).

Su contenido ha sido desarrollado y compilado por el Grupo GASURE de la Universidad de Antioquia en la ciudad de Medellín, liderado por el ingeniero Andrés Amell Arrieta y la colaboración de los ingenieros Sandra Yamile Giraldo Restrepo, Julián Esteban Obando Arbeláez y Camilo Echeverri Uribe.

Se ha incluido, entre otros, extractos traducidos al español con pequeños ajustes del documento “Manual for Industrial Steam Systems Assessment and Optimization” originalmente desarrollado por el programa EEI de ONUDI en inglés, para reflejar condiciones particulares del contexto colombiano. Dicho documento fue desarrollado por el programa de Eficiencia Energética Industrial de ONUDI, bajo la autoría de Gunnar Hovstadius, Gunnar Hovstadius Consulting, LLC y Steven Bolles, Process Energy Services, LLC, con las contribuciones de Aimee McKane, del Lawrence Berkeley National Laboratory, Vestal Tutterow, de Alliance to Save Energy, así mismo la facilitación de material por parte de Laboratorio Nacional de Oak Ridge, Hydraulic Institute, Pumps and Pumping, Skeet Arasmith, ACR Publications y Centrifugal Pumps, Karassik, McGuire, Kluwer Academic Publishers y Casada y Diagnostic Solutions LLC.



---

## EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

La presente es una edición para uso exclusivo de la UPME y del Ministerio de Minas y Energía, desarrollada como insumo técnico para la elaboración del documento de “Reglamento Técnico de Calderas”, un desarrollo conjunto entre el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Trabajo.

Las opiniones aquí expresadas son exclusiva responsabilidad de sus autores, y no expresan la opinión y/o posición institucional de ONUDI, UPME o FMAM sobre los temas tratados.

Cualquier alusión gráfica o escrita a nombres comerciales de organismos o individuos no implica ningún aval, preferencia o recomendación de ONUDI, UPME o FMAM respecto marcas, productos o servicios ofrecidos por dichas personas.

Ni UPME ni ONUDI, así como los autores y personal del programa EEI Colombia asumen responsabilidad legal alguna por la interpretación y uso que se le dé al contenido del presente documento.

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

María Fernanda Suárez  
Londoño Ministra

Diego Mesa  
Viceministro de Energía

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA**

Ricardo Ramírez Carrero  
Director General

Carlos García Botero  
Subdirector de Demanda

Olga Victoria González González  
Asesora Subdirección de Demanda

**ORGANIZACION DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL**

Marco Matteini  
Industrial Development Officer (Oficial de Desarrollo Industrial)

Johannes Dobinger  
Representante - Oficina para Colombia, Guyana, Perú y Surinam

**EQUIPO DEL PROGRAMA EEI COLOMBIA**

Ricardo Baquero Vergara  
Coordinador Técnico Nacional

Ulises Patiño Hernández  
Coordinador Capacitaciones en Optimización de Sistemas de Uso Final de la Energía

**UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA**

**Grupo GASURE**

Andrés Amell Arrieta  
Julián Esteban Obando Arbeláez  
Sandra Yamile Giraldo Restrepo  
Camilo Echeverri Uribe

Impreso en Colombia

## ÍNDICE

	<b>RESUMEN</b>	13
<b>1</b>	<b>OBJETIVOS</b>	15
	1.1 Objetivo General	15
	1.2 Objetivos Específicos	15
<b>2</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	17
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA EL ENTENDIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE VAPOR</b>	19
	3.1 Introducción a los sistemas de vapor	19
	3.2 Componentes principales y funcionamiento de un sistema de vapor	19
	3.3 Combustibles y combustión en calderas	22
	3.4 Clasificación de calderas	41
<b>4</b>	<b>DISEÑO, SELECCIÓN Y MONTAJE DE CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR</b>	43
	4.1 Consideraciones generales para el diseño de calderas	43
	4.2 Criterios para la selección y dimensionamiento de una caldera	44
	4.3 Sistemas de manejo y almacenamiento de combustibles	47
	4.4 Incidencia de las condiciones atmosféricas sobre el diseño y operación de calderas y sistemas de vapor	53
	4.5 Instrumentación y control en calderas y sistemas de vapor	65
	4.6 Dimensionamiento y propiedades óptimas de algunos componentes auxiliares	71
<b>5</b>	<b>EFICIENCIA ENERGÉTICA Y OPTIMIZACIÓN EN CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR</b>	75
	5.1 Parámetros técnicos de diseño y operación de una caldera	75
	5.2 Capacidad y estimación del consumo de combustible en una caldera	78
	5.3 Estimación de la eficiencia de combustión	79
	5.4 Factores que determinan la eficiencia global o útil en la caldera	86
	5.5 Acciones de mejora de la eficiencia de la caldera	93
	5.6 Eficiencia energética en calderas que utilizan carbón	100
	5.7 Optimización en la distribución de vapor	102
	5.8 Optimización en el uso (uso racional del vapor)	105
	5.9 Optimización en la recuperación del vapor condensado	108

5.10	Optimización del sistema de vapor	113
5.11	Optimización en la cogeneración de energía térmica y eléctrica	113
5.12	Sistemas de calentamiento directo vs. Sistemas de vapor centralizado	119
5.13	Potenciales de ahorro	123
5.14	Factores que afectan el potencial de ahorro	128
5.15	Costos de operación	129
5.16	Software disponibles para estudios de optimización y eficiencia energética en calderas	130
<b>6</b>	<b>OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR</b>	137
6.1	Capacitación de operadores de calderas	137
6.2	Medidas generales de operación de calderas y sistemas de vapor	138
6.3	Procedimientos de operación y mantenimiento de calderas	139
6.4	Procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de alimentación y tratamiento de agua	143
6.5	Sistema de distribución y elementos auxiliares del sistema de vapor	147
6.6	Problemas comunes en la operación de sistemas de vapor y calderas.	150
<b>7</b>	<b>CONSIDERACIONES AMBIENTALES</b>	157
7.1	Emisiones Contaminantes en calderas y sistemas de vapor	158
7.2	Monitoreo, caracterización y análisis de contaminantes	170
7.3	Medidas para reducir emisiones contaminantes en calderas	172
7.4	Normatividad ambiental	173
<b>8</b>	<b>PROTOCOLOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR</b>	177
8.1	Protocolos de evaluación	177
8.2	Recopilación de datos e instrumentos portátiles de evaluación	178
8.3	Instrumentos portátiles	180
8.4	Ejemplo del uso de equipos portátiles en el diagnóstico energético de una caldera	193
<b>9</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	197
ANEXO 1.	DIAGRAMAS DE COMBUSTIÓN	207
ANEXO 2.	NORMAS Y ENTIDADES RELACIONADAS CON LAS CALDERAS	211
ANEXO 3.	SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES	222
ANEXO 4.	CÁLCULO DE EMISIONES	223

---

## LISTA DE ACRÓNIMOS Y NOMENCLATURA

<b>APP</b>	Asociaciones Público Privadas
<b>ASME</b>	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
<b>B-RTC</b>	Borrador reglamento técnico de calderas.
<b>CAR</b>	Corporaciones Autónomas Regionales
<b>CERs</b>	<i>Certified Emission Reductions</i>
<b>CIIU</b>	Clasificación Industrial Internacional Uniforme - Actividad Económica DIAN
<b>CIURE</b>	Comisión Interinstitucional para el Uso Racional de Energía y Fuentes no Convencionales de Energía
<b>COP21</b>	Conferencia de las Partes en París en 2015
<b>CORPOEMA</b>	Corporación para la Energía y el Medio Ambiente
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>CTCN</b>	<i>Climate Technology Centre and Network</i>
<b>CTI</b>	Ciencia, Tecnología e Innovación
<b>EDBC</b>	Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono
<b>EE</b>	Eficiencia Energética
<b>ESCO</b>	<i>Energy Service Company</i>
<b>FE</b>	Factor de Emisión
<b>FNCE</b>	Fuentes No Convencionales de Energía
<b>GEI</b>	Gases de Efecto Invernadero
<b>GNV</b>	Gas Natural Vehicular
<b>IVA</b>	Impuesto al Valor Agregado
<b>MADS</b>	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
<b>MAVDT</b>	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
<b>MCIT</b>	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
<b>MME</b>	Ministerio de Minas y Energía
<b>MPS</b>	Ministerio de Salud y Protección Social
<b>NAMAs</b>	<i>Nationally Appropriate Mitigation Actions</i>

---

<b>ONU</b>	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
<b>PAI</b>	Plan de Acción Indicativo
<b>PCI</b>	Poder Calorífico Inferior
<b>PCS</b>	Poder Calorífico Superior
<b>PROURE</b>	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía
<b>SGIE</b>	Sistema de Gestión Integrada de Energía
<b>SNCTel</b>	Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno
<b>CHP</b>	<i>Combined Heat and Power</i>
<b>UEE</b>	Universidad – Empresa – Estado
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero Energética
<b>URE</b>	Uso Racional de la Energía
<b>UTO</b>	Unidad Técnica Ozono
<b>UVT</b>	Unidad de Valor Tributario
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>VSD</b>	Variable Speed Driver

---

## RESUMEN

En muchos procesos industriales, los requerimientos de energía térmica y eléctrica se satisfacen con sistemas de vapor, en particular en procesos de calentamiento a baja temperatura. Un sistema de vapor está constituido por cuatro componentes principales: la caldera o generador de vapor, el circuito de distribución de vapor, los usos finales y el circuito de condensados; si el sistema es aplicado en una planta de cogeneración, la turbina de vapor también es un componente fundamental. En estos componentes ocurren transformaciones energéticas que requieren de comprensión y dominio para lograr óptimos estándares de eficiencia energética, disponibilidad, productividad e impacto ambiental. En este contexto, disponer de fuentes de información acerca de la configuración, funcionamiento, optimización energética e impactos ambientales asociados a los procesos industriales que utilizan vapor, contribuye al uso racional de la energía y la sostenibilidad energética.

Esta Guía se ha estructurado para que esté al alcance, comprensión y uso de diferentes usuarios: operadores de sistemas de vapor industrial, departamentos de ingeniería dedicada a la gestión energética, diseñadores de calderas, empresas consultoras en eficiencia energética y organismos promotores y financiadores de programas de eficiencia energética.

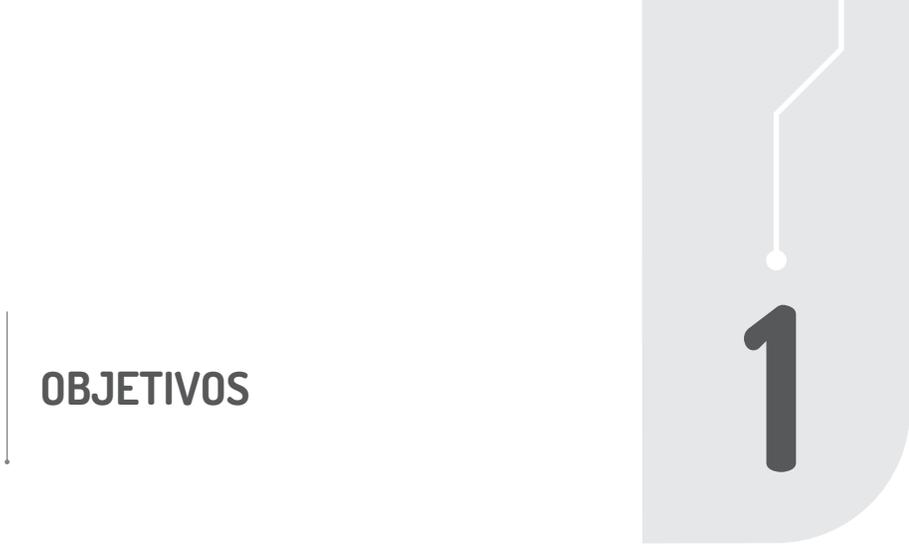
Se presentan aquí, de manera sencilla pero rigurosa, los principales conceptos, fenómenos y propiedades de combustión de los combustibles, que son determinantes para comprender e implementar las acciones necesarias para la optimización e incremento de la eficiencia energética en un sistema de vapor. Se dedica también un breve espacio a las consideraciones fundamentales para los diseños de calderas y sus respectivos componentes de instrumentación y control. Se incluyen detalles sobre las principales fuentes de pérdidas de energía en los componentes de un sistema de vapor y las acciones reconocidas en el estado del arte para la reducción de las pérdidas, y así incrementar la eficiencia energética. Además, la Guía describe brevemente los principales equipos e instrumentos portátiles para realizar de manera rápida, pero confiable, diagnósticos energéticos en sistemas de vapor.

Ante exigencias cada día más estrictas, tanto en el ámbito nacional como en el internacional, relacionadas con la identificación, cuantificación y atenuación de los impactos ambientales de los sistemas energéticos, la Guía presenta simplificada los

---

principales impactos ambientales de un sistema de vapor y algunas acciones para su mitigación. Finalmente, la Guía expone un comparativo de las principales tendencias tecnológicas en eficiencia energética para procesos de calentamiento de baja temperatura, como lo son las tecnologías de calentamiento descentralizado y directo, en relación con los sistemas convencionales y centralizados de vapor, con el propósito de dar opciones complementarias de muy alta eficiencia para la modernización de los procesos de calentamiento de baja temperatura en el sector industrial colombiano, intensivo en consumo de energía térmica.

Para el desarrollo de esta Guía se hizo una revisión exhaustiva del estado de la técnica internacional en el tema, a la que se hará referencia a lo largo del documento. En el tratamiento de algunos temas se ha tenido como referencia lo presentado en la guía desarrollada por la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI).



## OBJETIVOS

### 1.1 Objetivo general

El objetivo de esta guía es apoyar a los diferentes actores que utilizan sistemas de vapor como fuente de energía térmica en procesos industriales, en la identificación de los parámetros de selección, manejo eficiente de la energía y operación de sistemas de generación, transporte, distribución y/o uso final de vapor, agua o aceite térmico, y los requisitos establecidos por la nueva regulación respecto del uso de calderas en Colombia.

### 1.2 Objetivos específicos

- Proporcionar a los agentes industriales, comerciales y residenciales, las herramientas necesarias para la selección, optimización energética y operación de calderas, así como para el transporte, distribución y uso final de vapor, agua o aceite térmico.
- Establecer los criterios técnicos, procedimientos y responsabilidades para la inspección y operación de calderas en servicio.
- Proporcionar los mecanismos de eficiencia energética (EE) que pueden contribuir a mejorar el desempeño de los sistemas de vapor y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Esta Guía está dirigida a ingenieros, supervisores, mecánicos, técnicos, personal de mantenimiento, producción, etc., que están en contacto con sistemas de vapor y calderas.



## INTRODUCCIÓN

# 2

El ahorro de energía, su consumo responsable y el uso eficiente de las fuentes energéticas son esenciales en todos los niveles; de ahí la importancia de aplicar medidas de ahorro y eficiencia energética (EE), con el fin de reducir la factura energética, restringir la dependencia energética de fuentes externas y reducir las emisiones de GEI para cumplir con los compromisos adquiridos en la COP21 de diciembre de 2015.

Colombia cuenta con un sector industrial relativamente diversificado. Entre las principales industrias se encuentran: metalmecánica, alimentos, bebidas, química, papel y textil, para las cuales es necesaria la aportación de calor en diferentes estados: agua caliente, vapor de agua sobrecalentada y fluido térmico. El aporte de calor se genera casi de manera invariable en calderas, uno de los equipos de mayor consumo energético de las empresas, por lo que se considera de suma importancia tomar medidas para garantizar su adecuado funcionamiento. En la actualidad, también cobra valor la operación de estos equipos bajo parámetros de eficiencia energética, debido a su alto consumo de energía. Estas medidas, reguladas en muchos países del mundo, son mecanismos para reducir el consumo de energía, la emisión de contaminantes y la operación segura de los sistemas que, sumados, son determinantes para el aumento de la competitividad de la empresa [1].

Las calderas son equipos de uso extendido en la industria, en centrales termoeléctricas convencionales que usan combustibles fósiles líquidos, gas natural, carbón y biomasa, en sistemas de cogeneración (producción simultánea de electricidad y calor) y en sistemas de ciclo combinado (centrales termoeléctricas con turbinas de gas utilizan calderas de recuperación de calor-turbina a gas + ciclo Rankine).

En aplicaciones industriales, las calderas de mayor uso son las piro-tubulares (gases de combustión a través de los tubos que se encuentran inmersos en el vapor de agua generado) y acuotubulares (el agua circula por los tubos y los gases de combustión circulan externamente). En plantas de generación eléctrica convencionales, las calderas son del tipo acuotubular, diferenciándose en estas tres zonas de transferencia de calor: i) economizador, ii) evaporador y iii) sobrecalentador. En las calderas cuyos combustibles son carbón y biomasa, los sistemas de combustión pueden ser del tipo parrilla viajera, parrilla fija y de tipo carbón pulverizado. Para el uso de carbón y biomasa como combustibles, con el propósito de reducir emisiones contaminantes, tipo  $NO_x$ ,  $SO_x$  y material particulado, se han venido introduciendo calderas de lecho fluidizado y calderas de lecho fluidizado recirculante.

El propósito principal de la Guía es ayudar a los diferentes actores que utilizan sistemas de vapor como fuente de energía térmica en procesos industriales, en la identificación de los parámetros de selección, optimización energética y operación de sistemas de generación, transporte, distribución y/o uso final de vapor, agua o aceite térmico, y los requisitos establecidos respecto al uso de calderas.

El contenido de la Guía incluye la teoría básica referida a los sistemas de vapor industrial, para los cuales se describen características de los combustibles y tipos de combustión, factores incidentes sobre la eficiencia energética en calderas y sistemas de vapor, procedimientos para la optimización energética de calderas y sistemas de vapor, consideraciones generales sobre la operación y mantenimiento, impactos ambientales de calderas y sistemas de vapor, técnicas de medición de variables para la optimización energética, lineamientos necesarios para el diseño, selección y montaje de calderas y sistemas de vapor. Además, se hace un abordaje de sistemas alternativos de generación de calor que incluyen sistemas con recuperación de condensado, cogeneración de energía térmica y eléctrica (*CHP – Combined Heat and Power*) y sistemas de calentamiento descentralizado.

Con la presente Guía se pretende llegar al empresario, a los técnicos de mantenimiento, a los operarios y, en general, a todos los profesionales del sector para que conozcan las principales características que presentan este tipo de generadores de calor; incidir en los aspectos clave para disminuir el consumo energético, como puede ser la utilización de economizadores o la optimización de los quemadores; e indicar pautas que se deben seguir para aumentar la vida útil de los equipos sin disminuir sus rendimientos, como el tratamiento del agua de alimentación o las tareas de mantenimiento.

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA EL ENTENDIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE VAPOR

# 3

### 3.1 Introducción a los sistemas de vapor

El vapor se refiere a la materia en estado gaseoso y no solo cuando el fluido que lo genera es agua. Sin embargo, en general, este término es usado comúnmente para referirse al estado gaseoso del agua. El vapor resulta del calentamiento progresivo del agua hasta el punto de ebullición a presión constante; dependiendo de los requerimientos específicos, pasa por los estados de líquido saturado, vapor saturado y vapor sobrecalentado.

El vapor es generado en una caldera a partir de la utilización de un combustible, generalmente derivado de combustibles fósiles o biomasa, como medio para generar la energía, para transformar el agua en vapor a determinada presión y temperatura. Luego de ser generado, y debido a la presión, puede ser transportado al equipo o proceso consumidor, sin necesidad de utilizar otro medio mecánico, como una bomba [2].

El vapor es usado en una gran diversidad de industrias. En general, el vapor se emplea como medio de calentamiento o materia prima en la industria o como medio para la generación de electricidad en plantas eléctricas con turbinas. Algunas de las aplicaciones típicas del vapor en la industria son:

- Esterilización/Calentamiento
- Impulso/Movimiento
- Atomización
- Limpieza
- Hidratación
- Humidificación

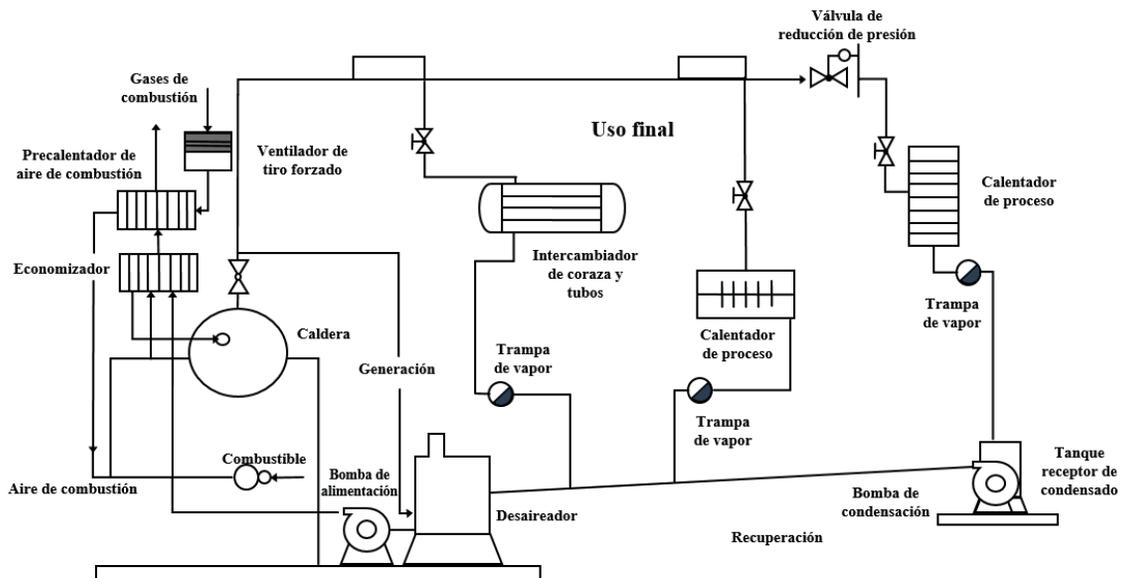
### 3.2 Componentes principales y funcionamiento de un sistema de vapor

Cuando se estudian sistemas donde se emplea vapor, es indispensable conocer la manera como este se usará; es decir, saber si se utilizará como medio de transporte de energía de un lugar a otro; o para producir trabajo en plantas de generación eléctrica en ciclo Rankine; en ciclo Rankine incorporado en un ciclo combinado; y en el accionamiento de bombas y compresores. También es necesario conocer el tipo de caldera en la que se

produce el vapor. Por último, conocer la manera como los usuarios finales demandan el vapor, ya sea de forma directa o indirecta [3].

Los elementos de un sistema de vapor son: el generador de vapor o caldera, el sistema de distribución, los equipos de consumo de vapor y el retorno de condensado. En este sistema, la caldera es un equipo térmico en el cual, a partir de la combustión de un de un combustible se libera calor, el cual es transferido al agua para la producción de vapor. El vapor de agua, por sus propiedades térmicas, es el fluido caloportador más eficiente para transferir el calor en procesos industriales.

En la Figura 1 se pueden apreciar los cuatro componentes principales del sistema de vapor: generación, distribución, uso final y recuperación de condensados.



**Figura 1. Esquema de los componentes de un sistema de vapor. Adaptado de [4]**

La presencia de las cuatro áreas de un circuito de vapor se encuentra en la mayoría de industrias. Sin embargo, puede ser que en plantas con una demanda de vapor muy alta se encuentren sistemas de CHP. Además, cada una de las cuatro áreas tiene varios componentes y es posible que haya uno con varias unidades, que desempeñan la misma función. También puede ser que, en algún sistema específico, falte alguno de los componentes, principalmente en lo que tiene que ver con el uso final.

## RECOMENDACIÓN

En todos los casos, es muy importante elaborar un diagrama lineal simple del sistema en su conjunto, que identifique sus equipos principales y la interacción entre estos, de forma que se pueda investigar, usando un enfoque de los sistemas para evaluar y optimizar el sistema de vapor industrial.

A continuación se presentan los principales componentes de un sistema de vapor industrial desglosados por área:

### **3.2.1 Generación**

La fuente generadora del vapor puede ser una caldera o, en el caso de que se tenga un sistema de cogeneración con un motor de combustión interna, el vapor se genera mediante un intercambiador de calor. En cualquier caso, el generador debe proporcionar vapor de buena calidad en las condiciones de caudal y presión requeridas, y debe proporcionarlo con las mínimas pérdidas de calor y atenciones de mantenimiento. En resumen, en la generación de vapor, los componentes más comunes son:

- Calderas
- Auxiliares de las calderas (ventiladores de tiro forzado y de tiro inducido, controles, etc.)
- Economizadores
- Precalentadores de aire
- Equipos de tratamiento de agua
- Desaireador
- Bombas de agua de alimentación
- Equipo de almacenamiento y manipulación de combustible

### **3.2.2 Distribución**

El sistema de distribución de vapor es un enlace importante entre la fuente generadora del vapor y el uso final, en esta área los componentes principales son:

- Cabezales
- Tuberías de vapor
- Estaciones de alivio de presión (válvulas)
- Ramales de purga
- Acumuladores de vapor
- Saturadores, sobrecalentadores o atemperadores

### **3.2.3 Usos finales**

Entre los usos finales de vapor se encuentran los siguientes:

- Intercambiadores de calor
- Columnas de separación
- Evaporadores
- Tanques de cocción
- Secadoras

- Equipo de calentamiento por proceso de inyección de vapor vivo
- Eyectores
- Turbinas de vapor

### 3.2.4 Recuperación de condensados

En el área de retorno de condensado es común contar con los siguientes componentes:

- Trampas de vapor
- Tanques de recopilación de condensado
- Bombas de condensado
- Tuberías de condensado

Como se mencionó anteriormente, se debe tener en cuenta que es posible que un sistema de vapor no tenga todos los componentes o que solo tenga varias unidades de los mismos. Si bien en los listados anteriores se pueden pasar por alto algunos componentes, se da una idea de lo que suele encontrarse en la mayoría de los sistemas de vapor.

#### RECOMENDACIÓN

Para llevar a cabo un análisis que sirva para optimizar el sistema de vapor, es importante que los encargados de este logren comprender las funciones y la operación de cada uno de sus componentes. Además, es muy importante entender de qué manera interactúa cada uno de ellos con el sistema en su conjunto y su impacto sobre la operación y la confiabilidad del sistema.

## 3.3 Combustibles y combustión en calderas

### 3.3.1 Naturaleza de los combustibles

Independientemente de la naturaleza del combustible (sólido, líquido o gas), los principales elementos químicos constituyentes de un combustible son: carbono (C), hidrógeno (H), azufre (S), oxígeno (O), nitrógeno (N), humedad ( $H_2O$ ) e impurezas. De estos elementos son combustibles el carbono, el hidrógeno y el azufre, responsables de la liberación de calor durante el proceso de combustión cuando se oxidan con el oxígeno del aire. La relación carbono/hidrógeno se establece según el tipo de combustible, en su orden, esta relación es mayor en la siguiente secuencia: carbón, petróleo, gas licuado del petróleo y gas natural. Si bien el azufre es un elemento combustible, su presencia en la composición de un combustible es indeseable, debido a que al reaccionar con el oxígeno forma dióxido de azufre ( $SO_2$ ), compuesto que incide en la ocurrencia de lluvias ácidas y en la corrosión de los componentes estructurales de un equipo de combustión.

### 3.3.2 Qué es la combustión

La combustión es una reacción de oxidación en la que materiales combustibles (formados por C, H y S) reaccionan con el oxígeno, liberan calor y forman productos de combustión: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), respectivamente. El calor liberado proviene de la energía química almacenada en las moléculas de los combustibles, lo que define una propiedad de combustión muy importante para la valorización energética y manejo de los combustibles llamada poder calorífico, que más adelante se examinará en detalle.

El efecto luminoso que se presenta en algunos tipos de combustión es explicado por la excitación de átomos y moléculas debido a las altas temperaturas. El volumen de gases en el que ocurren las reacciones de oxidación con efecto luminoso se denomina llama. Conviene aclarar que no todas las combustiones en la naturaleza van acompañadas del fenómeno de llama, dependiendo de las temperaturas que se alcanzan en la zona de combustión puede no tenerse efecto lumínico; por ejemplo, en la combustión catalítica del gas natural no se presenta llama, pero sí se presentan reacciones de oxidación, así mismo, en la denominada combustión sin llama no se presenta efecto luminoso en el volumen de la cámara de combustión.

Los dos actores de un proceso de combustión son el combustible (material que libera energía al oxidarse) y el comburente (oxígeno,  $\text{O}_2$ ), este último se encuentra disponible en el aire libre de humedad en una proporción en volumen oxígeno-nitrógeno de 21%-79%, aproximadamente. En el desarrollo científico y tecnológico de la combustión, la mayor preocupación se ha centrado en la disponibilidad, calidad y tratamiento de los combustibles, debido a su valor económico; en relación con el comburente, se considera que está disponible en el aire. Sin embargo, la disponibilidad y calidad del oxígeno para la combustión inciden en la ocurrencia óptima y segura de esta. Algunos factores afectan la disponibilidad y calidad del  $\text{O}_2$  durante el proceso de combustión:

- El aumento de altura sobre el nivel del mar disminuye la presión parcial del  $\text{O}_2$ , reduciéndose el contenido másico de este, lo cual provoca combustión incompleta del carbono y, en consecuencia, formación de monóxido de carbono (CO) que es una especie química tóxica y que también es combustible, por lo que su formación disminuye la eficiencia energética en un equipo de combustión. En la Tabla 1 se presenta el efecto de la altitud sobre el contenido másico de  $\text{O}_2$  cuando se toma como referencia un metro cúbico de aire; como puede observarse, a medida que aumenta la altura sobre el nivel del mar, la masa de  $\text{O}_2$  disminuye.
- En el aire seco por cada mol de  $\text{O}_2$  existen 4,76 moles de aire, y si se considera la presencia de otros compuestos que alteran esta composición, se dice que el aire es viciado, lo que repercute en la calidad y estabilidad de la combustión, esto en el caso de la combustión térmica convencional. Una fuente frecuente de viciado del aire es la recirculación de productos de combustión ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{N}_2$ ).

**Tabla 1. Efecto de la altitud sobre el contenido másico de oxígeno en el aire [5]**

Altitud (m)	P <sub>atm</sub> (bar)	T (K)	M <sub>O<sub>2</sub></sub> (Kg)	Δ%
0	1,013	293	0,2803	0
1500	0,852	293	0,235	16,2
2600	0,752	293	0,2080	25,8

La presencia de combustible y comburente no es condición suficiente para que la combustión se inicie, se autosostenga y se propague; son necesarias otras condiciones complementarias para su ocurrencia, las cuales están asociadas a propiedades físicas y químicas de la mezcla combustible y comburente, tales como intervalos de inflamabilidad, temperatura de ignición y temperatura de autoignición.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, la combustión de un combustible ocurre de manera sostenida cuando se presenten simultáneamente las siguientes condiciones:

- Que estén presentes combustible y comburente (O<sub>2</sub>) en proporciones adecuadas; esto se relaciona con que la mezcla combustible-comburente debe encontrarse en su respectivo intervalo de inflamabilidad. Adicionalmente se requiere que haya un óptimo contacto entre las moléculas de combustible y comburente.
- Que la mezcla entre combustible y comburente se energice hasta alcanzar su temperatura de ignición o que el aire de combustión se encuentre a la temperatura de autoignición del combustible. Estas condiciones están asociadas a tres propiedades características de una mezcla combustible-comburente, como son: la energía mínima de ignición, la temperatura de ignición y la temperatura de autoignición.

Como puede observarse, la ocurrencia y propagación de combustión dependerá de si se tienen condiciones coincidentes con tres propiedades de combustión: intervalos de inflamabilidad, energía de ignición, temperatura de ignición y temperatura de autoignición, los cuales se verán más adelante.

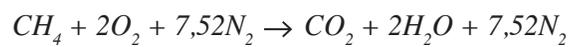
### 3.3.3 Clasificación de las propiedades de combustión de los combustibles [5]

Para el manejo de los combustibles en sus aplicaciones energéticas es necesario conocer acerca de la disponibilidad energética por cantidad de combustible, de las condiciones para que ocurra la combustión, de los requerimientos de aire para tener una combustión completa y de la cantidad y composición de los productos de combustión. Estos requerimientos pueden ser fácilmente obtenidos cuando se conocen las propiedades de combustión de la mezcla combustible-comburente utilizada, de ahí la importancia de este tema en la ingeniería de combustión.

En general, cuando la composición química de un combustible es conocida con la menor incertidumbre posible, las principales propiedades de combustión pueden ser estimadas con buena precisión. Los avances tecnológicos en cromatografía gaseosa y líquida, como también en las técnicas de caracterización físico-química de sólidos, están permitiendo la minimización de las incertidumbres en la determinación de la composición química de los combustibles. Durante mucho tiempo existió la tendencia de determinar directamente mediante métodos experimentales algunas propiedades de combustión, pero por razones de costo y debido a los avances en la determinación de la composición química, la tendencia actual es la estimación a partir del conocimiento de la composición química, particularmente en el manejo de los combustibles gaseosos [5].

### 3.3.3.1 Propiedades de los combustibles relacionadas con el requerimiento de aire y los productos de combustión

A continuación, a partir de la combustión estequiométrica del metano, se ilustra cómo se determinan propiedades de combustión relacionadas con el requerimiento de aire y la cantidad de productos de combustión, las cuales pueden ser expresadas en términos molar, másico y volumétrico [5]. Al plantearse la reacción estequiométrica del  $CH_4$ , se establece:



El metano es el principal componente del gas natural. En términos másicos se tiene que para quemar estequiométricamente 1 kg de metano se requieren 17,3 kg de aire, y se obtienen 15,9 kg de humos secos y 18,17 kg de humos húmedos (todo el carbono se transforma en  $CO_2$ , el hidrógeno en  $H_2O$ , y el  $O_2$  suministrado es completamente usado).

Pero en términos volumétricos, el resultado es que para quemar estequiométricamente  $1 m_{st}^3$  de  $CH_4$  se requieren  $9,52 m_{st}^3$  de aire, y se obtienen  $8,52 m_{st}^3$  de humos secos,  $10,52 m_{st}^3$  de humos húmedos y un porcentaje de  $CO_2$  en humos secos de 11,74%.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores se establecen las siguientes propiedades de combustión para los combustibles:

- **Masa estequiométrica de aire ( $m_a$ ) o volumen estequiométrico de aire ( $V_a$ ):** Es la masa de aire requerido para quemar estequiométricamente 1 kg de combustible, se expresa en  $kg_{aire}/kg_{combustible}$ . En términos volumétricos, el volumen estequiométrico de aire normal o estándar de aire requerido para quemar estequiométricamente  $1 m_{st}^3$  de combustible; se expresa en  $m_{st,aire}^3/m_{st,combustible}^3$ .
- **Masa de humos secos ( $m_f$ ) o volumen de humos secos ( $V_f$ ):** Es la masa de humos secos que se forma cuando se quema estequiométricamente 1 kg de combustible, se expresa en  $kg_{aire}/kg_{combustible}$ . En términos volumétricos, es el volumen de humos secos normal o estándar producido por la combustión estequiométrica de  $1 m_{st}^3$  de combustible; se expresa en  $m_{st,humos secos}^3/m_{st,combustible}^3$ .

- **Masa de humos húmedos ( $m_{f1}$ ) o volumen de humos húmedos o poder fumígeno húmedo ( $V_{f1}$ ):** Es la masa de humos húmedos que se forma cuando se quema estequiométricamente 1 kg de combustible, se expresa en  $kg_{humos\ húmedos}/kg_{combustible}$ . En términos volumétricos, es el volumen de humos húmedos normal o estándar producido por la combustión estequiométrica de 1  $m_{st}^3$  de combustible; se expresa en  $m_{st,humos\ húmedos}^3 / m_{st,combustible}^3$ .
- **Porcentaje máximo de  $CO_2$ :** Es la relación entre el volumen de  $CO_2$  y el volumen de humos secos en porcentaje; en condiciones de combustión estequiométrica, este valor es máximo. Esta propiedad es muy importante cuando se realiza el diagnóstico de combustión en un equipo térmico, la lectura de  $CO_2$  de un analizador de gases no podrá ser mayor a este valor, lo contrario denotaría un error de medición o descalibración del instrumento. Se toman como referencia los humos secos porque los analizadores miden en base seca, esto es, antes de la medición se condensa y separa de los humos el vapor de agua.

En la Tabla 2 se presenta la información de las propiedades másicas arriba descritas de los combustibles mayormente usados en la industria colombiana.

**Tabla 2. Requerimiento de aire y formación de productos de combustión para algunos combustibles comerciales [5, 6]**

Combustible	Aire estequiométrico ( $m_a$ ) $Kg_{aire}/Kg_{comb}$	Masa de humos ( $m_{f1}$ ) $Kg_{humos}/Kg_{comb}$	Porcentaje máximo de $CO_2$ ( $Y_{CO_2}$ )
GN de Guajira	16,56	17,6	11,74
GN de Cusiana	14,44	15,9	12,38
Biogás (60% $CH_4$ -40% $CO_2$ )	6,05	6,5	18,14
Carbón bituminoso	10,81	11,71	18,50
Coque	10,00	10,94	20,40
Propano	15,35	16,64	13,80
Fuel oil No. 2	14,10	15,02	15,70
Fuel oil No. 6	13,44	14,36	16,70

### 3.3.3.2 Propiedades relacionadas con las condiciones para que ocurra la combustión [5, 7]

- **Límite inferior de inflamabilidad (LII):** Es la relación mínima en porcentaje entre el volumen de combustible y el volumen de la mezcla combustible-aire, para la cual esta mezcla es inflamable. Por debajo de este valor no existe propagación de la llama en presencia de una fuente de ignición.
- **Límite superior de inflamabilidad (LSI):** Es la relación máxima en porcentaje entre el volumen de combustible y el volumen de la mezcla combustible-aire para la cual esta mezcla es inflamable. Por encima de este valor no existe propagación de la llama en presencia de una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad dependen de: composición del combustible, presencia de inertes, temperatura y presión de la mezcla combustible-oxidante y geometría del recinto donde ocurre la combustión. Un aumento de la temperatura produce una disminución en el LII y una elevación en el LSI, es decir se amplía el intervalo explosivo. El efecto del aumento de presión es similar al de la temperatura: la presencia de inertes ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ) estrecha el intervalo explosivo, debido al aumento del LII y a la disminución del LSI.

- **Temperatura de ignición  $T_{ig}$**  : Es la temperatura mínima que debe alcanzar la mezcla combustible-aire para que se inicie la combustión, se sostenga y se autopropague; esta propiedad se determina experimentalmente y depende de factores como la composición química, la presión de la mezcla y la presencia de sensibilizadores e inhibidores.
- **Temperatura de autoignición  $T_{ai}$** : Es la temperatura a la cual debe encontrarse la mezcla combustible y aire, para que sin la necesidad de una fuente de ignición, la combustión se inicie y se autosostenga. Esta temperatura se determina experimentalmente.

En la Tabla 3 se presentan los intervalos de inflamabilidad, temperatura de ignición y de autoignición para varios combustibles.

**Tabla 3. Propiedades de algunos combustibles, relacionadas con las condiciones para que ocurra la combustión [7]**

Componente	Fórmula	LII	LSI	Temperatura de ignición (°C)	Temperatura de autoignición (°C)
Metano	$\text{CH}_4$	5	15	632	580
Etano	$\text{C}_2\text{H}_6$	3	12,5	472	490
Propano	$\text{C}_3\text{H}_8$	22	9,5	493	480
Butano normal	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	1,7	8,5	405	420
Pentano normal	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	1,4	7,8	284	310
Etileno	$\text{C}_2\text{H}_4$	2,7	32	490	490
Benceno	$\text{C}_6\text{H}_6$	1,4	7,1	565	600
Propileno	$\text{C}_3\text{H}_6$	2	10,05	557	460
Butileno	$\text{C}_4\text{H}_8$	1,6	9,4	443	385
Acetileno	$\text{C}_2\text{H}_2$	2,5	81	305	305
Hidrógeno	$\text{H}_2$	4	75	572	570
Monóxido de carbono	$\text{CO}$	12,5	74	609	610

### 3.3.3.3 Propiedades relacionadas con el contenido energético de un combustible

El poder calorífico es la propiedad de combustión que informa acerca de la energía disponible por cantidad de combustible, por lo que resulta de interés en las transacciones comerciales, en los sistemas de transporte y distribución y en la especificación de las tecnologías de conversión energética.

- **Poder calorífico superior (PCS):** Se define como la cantidad de energía liberada por un combustible cuando este se quema estequiométricamente y el agua en los productos de combustión se encuentra en fase líquida.
- **Poder calorífico inferior (PCI):** Se define como la cantidad de energía liberada por un combustible cuando este se quema estequiométricamente y el agua en los productos de combustión se encuentra en fase gaseosa.

$$PCS = PCI + \text{calor latente de vaporización del agua}$$

En los sistemas de combustión convencional donde no se implementen sistemas de condensación para recuperar el calor latente de vaporización del agua, las pérdidas de energía cuando se usan como combustibles gaseosos con contenido de hidrógeno y carbono, hidrocarburos líquidos y carbón son, respectivamente, del orden de 10%, 5% y 3%.

El PCS o PCI en términos molar, másico y volumétrico



$PC_{molar} = \frac{\text{Energía liberada}}{\text{moles}} : \frac{MJ}{kmol}, \frac{kWh}{kmol}, \frac{kcal}{kmol}, \frac{BTU}{lbmol}$
$PC_m = \frac{\text{Energía liberada}}{\text{masa}} : \frac{MJ}{kg}, \frac{kWh}{kg}, \frac{kcal}{kg}, \frac{BTU}{kg}$
$PC_v = \frac{\text{Energía liberada}}{\text{volumen}} : \frac{MJ}{m^3_{st}}, \frac{kWh}{m^3_{st}}, \frac{kcal}{m^3_{st}}, \frac{BTU}{m^3_{st}}$

**Tabla 4 se presentan los factores de conversión para expresar los poderes caloríficos másicos y volumétricos en los diferentes sistemas de unidades.**

Cuando se conoce la composición química con buena aproximación de los combustibles gaseosos (lo cual es posible con los cromatógrafos actuales), se pueden estimar con buena exactitud los poderes caloríficos, a partir de la utilización de algoritmos como los descritos en la norma ISO 6947 y ASTM D4891-89(2001).

### RECOMENDACIÓN

El uso del PCS en los análisis de optimización de sistemas de vapor es una metodología precisa que permite hacer un balance completo de la energía del sistema. No obstante, también se puede usar el PCI para hacer los análisis y obtener los mismos resultados. En esta Guía de capacitación, usamos el PCS de los combustibles en todos los cálculos.

### RECOMENDACIÓN

Es muy importante que el usuario mantenga la coherencia al hacer el análisis de optimización de sistemas de vapor y que garantice que los análisis de los proyectos se realizan, ya sea con el PCS o con el PCI. Si se alternara entre los dos, se obtendrían resultados erróneos.

**Tabla 4. Factores de conversión**

Volumen	Energía	Potencia
1 m <sup>3</sup> = 35,32 ft <sup>3</sup>	1 BTU = 1,055056 kJ	1 BTU/s = 1,055056 kJ/s
Masa	1 cal = 4,1868 J	1 HP = 2545 BTU/h
1 lbm = 0,453592 kg	1 kWh = 860 kcal	1 kW = 1,3410 HP = 3412,85 BTU/h

Cuando se maneja el poder calorífico volumétrico de un combustible gaseoso, es conveniente precisar en qué estado de referencia se especifica; para el estado normal, la temperatura y presión de referencia son 273 K y 1013 mbar, respectivamente; en el estado estándar 288,5 K y 1013 mbar. En esta Guía se trabajará con el estado de referencia estándar.

Para los combustibles líquidos, cuando se conoce la gravedad específica en grados API, el poder calorífico superior se estima con la siguiente expresión [6]:

$$PCS \left( \frac{BTU}{lb} \right) = 17\,887 + (57,5 \times \text{°API}) - (102,2 \times \%S)$$

donde S es la composición elemental de azufre en el combustible y API es la gravedad específica en grados API. Conviene recordar que a mayor grado API el combustible líquido tiene menor densidad y viceversa.

Cuando se conoce la composición química del carbón en función del análisis último (porcentaje de carbono, de material volátil y humedad), mediante la fórmula teórica de Dulong, el poder calorífico superior se determina así [8]:

$$PCS \left( \frac{MJ}{kg} \right) = 0,3383 \times [\%C] + 1,443 \times ([\%H] - [\%O]/8) + 0,0942 \times [\%S]$$

donde H, O, y S son las composiciones de hidrógeno, oxígeno y azufre, las cuales se determinan mediante el análisis último del carbón. Para contenidos altos de oxígeno, las desviaciones pueden ser del orden del 5%-7%. Sin embargo, la correlación de Starche y Lant, que es una modificación de la propuesta por Dulong, tiene una desviación del 2% para todo el rango de carbones y se presenta a continuación [8]:

$$PCS \left( \frac{MJ}{kg} \right) = 0,3406 \times [\%C] + 1,4324 \times [\%H] - 0,1532 \times [\%O] + 0,1047 \times [\%S]$$

**Ejemplo.** Calcular el poder calorífico superior del carbón proveniente de la mina de Bijao-Córdoba, que tiene la siguiente composición elemental: [%C] = 68,24, [%H] = 4,9, [%O] = 17,41, [%S] = 1,36

- $$PCS \left( \frac{MJ}{kg} \right) = 0,3383 \times [\%C] + 1,443 \times \left( [\%H] - \frac{[\%O]}{8} \right) + 0,0942 \times [\%S]$$

$$= 0,3383 \times 68,24 + 1,443 \times \left( 4,9 - \frac{17,41}{8} \right) + 0,0942 \times 1,36 = 27,144 \text{ MJ/kg}$$
- $$PCS \left( \frac{MJ}{kg} \right) = 0,3406 \times [\%C] + 1,4324 \times [\%H] - 0,1532 \times [\%O] + 0,1047 \times [\%S]$$

$$= 0,3406 \times 68,24 + 1,4324 \times 4,9 - 0,1532 \times 17,41 + 0,1047 \times 1,36$$

$$= 27,736 \text{ MJ/kg}$$

Es importante destacar que, debido a que las ecuaciones anteriores son correlaciones, es posible que los resultados no sean los valores exactos, pero sí son una muy buena aproximación para la estimación del poder calorífico superior del carbón.

Para el caso de la biomasa, la correlación que aplica para una gran variedad de tipos de biomasa es la siguiente [8]:

$$PCS \left( \frac{MJ}{kg} \right) = 0,3491 \times [\%C] + 1,1783 \times [\%H] - 0,1034 \times [\%O] + 0,1005 \times [\%S]$$

$$- 0,0151 \times [\%N] - 0,0211 \times [\%Ceniza]$$

Si el lector desea mayor información acerca de otras correlaciones, puede remitirse a la referencia [9], en donde se presenta un compendio de correlaciones empíricas para el cálculo del PCS de diferentes tipos de biomasa.

**Ejemplo.** Calcular el poder calorífico del bagazo de caña que tiene la composición elemental:

$$[\%C] = 48,64, [\%H] = 5,87, [\%O] = 42,82, [\%N] = 0,16, [\%S] = 0,04, [\%Cl] = 0,03,$$

$$[\%Ceniza] = 2,44$$

$$PCS \left( \frac{MJ}{kg} \right) = 0,3491 \times [\%C] + 1,1783 \times [\%H] - 0,1034 \times [\%O] + 0,1005 \times [\%S]$$

$$- 0,0151 \times [\%N] - 0,0211 \times [\%Ceniza]$$

$$PCS \left( \frac{MJ}{kg} \right) = 0,3491 \times 48,64 + 1,1783 \times 5,87 - 0,1034 \times 42,82 + 0,1005 \times 0,04$$

$$- 0,0151 \times 0,16 - 0,0211 \times 2,44 = 19,42 \text{ MJ/kg}$$

- Índice de Wobbe (W):** Para el manejo de los combustibles gaseosos, se define el índice de Wobbe como una propiedad que también informa acerca del contenido energético en función de la composición química y de la cantidad de gas descargado por un orificio, por ejemplo en el quemador de una caldera, la cual es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la gravedad específica. El índice de Wobbe es la relación entre el poder calorífico del gas, ya sea superior o inferior, y la raíz cuadrada de su densidad relativa. Es de especial interés cuando se estudia la intercambiabilidad entre gases combustibles, en muchos reglamentos internacionales, para determinar la calidad del gas que se va a transportar y para determinar la confiabilidad durante los usos finales, en escenarios de cambio de composición química de los combustibles gaseosos. Esta propiedad es un parámetro ineludible de referencia y está definida por la siguiente expresión:

$$W = \frac{PC}{\sqrt{d}}$$

- Densidad relativa (d):** Es la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura:

$$d = \frac{\rho_{gas}}{\rho_a}$$

En la Tabla 5 se presentan los poderes caloríficos e índice de Wobbe de algunos combustibles gaseosos puros, en la Tabla 6 el poder calorífico de combustibles comerciales.

**Tabla 5. Poderes caloríficos e índices de Wobbe de combustibles gaseosos puros [10]**

Componente	Fórmula	PCI ( $\frac{kWh}{m^3_{st}}$ )	PCS ( $\frac{kWh}{m^3_{st}}$ )	Índice de Wobbe ( $\frac{kWh}{m^3_{st}}$ )
Metano	CH <sub>4</sub>	9,43	10,49	14,09
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	16,95	18,55	18,204
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	24,66	26,78	21,06
Butano normal	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	31,17	33,77	23,84
Pentano normal	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	31,06	33,66	26,32
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	38,37	41,5	19,96
Propileno	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	15,63	16,69	20,47
Butileno	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	23,06	24,68	24,22
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	29,75	31,87	17,04
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	14,75	15,28	13,45
Monóxido de carbono	CO	2,83	3,36	3,36

**Tabla 6. Poderes caloríficos de combustibles comerciales [6, 10]**

<b>Combustible</b>	<b>PCS (kWh/kg)</b>	<b>PCI (kWh/kg)</b>	<b>PCI/PCS</b>
GN de Guajira	15,01	13,50	0,90
GN Cusiana	13,33	12,07	0,91
GLP (60% $C_3H_8$ -40% $C_4H_{10}$ )	14,13	13,03	0,92
Biogás (60% $CH_4$ -40% $CO_2$ )	5,49	4,93	0,90
Propano	13,94	12,54	0,90
Carbón bituminoso	9,06	8,79	0,97
Coque	8,20	7,95	0,97
Bagazo de caña	4,93	4,59	0,93
Fuel oil No. 2	12,60	11,88	0,94
Fuel oil No. 6	11,71	11,13	0,95

### 3.3.3.4 Otras propiedades de interés

Otras propiedades de interés en el manejo de los combustibles, para su transporte, distribución, almacenamiento y combustión, son las siguientes:

- **Temperatura de llama adiabática ( $T_{ad}$ ):** Es la temperatura que alcanzan los productos de combustión cuando esta se realiza en condiciones adiabáticas, si bien esta temperatura nunca se alcanza en una combustión real, es una propiedad importante para el estudio de fenómenos térmicos.

La temperatura de llama adiabática es máxima cuando la combustión es estequiométrica, y disminuye con el defecto y exceso de aire. La máxima temperatura de llama adiabática de los combustibles metano, etano, propano, acetileno, hidrógeno, aceite liviano y aceite pesado son, respectivamente, las siguientes: 1918, 1949, 1967, 2632, 2045, 2028 y 2028, todos los valores en grados centígrados ( $^{\circ}C$ ).

- **Temperatura de rocío ( $T_R$ ):** Es la temperatura a la cual se inicia la condensación del vapor de agua presente en los productos de combustión, cuando el combustible contiene hidrógeno. El conocimiento de esta propiedad es necesario para evitar la condensación en los ductos de evacuación de humo y para el diseño del sistema de combustión con recuperación de calor por condensación parcial o total del vapor. Para combustión estequiométrica del metano, etano, propano, butano, acetileno e hidrógeno, a una presión atmosférica como la de Medellín (852 mbar), los valores de temperatura de rocío son 57, 52,7, 51,4, 50,6, 38,6 y 68,8  $^{\circ}C$ , respectivamente [10]. La temperatura de rocío es máxima para la combustión estequiométrica y se disminuye con el exceso de aire. Esta propiedad ha tomado importancia con la introducción en el mercado de las calderas de condensación, en tanto establece el límite hasta donde deben enfriarse los productos de combustión húmeda para que ocurra la condensación del vapor de agua y así recuperar el calor latente de vaporización del agua.

- **Temperatura de rocío ácida:** Cuando un combustible contiene azufre, su combustión con el oxígeno forma dióxido de azufre; este compuesto aumenta la temperatura de rocío. Por lo anterior, para combustibles con contenido de azufre tiene sentido definir esta temperatura como temperatura de rocío ácida. Para los aceites liviano (fuel oil 2) y pesado (fuel oil 6), la temperatura es de aproximadamente 143 y 160 °C, respectivamente [11]. Cuando se trata de combustibles líquidos se requiere tener en cuenta otras propiedades, además de las anteriores:
- **Gravedad específica (s) y gravedad API:** La gravedad específica se define como la relación entre la densidad del aceite y la del agua a iguales condiciones de presión y temperatura. Las normas americanas toman como referencia 60 °F. La otra forma de expresar la gravedad específica es en la escala API (*American Petroleum Institute*). La siguiente expresión relaciona la gravedad específica y la gravedad API [6]:

$$S_{(60/60^{\circ}F)} = \frac{141,5}{^{\circ}API - 131,5}$$

Para combustibles líquidos de uso industrial las gravedades API oscilan desde cero (0) hasta 44. Para el fuel oil No. 6 oscila entre 12 °API y 16 °API y para el fuel oil No. 2, entre 30 °API y 34 °API. A mayor grado API se tiene un aceite más liviano.

- **Viscosidad cinemática:** Mide la resistencia a fluir del combustible. Una viscosidad alta origina problemas en la bomba de inyección, puede tapar inyectores y sobrepresurizar el sistema; también influye en la forma de pulverización de los inyectores porque genera una atomización pobre, lo cual incide en la calidad de la combustión, particularmente en formación de hollín, mientras que una muy baja viscosidad puede generar una mejor atomización [6].
- **Punto de inflamación:** Es la mínima temperatura a la cual el vapor de un aceite produce una llama, que se extingue inmediatamente, al ser expuesto a una pequeña llama estándar. Es una medida de la tendencia de la muestra a formar una mezcla inflamable con el aire. Es utilizado para condiciones de seguridad y en regulaciones de transporte. Puede dar una idea de la peligrosidad del compuesto en situaciones extremas de temperatura y presión. El punto de inflamación puede indicar la posible presencia de compuestos volátiles e inflamables en un compuesto relativamente no volátil o inflamable, indicando la presencia de contaminantes como gasolinas [6].
- **Punto de nube:** Es la temperatura más alta a la cual el aceite tiende a opacarse por la presencia de parafinas sólidas. El punto de nube indica la temperatura mínima a la que se puede utilizar un producto para determinadas aplicaciones [6].
- **Punto de fluidez:** El punto de fluidez está definido como la temperatura más baja a la cual la muestra pierde la capacidad de fluir. Esta prueba es un indicativo para establecer condiciones de operación para crudos y derivados. Si el rango de

temperaturas de almacenamiento del combustibles de calderas es muy bajo, las boquillas del quemador pueden no recibir combustible y se detiene la operación [6].

### 3.3.4 Combustibles más usados en sistemas de vapor en Colombia

De acuerdo con el estudio realizado por la Red INCOMBUSTION para la UPME en el año 2014, se encontró que los combustibles mayormente usados en procesos industriales que utilizan sistemas de vapor son: el gas natural de la Guajira, el gas natural de Cusiana, la mezcla de los anteriores, bagazo de caña y carbón [12]. Para el caso de los combustibles gaseosos, la composición química generalmente se expresa en porcentaje molar (o en volumen), como se muestra en la Tabla 7 para los gases naturales de la Guajira y Cusiana; para el carbón y la biomasa, la composición química se expresa mediante análisis próximo (materia volátil, carbono fijo, ceniza, humedad) o elemental (C, H, N, O, S, cenizas, humedad).

**Tabla 7. Composición química de los gases naturales de Guajira y Cusiana [13]**

Componente	% Molar	
	Guajira	Cusiana
Metano	98,06	82,61
Etano	0,25	10,10
Propano	0,05	3,65
i-Butano	0,02	0,53
n-Butano	0,01	0,54
i-Pentano	0,01	0,10
n-Pentano	0,00	0,05
n-Hexano	0,02	0,03
CO <sub>2</sub>	0,13	1,85
Nitrógeno	1,45	0,54
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Como puede observarse, difieren principalmente en su composición química en los contenidos de metano, etano y gases inertes CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>. Con base en la composición química de los gases naturales colombianos, se estiman sus propiedades de combustión, tal como se reportan en la Tabla 8. El Grupo GASURE de la Universidad de Antioquia ha desarrollado los *software* “Cálculo de las propiedades de combustión” y “CombuGas”, en los que, a partir de la composición química de los combustibles gaseosos, es posible determinar las propiedades de combustión de los combustibles estudiados en esta Guía.

**Tabla 8. Propiedades de combustión de diferentes gases naturales de Colombia**

NOMBRE DEL CAMPO	$d$	$V_a$ $\left[\frac{m^3_{st,aire}}{m^3_{st,gas}}\right]$	$PCS_V$ $\left[\frac{MJ}{m^3_{st,gas}}\right]$	$W$ $\left[\frac{MJ}{m^3_{st,gas}}\right]$	LSI	LII	$V_{f'}$ $\left[\frac{m^3_{hh}}{m^3_{gas}}\right]$	$V_{CO_2}$ $\left[\frac{m^3_{CO_2}}{m^3_{gas}}\right]$	$V_{H_2O}$ $\left[\frac{m^3_{H_2O}}{m^3_{gas}}\right]$
Apiay	0,644	10,13	39,5	49,2	15,0	4,82	11,1	1,11	2,04
Payoa	0,616	10,24	40,4	51,5	14,7	4,69	11,3	1,10	2,09
El Centro	0,598	9,90	39,0	50,5	14,9	4,85	10,9	1,06	2,04
Huila	0,665	10,36	40,8	50,0	14,8	4,66	11,4	1,14	2,06
Guajira	0,567	9,44	37,3	49,5	15,1	5,06	10,4	0,99	1,98
Güepaje	0,569	9,42	37,3	49,5	15,1	5,05	10,4	0,99	1,97
Cusiana	0,734	11,04	45,1	50,5	14,5	4,42	12,1	1,25	2,13
Opón	0,602	10,16	41,1	53,0	14,5	4,56	11,2	1,09	2,08

En la Tabla 9 se presenta la composición del análisis último del bagazo de caña y de los carbones tipo lignito, bituminoso y subbituminoso.

**Tabla 9. Composición de algunos carbones y el bagazo de caña utilizados en empresas.**  
Adaptado de [14] [15]

	Humedad residual (%)	Ceniza (%)	Materia volátil (%)	Carbono fijo (%)	Azufre total (%)	Poder calorífico superior (kWh/kg)
Bituminoso medio volátil	3,30	13,20	12,70	70,80	0,29	7,28
Bituminoso alto volátil C	6,70	3,90	42,20	47,20	0,64	7,91
Subbituminoso A	12,60	6,40	38,00	43,00	0,75	6,82
Subbituminoso A	9,20	10,90	38,20	41,70	0,63	6,74
Subbituminoso A	10,00	11,00	37,80	41,20	0,85	6,4
Subbituminoso A	8,00	18,10	35,10	38,80	0,86	6,224
Subbituminoso B	9,60	15,40	38,00	37,00	0,49	6,03
Lignito A	10,20	0,70	73,70	15,40	0,06	4,92
Bagazo de caña	47	5-12*	80-86*	7-7,7*	0,03-0,04*	4,48-4,93*
Cáscara de arroz*	-	20,26	16,22	63,52	-	4,40
Madera de sauce*	-	1,71	16,07	82,22	-	5,44

\*Valor reportado en base seca

### 3.3.5 Relación aire/combustible (A/C) en una caldera

En una caldera, el análisis de la relación aire/combustible es importante por las siguientes razones:

- Su conocimiento permite definir el consumo de aire requerido por el sistema, especificar el ventilador y el circuito de aire para la combustión.

- El control de la relación A/C permite optimizar la eficiencia de combustión, al garantizarse condiciones óptimas de exceso de aire o evitar defectos de aire que generen combustión incompleta.

Existen diferentes formas de expresar esta relación:

- **Relación volumétrica:**  $R = Q_a/Q_g = m_{st,aire}^3/m_{st,gas}^3$   
donde  $Q_a$  es el caudal estándar de aire y  $Q_g$  es el caudal estándar de gas.
- **Relación másica:**  $R = m_a/m_c = kg_{aire}/kg_{gas}$   
donde  $m_a$  es el flujo másico de aire y  $m_c$  es el flujo másico de gas.
- **Combinada:**  $R = Q_a/m_c = m_{st,aire}^3/kg_c$

Cuando se compara la relación A/C real volumétrica o másica con la A/C estequiométrica, se obtiene una expresión adimensional que recibe diferentes nombres: **factor de aireación** o **factor de equivalencia**.

Por **relación estequiométrica de aire** se entiende la cantidad de aire (en volumen o masa) que requiere un combustible para quemarse completamente y el oxígeno suministrado es usado totalmente. Esta relación es una propiedad de todo combustible y depende de su composición química. Para comparar la relación A/C real con la relación A/C estequiométrica, la literatura usa frecuentemente los factores  $n$  y  $\lambda$ ; para esta Guía se utilizará  $n$ . Comparando la relación A/C volumétrica real usada con la relación estequiométrica ( $V_a$ ), el factor de aireación mencionado anteriormente queda definido como:

$$n = \frac{R}{V_a} = \frac{Q_a}{Q_g V_a}$$

Cuando se compara la relación A/C real en términos másicos con la relación estequiométrica másica ( $m_{esteq, aire}$ ) se tiene que el factor de aireación queda expresado como:

$$n = \frac{R}{m_{esteq,aire}} = \frac{m_a}{m_c m_{esteq,aire}}$$

El exceso de aire y el defecto de aire se definen en función de  $n$  mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Exceso } e = (n-1) \times 100\% \quad \text{Defecto } d = (1-n) \times 100\%$$

**Ejemplo:** Una caldera utiliza gas natural de la Guajira y opera con un factor de aireación de  $n = 1,2$ , entonces el exceso de aire es del 20%, es decir, funciona con una cantidad de aire mayor en un 20% del valor estequiométrico.

**Ejemplo:** Una caldera utiliza gas natural de la Guajira, por errores de operación la compuerta de entrada de aire de combustión se cierra más de lo necesario, trayendo como consecuencia que el factor aireación  $n = 0,8$ , entonces la caldera funciona con un defecto de aire del 20%, es decir, funciona con una cantidad de aire menor en un 20% del valor estequiométrico.

## RECOMENDACIÓN

Para una combustión completa y óptima del gas natural, el exceso de aire debe oscilar entre un 5% y un 20%, para el *fuel oil* entre 20% y 30%, y para el carbón entre un 40% y un 50%

### 3.3.6 Tipos de combustión

Dependiendo de variables como el factor de aireación utilizado o la relación aire-combustible, las condiciones óptimas de funcionamiento del quemador (mezclado óptimo entre el combustible y el aire), la disminución súbita de la temperatura en la zona de reacción química y el tiempo de residencia no adecuado de los gases de combustión en el volumen de la cámara de combustión, en una caldera pueden ocurrir los siguientes tipos de combustión:

- **Combustión estequiométrica:** Esta se consigue cuando el aire y el combustible reaccionan en proporciones estequiométricas, el combustible es completamente oxidado y el oxígeno suministrado es completamente consumido, el factor de aireación es uno, los productos no contienen oxígeno libre ni elementos inquemados, presentándose el máximo volumen de  $\text{CO}_2$  en los gases de combustión secos. Es la combustión óptima, puesto que se logra obtener toda la energía almacenada en el combustible. En los productos de combustión húmedos se encuentra  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{N}_2$ .
- **Combustión completa con exceso de aire:** En este caso se utiliza un volumen de aire mayor al estequiométrico, siendo  $n > 1$  y se dan otras condiciones (mezclado del combustible y el aire óptimo, tiempo de residencia adecuado, temperatura estable); el combustible se oxida completamente. El exceso de aire no hace parte de la reacción de combustión, es decir, es aire que no se utiliza para que el combustible reaccione y libere calor, pero al estar presente en los productos de combustión, este absorbe parte del calor liberado en la combustión y se calienta. La composición de los productos de combustión está constituida por  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{O}_2$  y  $\text{N}_2$ .
- **Combustión incompleta con deficiencia de aire:** Esta se presenta cuando el aire utilizado es menor que el estequiométrico y todo el oxígeno se consume en el proceso, el factor de aireación es menor que uno. El combustible no es completamente oxidado y en los productos de la combustión se encuentran monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) e hidrógeno ( $\text{H}_2$ ) que son especies combustibles, cuya formación va a incidir en la disminución de la eficiencia de combustión de la caldera. La composición de los productos de combustión está constituida por  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  y  $\text{N}_2$ .
- **Combustión incompleta con exceso de aire o combustión mixta:** Esta se presenta cuando no obstante haber exceso de aire, ocurre combustión incompleta. En el caso más general, esto puede suceder porque se realice localmente una combustión incompleta por mezcla no homogénea, por temperatura insuficiente,

por un enfriamiento brusco y tiempo de residencia no apropiado de los gases de combustión en la zona de reacción. Los productos de combustión son  $CO_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ,  $O_2$  y  $N_2$ , la formación de  $CO$ ,  $H_2$  y el exceso de aire inciden significativamente en la reducción de la eficiencia de combustión de la caldera.

Para el diagnóstico y análisis de los tipos de combustión es necesario examinar cuando el aire admitido no se utiliza en su totalidad en el proceso, por esto se debe considerar el factor de aire total  $n$  como la suma de una cantidad de aire  $n_1$  que realmente reacciona con el combustible más una cantidad de aire  $n_2$  que no interviene en la combustión y actúa como diluyente de los productos finales.

En consecuencia, dependiendo de los valores de  $n$ ,  $n_1$  y  $n_2$  se pueden clasificar los diferentes tipos de combustión como se describió anteriormente y se resumen en la Tabla 10.

**Tabla 10. Tipos de combustión**

$n$	$n_1$	$n_2$	Tipo de combustión	Composición química de los humos húmedos
1	1	0	Combustión estequiométrica	$CO_2, H_2O, N_2$
< 1	< 1	0	Combustión incompleta por defecto de aire	$CO_2, CO, H_2O, H_2, N_2$
> 1	1	> 0	Combustión completa con exceso de aire	$CO_2, H_2O, O_2, N_2$
> 1	1	> 0	Combustión incompleta con exceso de aire.	$CO_2, CO, H_2O, H_2, O_2, N_2$
			Combustión "mixta"	

### RECOMENDACIÓN

Si en un diagnóstico de combustión en la composición de los humos secos se encuentra oxígeno y monóxido de carbono, o únicamente monóxido de carbono, es porque existen problemas en la combustión que disminuyen la eficiencia energética y pueden comprometer la seguridad ocupacional de los usuarios. Por estas razones, deben analizarse sus causas.

### 3.3.7 Diagramas de combustión

Un diagrama de combustión es una herramienta valiosa para establecer las condiciones en las cuales se está realizando el proceso y da información valiosa para estimar la eficiencia de combustión de un sistema de combustión y calentamiento, como ejemplo, una caldera. Se construyen para los combustibles gaseosos líquidos, a partir de conocer su composición química, propiedades de combustión, balances estequiométricas y consideraciones de equilibrio químico. Este diagrama utiliza los valores de la

concentración de  $O_2$  y  $CO_2$  en los humos secos, o la relación  $CO/CO_2$  a partir del muestreo de los humos secos en la chimenea de una caldera al utilizar un analizador de gases, para determinar los porcentajes de  $H_2$ ,  $CO$  y  $N_2$ , el factor de aireación  $n$ , los factores de aire utilizado y no utilizado ( $n_1$  y  $n_2$ ) y el tipo de combustión que se efectúa. Este diagrama recibe el nombre de diagrama de Ostwald, en honor a su inventor.

En la Figura 2 se muestra esquemáticamente el diagrama de combustión con las principales curvas. En el eje horizontal se trazan las cantidades de oxígeno en los productos de combustión secos y sobre la ordenada diferentes valores de la relación  $CO/CO_2$ , la cual es denotada como RO. El contenido de  $CO_2$  se ubica en un eje a la derecha del diagrama. El punto de combustión estequiométrica está sobre la ordenada, correspondiente al máximo contenido de  $CO_2$ , mientras que las combustiones completas con exceso de aire (oxidantes) están representadas por la línea trazada desde el punto de combustión neutra hasta el punto que representa el aire puro ( $\%O_2 = 21$ ), llamada línea de Grebel. Las combustiones incompletas con deficiencia de aire están sobre la ordenada OA ( $\%O_2 = 0$ ). La parte interior del triángulo representa las combustiones incompletas con mezcla deficiente que pueden ocurrir aun con exceso o defecto de aire, en las cuales el factor de aire total es:  $n = n_1 + n_2$ .

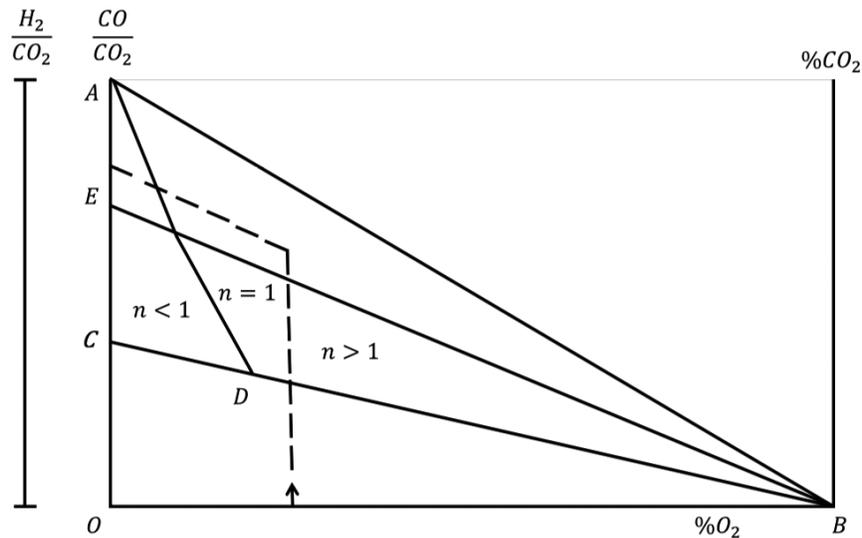


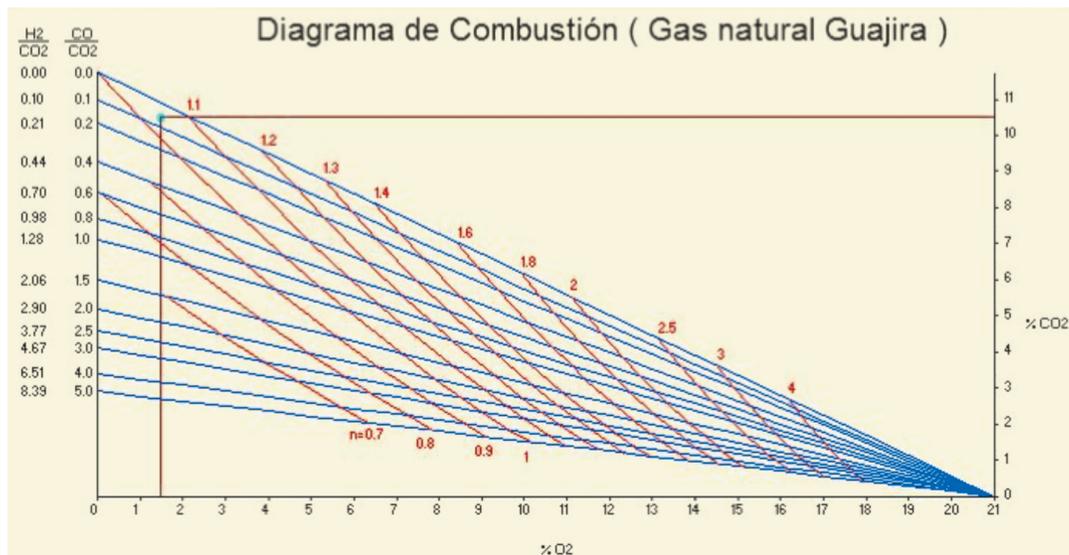
Figura 2. Esquema general de un diagrama de combustión [16]

donde:

- AD:** Línea de factor de aireación constante
- EB:** Línea de relación  $RO = CO/CO_2$  constante
- AB:** Línea de Grebel, combustión completa con exceso de aire
- A:** Combustión neutra o estequiométrica
- OA:** Combustión incompleta con defecto de aire ( $n < 1$ ,  $\%O_2 = 0$ )
- ACB:** Zona de combustión incompleta con mezcla deficiente
- OCB:** Zona de combustión endotérmica. El calor contenido en los humos es menor al calor liberado. La combustión no se efectúa sin aporte externo de calor.

Con los valores de %CO<sub>2</sub> y %O<sub>2</sub> se ubica el punto en el diagrama. Si el punto cae exactamente sobre la línea de Grebel, se lee  $n$  y se calcula el exceso como  $(n-1)$ . Si el punto cae dentro del triángulo ACB, se lee el valor de  $n$ , luego se lleva el punto por la línea de CO/CO<sub>2</sub> correspondiente hasta el eje de la ordenada y se lee el factor de aire utilizado  $n_1$ . Para hallar  $n_2$ , o sea el aire en exceso, se hace  $n_2 = n - n_1$ . En la Figura 2 se ilustró este procedimiento con la línea punteada.

En la Figura 3 se presenta el diagrama de combustión del gas natural de la Guajira y en el *Anexo 1* se encuentran los diagramas de otros combustibles gaseosos disponibles en Colombia [16].



**Figura 3. Diagrama de combustión del gas natural de la Guajira. Fuente: CombuGas**

Para ilustrar la utilización de estos diagramas se tiene el siguiente ejemplo:

**Ejemplo.** Durante el control de la combustión de una caldera alimentada con gas de la Guajira se midieron los siguientes valores de la temperatura y composición de los humos:  $T = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $\text{CO}_2 = 10,5\%$  y  $\text{O}_2 = 1,5\%$ . Determinar el tipo de combustión que se tiene, los porcentajes de aire empleado y en exceso y la composición de los humos secos.

Para resolver este ejemplo se utiliza el diagrama de combustión para el gas natural de la Guajira presentado en la Figura 3. En este caso, el punto cae dentro del triángulo, para un valor de entre 1 y 1,1. El valor aproximado de  $n$  es 1,03. Además se observa que la relación CO/CO<sub>2</sub> es igual a 0,1, lo cual significa que el porcentaje de CO es:

$$CO = 10,5 \times 0,1 = 1,05\%$$

Al movernos por esta recta de  $R_o = 0,1$  hasta el eje de las ordenadas, se encuentra que el valor de  $n_1$  está entre 1 y 0,9, y tiene un valor aproximado de 0,96. Ya que  $n = n_1 + n_2$ , el valor de  $n_2$  se calcula como:

$$n_2 = 1,03 - 0,96 = 0,07 \text{ (7\% de exceso o de aire no utilizado).}$$

Para este caso se tiene una combustión mixta. Para calcular el porcentaje de  $H_2$  se lee sobre el eje vertical el valor de  $H_2/CO_2$  para  $R_o=0,1$  el cual corresponde a 0,07. Entonces, para  $CO_2 = 10,5$  se tiene que el porcentaje de  $H_2$  es:

$$\% H_2 = 10,5 \times 0,07 = 0,735\%$$

El porcentaje de  $N_2$  en humos secos se calcula como:

$$\%N_2 = 100 - \%CO_2 - \%CO - \%H_2 - \%O_2$$

$$\%N_2 = 100 - 13,785 = 86,215$$

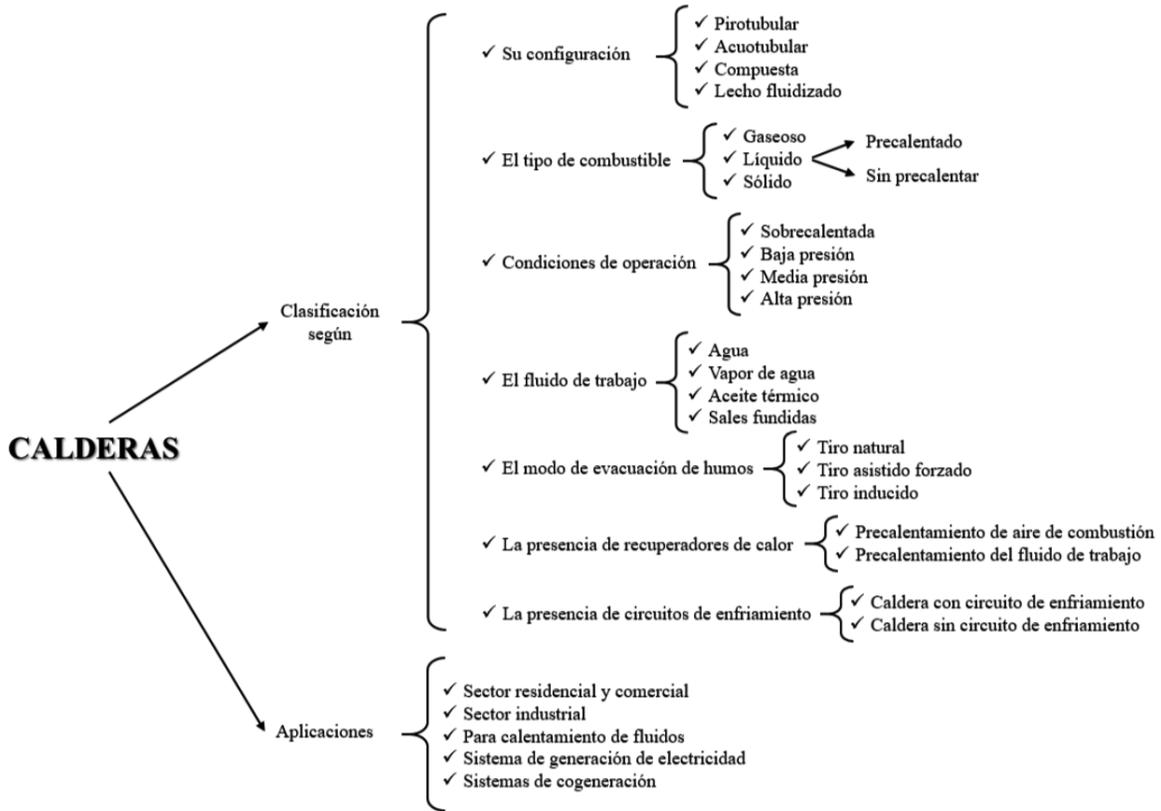
En conclusión, disponiendo del diagrama de combustión de un gas determinado y un analizador de gases de combustión, se puede diagnosticar el proceso, lo cual permite introducir ajustes para llevar la combustión a un estado óptimo, esto es, con una alta eficiencia y bajas emisiones de inquemados,  $H_2$  y  $CO$ .

#### RECOMENDACIÓN

Cuando se dispone de un analizador de gases de combustión, un sensor de temperatura y diagramas de combustión para combustibles gaseosos y líquidos usados en la caldera, es posible realizar diagnósticos y optimización de la combustión.

### 3.4 Clasificación de calderas

En la Figura 4 se presenta la clasificación de las calderas por su configuración, por el tipo de combustible, por el tipo de proceso (producción de vapor para uso industrial, para generación o cogeneración de energía), condición de operación, fluido de trabajo, modo de evacuación de humos y su aplicación, entre otros.



**Figura 4. Clasificación de las calderas**

## DISEÑO, SELECCIÓN Y MONTAJE DE CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR

# 4

### 4.1 Consideraciones generales para el diseño de calderas

De acuerdo con el *Reglamento Técnico de Calderas en Colombia*, la caldera y sus componentes deben ser diseñadas por personas de las más altas competencias y conocimiento de los estándares aplicados a calderas, los requerimientos principales son los establecidos en el *Código ASME para Calderas y Recipientes a Presión* (Secciones I, II, IV, V y IX). Para el caso colombiano, se podrán aceptar diseños bajo otras normas técnicas internacionales o de amplio reconocimiento técnico internacional, siempre que los requisitos y especificaciones de diseño no sean inferiores a los del Código ASME. Es importante aclarar que en el diseño y fabricación de calderas se debe evitar la combinación de normas técnicas, y si por algún motivo debe haber combinación de tecnologías basadas en estándares diferentes, el diseñador y el fabricante deben asegurar la plena compatibilidad y garantizar que estas combinaciones no generen riesgo.

#### 4.1.1 Estándares básicos

Existen organismos de normalización que han desarrollado estándares que están relacionados con la seguridad o calidad de las calderas o de sus componentes, por lo que pueden tener aplicación en el diseño y fabricación de estas, tales organismos y sus estándares se presentan en el *Anexo 2 - Normas y entidades relacionadas con las calderas*.

#### 4.1.2 Sistema Internacional de Unidades (SI)

En Colombia, el Sistema Internacional de Unidades fue adoptado mediante la Ley 33 de 1905, los Decretos 1731 de 1967, 3464 de 1980 y ratificado por la Ley 1480 de 2011. Solo hasta la expedición de la Ley 1512 de 2012 el Congreso de la República aprobó el ingreso de Colombia como miembro pleno de la Convención del Metro, convirtiéndose en el país firmante número 84 [17]. La implementación del SI es necesaria, ya que se siguen utilizando varios sistemas de unidades de medida y, en la práctica, la industria requeriría de herramientas y repuestos con diferentes unidades, como por ejemplo podrían requerirse unos en pulgadas y otros en milímetros. De modo que, el uso de un solo sistema de unidades haría más eficiente y competitiva a la industria [17]. Como consecuencia de la utilización de diferentes sistemas de unidades de medida, el consumidor corre el riesgo de ser inducido a error, al momento de comprar productos que no utilicen las unidades del SI, es decir, una misma categoría de productos [17].

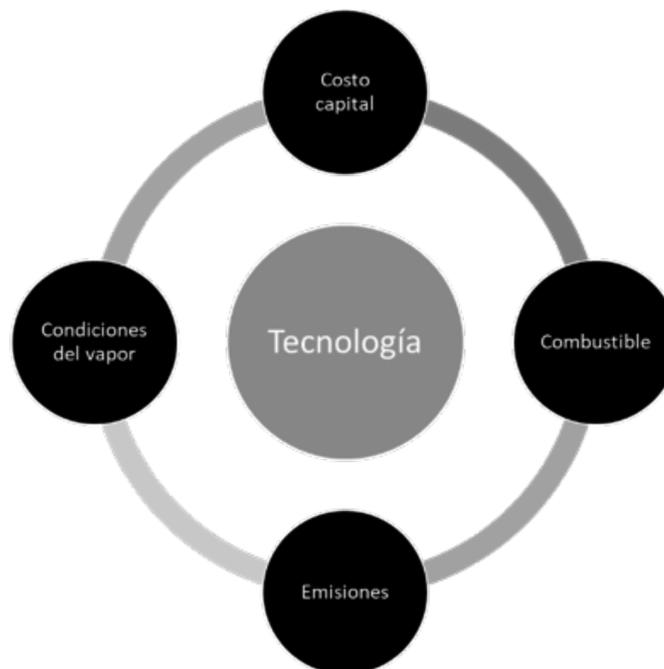
Las principales unidades utilizadas por usuarios de calderas se presentan en la Tabla 11, y en el Anexo 3 - *Sistema Internacional de Unidades* se presentan las demás unidades con su respectivo factor de equivalencia.

**Tabla 11. Unidades típicas para los usuarios de calderas**

	<b>Unidad</b>	<b>Equivalencia al SI</b>
Presión	psi	6,89 kPa
Potencia	BHP	9,81 kW
Flujo másico	lb/h	0,4536 kg/h
Longitud en pulgadas	in (pie)	0,0254 m (0,3048 m)
Producción de vapor	1 BHP = 34,5 lb/h	15,65 kg/h

## 4.2 Criterios para la selección y dimensionamiento de una caldera

Las etapas anteriores al montaje de una caldera deben estar enfocadas al análisis de factores como el costo de capital, el tipo de combustible del que se dispone, las restricciones de gases contaminantes y las características del vapor que se desea producir. En la Figura 5 se presenta un esquema de los factores que se deben balancear para seleccionar la mejor alternativa en cuanto a calderas de vapor.



**Figura 5. Selección de la tecnología de una caldera de vapor. Adaptado de [1]**

El costo de capital de la planta es un aspecto clave al momento de evaluar la factibilidad y la posibilidad de financiación, independientemente de la tecnología escogida. La valoración errónea de las tecnologías disponibles puede repercutir drásticamente en factores como el costo de capital, la eficiencia, el consumo de energía auxiliar, la disponibilidad y los costos de mantenimiento, entre otros. Es por ello que se debe hacer un análisis técnico-económico que permita escoger la mejor tecnología, el cual debe ser consecuente con las necesidades de la empresa y la disponibilidad en el mercado [18]. En la selección de un sistema de generación de vapor se deben tener en cuenta las consideraciones presentadas a continuación [12, 19-21]:

- Ubicación geográfica, análisis de incidencia de las condiciones atmosféricas (presión atmosférica, temperatura y humedad relativa) y accesibilidad al sitio de instalación
- Requerimientos de espacio y obras civiles para su instalación
- Precio, disponibilidad y tipo de combustible
- Tipo de caldera
- Eficiencia de la caldera
- Confiabilidad de la caldera
- Precio de la tecnología
- Caracterización de las cargas de vapor
- Códigos y estándares requeridos, así como las restricciones de gases contaminantes
- Fluido de calentamiento, en caso de que sea vapor, las características del vapor que se desea producir
- Consideraciones de desempeño y confiabilidad de la caldera

#### **4.2.1 Caracterización de las cargas de vapor**

Uno de los parámetros más importantes es la capacidad de la caldera, para lo cual se deben considerar todos los sistemas que demandarán vapor, teniendo en cuenta un mínimo, un máximo y un promedio. Se deben diferenciar dos tipos de carga [22, 23]:

- Vapor como fuente de calor para calentamiento mediante un intercambiador de calor
- Inyección directa de vapor en el proceso, sin retorno de condensados

La Tabla 12 presenta la demanda de vapor nominal de algunos de los equipos que requieren vapor en la industria; no obstante, cuando se está seleccionando una caldera se debe tener claro en qué tipo de proceso va a ser utilizada y el propietario debe conocer los consumos nominales de sus equipos.

**Tabla 12. Algunos equipos demandantes de vapor de uso común en la industria**

<b>Equipo</b>	<b>Carga o capacidad</b>	<b>Consumo de vapor</b>	<b>Presión de vapor</b>
Marmita volcable [24]	100 L	58 kg/h	140 kPa
Esterilizador sector salud [25]	160 L	5 kg/ciclo	Ambiente
Pasteurizador de leche [26]	1000 kg/h	20 kg/h	245 kPa
Escaldador de alimentos [27]	1000 kg/h	500 kg/h	490 kPa
Concentrador de jugo [28]	3000 kg/h	900 – 1200 kg/h	400 – 800 kPa
Horno de cocción a vapor [29]	34,5 kW	61 kg/h	620 – 830 kPa
Túnel de vapor para etiquetas termoencogibles [30]	5000 – 15 000 botellas/h	12 – 32 kg/h	100 kPa
Chiller de absorción simple efecto [31]	460 kW (132 TR)	1000 kg/h*	150 – 1000 kPa

\*Agua caliente

Adicional a la demanda de vapor nominal de cada uno de los equipos que lo necesitan para el proceso en el que se va a usar la caldera, se debe tener en cuenta la presión a la que trabaja el equipo y con esto determinar la presión de generación en la caldera. En la Tabla 13 se presenta un resumen de la presión de generación encontrada en la industria colombiana por tipo de caldera [12].

**Tabla 13. Presión de generación por tipo de caldera [12]**

<b>Tipo de caldera</b>	<b>Promedio presión kPa (psig)</b>	<b>Máxima presión kPa (psig)</b>	<b>Mínima presión kPa (psig)</b>
Acuotubular	2296 (333)	6205 (900)	689 (100)
Piroacuotubular	1075 (156)	2068 (300)	414 (60)
Pirotubular	820 (119)	1930 (280)	207 (30)

Conocida la demanda nominal de vapor y la presión de generación requerida, se procede a identificar el tipo de caldera, conociendo los rangos de capacidad y presión que se ofrecen comercialmente:

- Calderas pirotubulares, con capacidades entre 147-21 580 kW (15-2200 BHP), para presiones entre 103 y 1724 kPa (15 y 250 psig)
- Calderas acuotubulares, con capacidades entre 2943-88 290 kW (300-9000 BHP), para presiones hasta 6205 kPa (900 psig)

## RECOMENDACIÓN

Normalmente, se tiende a sobredimensionar la caldera para que esta absorba los picos de demanda de vapor y en algunos casos porque se espera un crecimiento en la empresa y así suplir futuras demandas. En este sentido se debe ser muy cuidadoso, ya que, como se muestra en la Figura 6, cuando una caldera pirotubular opera por debajo del 60% de su capacidad nominal, la eficiencia de esta disminuye, debido a que en estas condiciones el quemador de la caldera incrementa su exceso de aire y provoca un incremento en la pérdida de calor en los gases de combustión.

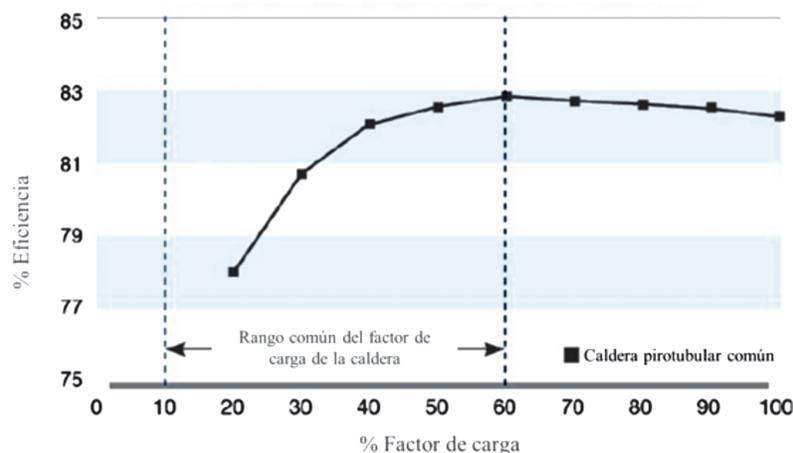


Figura 6. Variación de la eficiencia de una caldera con el factor de carga. Adaptado de [21]

## 4.3 Sistemas de manejo y almacenamiento de combustibles

Existen diferentes normas en las que se encuentra información acerca del manejo, seguridad y almacenamiento de combustibles. Algunas de estas normas son la NFPA 30 (Código de Líquidos Inflamables y Combustibles [32]), NFPA 58 (*Liquefied Petroleum Gas Code* [33]), resoluciones de la CREG y decretos presidenciales para el manejo seguro de combustibles, las cuales dan recomendaciones importantes [34-40]. En las siguientes secciones se presenta un resumen de algunas de las recomendaciones más importantes.

### 4.3.1 Manejo de combustibles sólidos

Se debe tener especial atención en zonas con climas muy calientes porque puede producirse la combustión espontánea y, en caso de presentarse un incendio, el único modo seguro de extinguirlo es esparcir el carbón y al mismo tiempo irrigarlo con agua. Lo anterior, cuando el carbón está en un lugar abierto. Asimismo, es importante destacar que, si se hace la irrigación con agua sin esparcir el combustible, el efecto será insignificante porque una cantidad insuficiente del agua en lugar de ser beneficiosa, actuará como una fuente de propagación del fuego. Para el caso de espacios cerrados, la irrigación con agua es peligrosa porque se generan vapores que pueden dar lugar a explosiones [41].

### 4.3.2 Manejo de combustibles líquidos y gaseosos

El manejo de los combustibles, sean líquidos o gaseosos, debe ser lo más riguroso posible, ya que pequeños errores pueden conllevar a grandes problemáticas como comprometer vidas humanas; por tanto, organizaciones como la NFPA (*National Fire Protection Association*), la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y la API (*American Petroleum Institute*) han realizado esfuerzos importantes para definir los estándares mínimos de seguridad para el manejo de combustibles líquidos y gases. Algunas recomendaciones son: evitar cargas electrostáticas, no calentar nunca estas sustancias en recipientes destapados o con tapas convencionales a llama directa, observar dónde se encuentran los dispositivos y medios de protección como extintores, alarmas, duchas de emergencia y rutas de evacuación, etc., inspeccionar todos los contenedores periódicamente y antes de ingresarlos a los vehículos transportadores, evitar que choquen los recipientes unos con otros, mantener cerrados y en área separada los contenedores vacíos, rotular y señalar los vehículos de transporte y áreas de almacenamiento, marcar con el nombre del producto y la etiqueta correspondiente todos los contenedores o recipientes, no dejar nunca recipientes destapados en el lugar de trabajo, ya que los vapores generalmente son volátiles, inflamables y más pesados que el aire.

La OSHA, por otra parte, recomienda algunos elementos de protección básicos para los operarios; en caso de que el combustible sea gaseoso, se aconseja utilizar respiradores con filtro de vapores orgánicos, debido al mercaptano que se usa como odorante, lo anterior para concentraciones menores a 1000 ppm en una jornada promedio de trabajo de 8 horas [42]. Con respecto a la vestimenta, se deben utilizar materiales tales como el algodón u otras fibras naturales que no generan cargas electrostáticas; las gafas y guantes no son necesarios, pero podrían evitar posibles irritaciones por el mercaptano.

### 4.3.3 Transporte y distribución

Para el transporte y distribución del combustible es muy importante tener claro cuáles son los lugares donde están ubicados los medios e instrumentos de protección tales como extintores, duchas y alarmas, en caso de que ocurra alguna eventualidad. Es fundamental inspeccionar periódicamente las válvulas, conexiones y el tanque, corroborando que no haya fugas y que se encuentren en buen estado; se debe verificar la compatibilidad del combustible con los accesorios, tuberías y tanque utilizados para la distribución y almacenamiento del mismo. Para el caso de combustibles gaseosos, si se va a transferir gas de un tanque a otro, esta actividad debe ser siempre efectuada por el proveedor del combustible.

Con respecto a los combustibles líquidos, nunca se pueden someter los tanques a esfuerzos mecánicos exagerados como golpes, ni a temperaturas que excedan los 52 °C, mientras que para los combustibles sólidos es muy importante evitar que se humedezcan, debido a las condiciones climatológicas, ya que esto hará más difícil el encendido del combustible. También se recomienda que en el transporte no se mezclen combustibles sólidos de diferente procedencia.

La mayoría de los carbones son preparados y tamizados para cumplir ciertas características de acuerdo con su utilización, de tal manera que se hacen valoraciones técnicas y económicas para asegurarse de que las propiedades se conserven al momento de su uso; sin embargo, en la práctica es difícil que esto se dé, debido a que generalmente el carbón es transportado de un lugar a otro y antes de usarse es almacenado en pilas durante largos periodos de tiempo.

### 4.3.4 Almacenamiento

#### 4.3.4.1 Almacenamiento de combustibles líquidos

En Colombia, el uso de los combustibles líquidos en los sistemas de vapor ha ido disminuyendo con tendencia a desaparecer, por lo cual en esta Guía no se hace mucho énfasis en cuanto al almacenamiento de este tipo de combustibles. Sin embargo, a continuación se dan algunas recomendaciones.

Los tanques deberán estar ubicados a una distancia mínima respecto a construcciones, vías, etc., de acuerdo con la norma NFPA-30 [32], sección “Instalación de tanques exteriores ubicados por encima del nivel del terreno”. En la Tabla 14 se presenta información acerca de las distancias mínimas requeridas para la ubicación de tanques de almacenamiento.

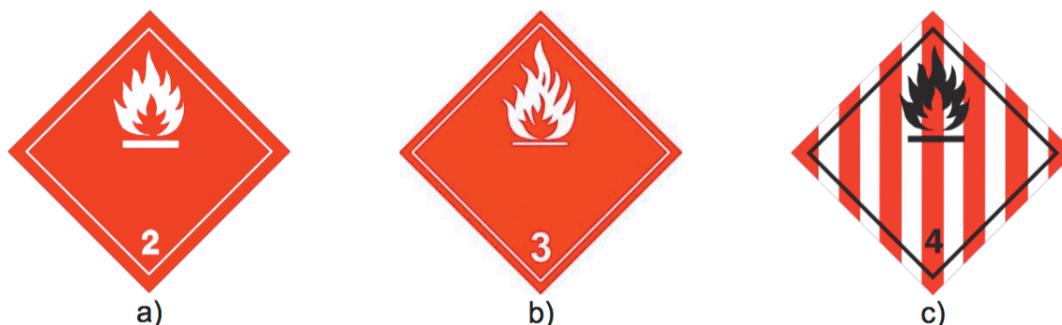
Tabla 14. Distancia mínima para ubicación de tanques. Adaptada de [32]

<b>Capacidad del tanque (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Mínima distancia desde la línea de lindero sobre el cual existen o pueden existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública (m)</b>	<b>Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad (m)</b>
1,045 o menos	1,5	1,5
>1,045 a 2,85	3	1,5
>2,85 a 45,6	4,5	1,5
>45,6 a 114	6,1	1,5
>114 a 190	9,2	3
>190 a 380	15,2	4,5
>380 a 19000	24,4	6,1
>1900 a 3800	30,5	10,6
>3800 a 7600	41,1	13,7
>7600 a 11400	50,3	16,8
>11 400	53,3	18,3

**Nota.** Esta tabla debe complementarse con las tablas: (1) Localización de tanques sobre el suelo para almacenamiento de líquidos estables – la presión interna debe ser superior a una presión manométrica de 17 kPa (2,5 psi), (2) Localización de tanques sobre el suelo para almacenamiento de líquidos estables - la presión interna no debe ser superior a una presión manométrica de 17 kPa (2,5 psi) y (3) Localización de tanques sobre el suelo para almacenar líquidos inestables. Norma NFPA30 [32].

- Las paredes del recinto deben ser de materiales no combustibles, esto con el fin de que se pueda garantizar un correcto aislamiento en caso de incendio.
- El espacio debe tener buena ventilación, estar protegido de la exposición directa a la luz solar, a la lluvia y no estar en riesgo de daños mecánicos tipo cortes o golpes contundentes. Con respecto a la ventilación de los tanques se puede profundizar en la norma NFPA30, secciones *Venteo o Alivio Normal para Tanques Ubicados por Encima de la Superficie* y *Venteo de Alivio de Emergencia para el Caso de Exposición a Incendios de los Tanques Ubicados por Encima del Nivel del Terreno*[32].
- Delimitar el área de almacenamiento con líneas que indiquen rutas de movilización para evitar posibles obstrucciones.
- No almacenar productos químicos oxidantes en el mismo lugar que el combustible.
- Los equipos eléctricos o electrónicos que rodean el tanque de almacenamiento no deben ser generadores de chispa (a prueba de explosión). Se recomienda evitar instalaciones eléctricas en el área de almacenamiento.
- Se recomienda la instalación de sistemas de alarma, tanto manuales como automáticos, en caso de incendio. Además, se debe contar con duchas y lavaojos, especialmente si se realiza transporte o trasvasamiento.
- No acercar nunca electroimanes a los tanques de almacenamiento.

**Se aclara que el almacenamiento de combustibles en tanques estacionarios al interior de edificios o estructuras cerradas es permitido solo cuando la instalación del recipiente en el exterior es inapropiada por condiciones ambientales adversas o por consideraciones del combustible como temperatura, alta viscosidad, estabilidad, entre otros [34]. Con respecto a los tanques de almacenamiento, las normas mencionadas anteriormente indican la importancia de una correcta señalización de estos, de tal manera que se pueda identificar fácilmente el combustible que almacenan; para ello se sugiere utilizar rótulos de clasificación de sustancias químicas de las Naciones Unidas [43], los cuales se presentan en la Figura 7.**



**Figura 7. Clasificación de sustancias inflamables ONU:**  
**a) Clase 2: Gases, b) Clase 3: Líquidos y c) Clase 4: Sólidos [43]**

Es fundamental que la señalización implementada sea fabricada con un material y pintura especiales (anticorrosivas e intumescentes) que garanticen cierta resistencia al fuego para mantener visible y legible la información contenida por el mayor tiempo posible (al menos una hora). Como criterio general, se considera una temperatura crítica de 350°C para establecer la protección frente a la acción fuego en elementos estructurales [44]. Para mayor información ver norma UNE-EN 13381-8 [45].

Respecto al diseño y construcción de los tanques se tiene como base lo establecido en las normas API 650, 651, 653 además de la NFPA 30. Estas normas enfatizan la relevancia que tiene la compatibilidad del material de fabricación del tanque con el combustible que se va a almacenar, ya que en caso de realizar una mala selección se puede ocasionar un evento de combustión espontánea al contacto con el tanque o causar corrosión excesiva que lleve a fugas y derrames indeseados. Generalmente, el material base de fabricación de estos tanques es el acero [38][39][40]. Las siguientes son algunas consideraciones para tanques estacionarios de superficie:

- El tanque debe ser de color blanco o plateado para minimizar el efecto de la temperatura a causa de los rayos incidentes del sol o de fuentes radiantes.
- El desfogue debe tener un diámetro de 5 cm y una longitud de 2 m.
- Los tanques que almacenan líquidos se deben ubicar sobre diques de contención con una capacidad del 110% del volumen del tanque con el propósito de proteger el medio ambiente y el combustible.
- Conectar las respectivas tierras al tanque como también las boquillas de carga y descarga de combustible para disminuir las descargas electrostáticas que puedan generarse.
- Dejar espacio suficiente al llenar el tanque para posibles expansiones del vapor, generadas por los cambios de temperaturas.
- Si la gravedad específica del líquido que se va a almacenar es mayor a la del agua, se deben tener consideraciones especiales de ingeniería.

#### 4.3.4.2 Almacenamiento de carbón

El almacenamiento del carbón tiene una gran importancia, ya que normalmente este combustible se almacena en grandes cantidades y durante periodos largos, debido a su uso industrial. El almacenamiento se suele hacer al aire libre y, por ende, está expuesto a las condiciones meteorológicas, lo cual puede disminuir su calidad y reducir su valor económico [41].

Por otra parte, las condiciones atmosféricas también pueden llegar a cambiar el contenido de humedad, produciendo efectos de oxidación del carbón y combustión espontánea. Es por esto que cuando se desea almacenar carbón durante largos periodos de tiempo, el espesor de las pilas debe ajustarse de acuerdo con las características del carbón, así por ejemplo, el carbón con bajo contenido de materiales volátiles puede apilarse en alturas ilimitadas, el carbón con contenido de material volátil entre 25% y 40% se puede apilar en alturas de 6 a 8 m (como máximo), mientras que los lignitos se pueden apilar en alturas menores a 6 m.

Cabe destacar que, si se comprime el carbón después de su almacenamiento, se reduce el riesgo de autoignición. La combustión espontánea genera cambios en las propiedades físicas y químicas del carbón y para minimizar el riesgo de este fenómeno se recomienda lo siguiente [41]:

- El terreno sobre el cual se ubican las pilas de carbón debe estar bien nivelado, firme y contar con buen drenaje.
- Minimizar en lo posible el transporte del carbón.
- Alturas bajas de las pilas disminuyen el riesgo de combustión, debido a que el calor se disipa con mayor facilidad.
- Usar el carbón tan pronto como sea posible.
- Evitar almacenar el carbón en silos cerrados, debido a que el carbón genera gases que al entrar en contacto con el aire pueden generar incendios o explosiones.
- La superficie de la pila en contacto con el viento se debe comprimir para evitar autoignición.
- Los carbones con diferente lugar de procedencia se deben apilar por separado, evitando almacenar carbón fino (entre 0 y 1 mm) de bajo rango durante largos periodos de tiempo (máximo 4 semanas).
- El carbón no puede estar cerca de fuentes de radiación prolongadas, como por ejemplo al lado de hornos o calderas.

El espacio del lugar de almacenamiento dependerá de factores como: la situación geográfica por la proximidad de la fuente productora del carbón, el medio de transporte que se utiliza, el clima y el proceso de producción y fabricación al que se destina, debido a los picos de demanda que pueda presentar el proceso para el cual es necesario el carbón.

Por otro lado, debido a que el carbón se almacena a la intemperie, este sufre fenómenos de deterioro debido a la humedad ambiental y al oxígeno del aire; en el primer caso, la humedad ambiental degrada el carbón e influye sobre la temperatura de la pila, mientras que en el segundo el oxígeno reacciona con el carbón, lo cual provoca variaciones en los parámetros del carbón, cambiando su peso, contenido de humedad, temperatura de ignición, entre otros, pero a su vez disminuye su poder calorífico y el tamaño medio de granulometría.

Las recomendaciones para el almacenamiento del carbón son: estar en un suelo bien nivelado, firme, sin grietas y con buen drenaje; no apilar el carbón húmedo con el seco; separar los carbones que tengan diferente lugar de procedencia; las pilas deben ser poco profundas con salida de gases. Si se comprime, se obstaculiza el paso del aire. Adicionalmente, se recomienda instalar termómetros en diferentes zonas con el fin de controlar aumentos locales de temperatura.

## 4.4 Incidencia de las condiciones atmosféricas sobre el diseño y operación de calderas y sistemas de vapor

### 4.4.1 Definición de condiciones atmosféricas que pueden tener efecto en sistemas térmicos

Las principales condiciones atmosféricas que pueden tener efecto sobre el diseño, la selección y la operación de equipos térmicos como las calderas son: presión atmosférica, temperatura de bulbo seco y humedad relativa.

#### 4.4.1.1 Presión atmosférica

La presión atmosférica de un sitio depende de la altura sobre el nivel del mar y tiene un comportamiento de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P = P_o \cdot e^{-\frac{g \cdot h \cdot M}{R_u \cdot T}}$$

donde  $P_o$  es la presión atmosférica a una altitud  $h = 0$ ,  $P$  es la presión atmosférica a una altitud  $h$  en metros,  $g$  es la aceleración de la gravedad en  $m/s^2$  ( $9,8 m/s^2$ ),  $R_u$  es la constante universal de los gases en  $kJ/kmol.K$  ( $8314,47 J/kmol.K$ ),  $M$  es el peso molecular del aire y  $T$  es la temperatura del aire en Kelvin. En la Tabla 15 se presenta la altitud y presión atmosférica de ciudades colombianas ubicadas en diferentes regiones del piso térmico colombiano.

**Tabla 15. Altura y presión atmosférica en algunas ciudades colombianas**

<b>Ciudad</b>	<b>Altura (m s. n. m.)</b>	<b>Presión promedio (mbar)</b>
Barranquilla	2	1012,7
Cali	970	907,0
Bucaramanga	1018	901,5
Medellín	1490	853,7
Manizales	2058	796,2
Bogotá	2654	740,9
Tunja	2690	736,3

*Fuente: Ideam- Pronósticos climatológicos 1981-2010*

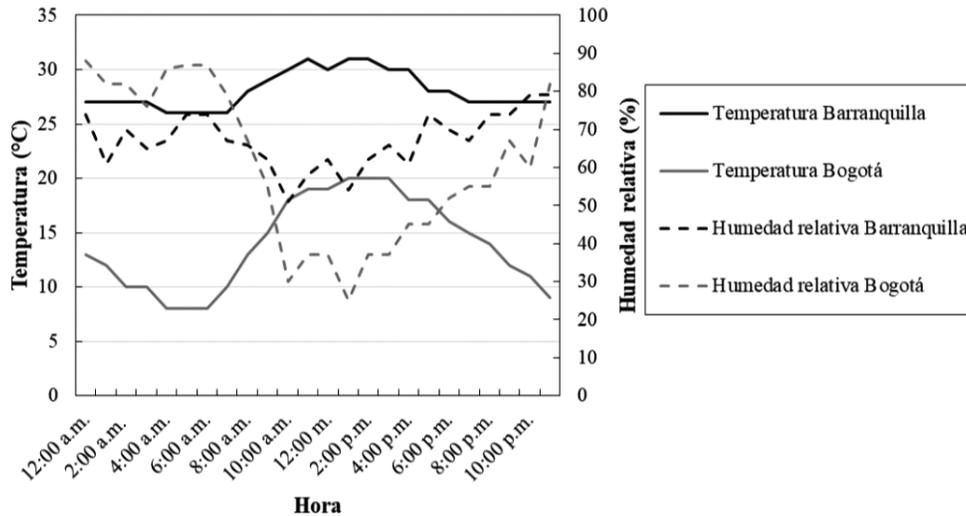
#### 4.4.1.2 Temperatura de bulbo seco y humedad relativa

La temperatura de una región depende de la irradiación solar, dinámica atmosférica y altura sobre el nivel del mar. El contenido de humedad del aire en un determinado sitio queda definido por la humedad relativa o la humedad absoluta. En los pisos térmicos colombianos se presentan importantes variaciones de temperatura y humedad relativa durante el día, a pesar de que es una región que no tiene estaciones. Adicionalmente, la geografía permite que, al pasar entre ciudades a través de distancias relativamente cortas, se puedan tener cambios importantes en la temperatura ambiente. En la Tabla 16 se presenta la temperatura y humedad relativa promedio de diferentes ciudades colombianas, y en la Figura 8, la distribución horaria típica para las ciudades de Bogotá y Barranquilla.

**Tabla 16. Distribución de temperatura en diferentes ciudades en regiones colombianas**

<b>Ciudad</b>	<b>Temperatura media promedio (°C)</b>	<b>Humedad relativa promedio (%)</b>
Barranquilla	27,7	82,6
Cali	24,8	77,5
Bucaramanga	23,1	83,5
Medellín	22,5	67,5
Manizales	17,0	83,0
Bogotá	14,9	77,6
Tunja	13,1	79,2

*Fuente: Ideam - Pronósticos climatológicos 1981-2010*



**Figura 8. Distribución horaria típica de temperatura y humedad relativa para las ciudades de Bogotá y Barranquilla [46]**

Como puede observarse, temperatura y humedad relativa en las principales ciudades de Colombia tienen diferencias importantes, por lo cual es necesario tener en cuenta la temperatura atmosférica del lugar donde se instale el sistema de vapor con el fin de realizar una correcta selección de los equipos.

#### 4.4.2 Incidencia de las condiciones atmosféricas sobre parámetros característicos en la operación de una caldera

##### 4.4.2.1 Flujo másico de aire de combustión y cabeza de presión del ventilador

Si el caudal de aire suministrado por un ventilador permanece constante cuando la velocidad de giro (rpm) no varía, si la resistencia del circuito de suministro de aire al quemador permanece constante y si las variaciones de temperatura se desprecian, se obtienen los siguientes resultados:

- El flujo másico de aire suministrado por el ventilador a los quemadores de la caldera disminuye con la presión atmosférica, entonces, la relación del flujo másico de aire a una altura dada con relación al flujo másico del nivel mar es:

$$\dot{m}_2 = \frac{P_{atm2}}{P_{atm1}} \times \dot{m}_1$$

donde  $\dot{m}_2$  es el flujo másico entregado por el ventilador a una altitud con presión a atmosférica  $P_{atm2}$ ,  $\dot{m}_1$  es el flujo másico a condiciones del nivel del mar,  $P_{atm1}$  es la presión atmosférica a nivel del mar (1013 mbar) y  $P_{atm2}$  es la presión atmosférica en el nuevo sitio de operación del ventilador.

- La cabeza de presión del aire suministrado al quemador de la caldera por el ventilador queda definida por:

$$P_2 = \frac{P_{atm2}}{P_{atm1}} \times P_1$$

donde  $P_2$  es la cabeza de presión que garantiza al ventilador en un sitio de presión atmosférica,  $P_1$  es la cabeza de presión del ventilador a nivel del mar.

Para las condiciones descritas, en la Tabla 17 se presenta la relación de flujo másico de aire/combustible, cabeza de presión y las variaciones porcentuales de estas con respecto al comportamiento a nivel del mar.

**Tabla 17. Relación y variación porcentual del flujo másico y cabeza de presión a diferentes altitudes respecto al nivel del mar.**

Ciudad	Altura (m s. n. m.)	$\frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_1}$	$P_2/P_1$	Variación porcentual
Barranquilla	2	1,00	1,00	0,02
Cali	970	0,90	0,90	10,46
Bucaramanga	1018	0,89	0,89	11,01
Medellín	1490	0,84	0,84	15,72
Manizales	2058	0,79	0,79	21,40
Bogotá	2654	0,73	0,73	26,86
Tunja	2690	0,73	0,73	27,31

### RECOMENDACIÓN

- Para una caldera ubicada a una altura dada sobre el nivel del mar, se deberá corregir el flujo de aire requerido para una correcta combustión.
- Para una caldera ubicada a una altura sobre el nivel del mar superior a cero metros, se deberá tener en cuenta la presión atmosférica con el fin de dimensionar correctamente el tamaño de los ventiladores y garantizar los flujos y presiones requeridos en el quemador para una correcta combustión.
- Ver sección 4.4.3 *Métodos para el ajuste de la operación de una caldera a condiciones diferentes del nivel mar.*

#### 4.4.2.2 Efecto de la variación de temperatura ambiente sobre el flujo másico del aire de combustión suministrado por el ventilador

Como se anotó anteriormente, en el piso térmico colombiano la temperatura ambiente presenta variaciones importantes con las horas del día, factor que también incide sobre la variación del flujo másico de combustión. Para un sitio dado, y manteniendo constantes las rpm del motor, la variación del flujo másico con respecto al mínimo, al valor que se requiere en el sitio de operación, queda dada por la siguiente expresión:

$$\dot{m}_2 = \frac{T_1}{T_2} \times \dot{m}_1$$

donde  $\dot{m}_2$  es el flujo másico de aire de combustión a temperatura  $T_2$ ;  $T_2$  es la temperatura del aire ambiente en una hora determinada en K,  $\dot{m}_1$  es el flujo másico de aire de combustión a la mínima temperatura que se registra en el sitio de operación del ventilador y  $T_1$  es la temperatura mínima registrada en el sitio de operación del ventilador en K.

En la Tabla 18 se presenta la relación en la proporción que varía el flujo másico entre la condición de mínima y mayor temperatura registrada, en diferentes sitios del piso térmico colombiano.

**Tabla 18. Variación del flujo másico entre las condiciones de mínima y mayor temperatura registrada en diferentes pisos térmicos colombianos**

Ciudad	T <sub>max</sub> (K)	T <sub>min</sub> (K)	$\dot{m}_2/\dot{m}_1$	Porcentaje de disminución
Barranquilla	304,1	298,1	0,98	2,03
Cali	304,1	291,7	0,96	4,25
Bucaramanga	301,7	292	0,97	3,32
Medellín	301,5	290	0,96	3,97
Manizales	295	284,8	0,97	3,58
Bogotá	293,1	280,8	0,96	4,38
Tunja	292,8	280,3	0,96	4,46

### RECOMENDACIÓN

- Para una caldera ubicada a una altura dada sobre el nivel del mar, se deberá tener en cuenta la temperatura ambiente con el fin de dimensionar correctamente el tamaño de los ventiladores y garantizar los flujos y presiones requeridos en el quemador para una correcta combustión.
- Ver sección 4.4.3 *Métodos para el ajuste de la operación de una caldera a condiciones diferentes del nivel mar.*

#### 4.4.2.3 Variación del caudal y flujo másico de combustible gaseoso descargado por el inyector o boquilla del quemador, en función de la presión atmosférica

La potencia térmica o tasa de liberación de calor en el quemador de una caldera (expresada en kW u otra unidad equivalente) queda determinada por el caudal estándar o flujo másico de gas descargado por el inyector y el poder calorífico del combustible allí utilizado.

Si la presión de suministro del gas combustible en el inyector es menor o igual a 100 mbar (1,5 psig), el caudal estándar descargado y el flujo másico de combustible quedan definidos por:

$$Q_{st} = CA \sqrt{\frac{2 \times p}{\rho_{a,st} \times d} \times \left(\frac{P_{atm} + p}{T_{st}}\right) \times \frac{T}{P_{st}}} \left[\frac{m_{st}^3}{h}\right]$$

$$\dot{m}_g = CA \sqrt{2 \times p \times \rho_g} \left[\frac{kg}{s}\right]$$

donde  $Q_{st}$  es el caudal estándar del gas combustible descargado en  $m_{st}^3/h$ ,  $\dot{m}_g$  es el flujo másico de gas combustible en  $kg/s$ ,  $C$  es el coeficiente de descarga del inyector,  $p$  es la presión de suministro del gas en bar,  $P_{atm}$  es la presión atmosférica del sitio donde opera el quemador en bar,  $P_{st}$  es la presión absoluta en el estado estándar en bar,  $T$  es la temperatura del gas en el sitio en K,  $T_{st}$  es la temperatura en el estado estándar en K,  $\rho_{a,st}$  es la densidad del aire en el estado estándar en  $kg/m^3$  cuyo valor es  $1,243 kg/m^3_{st}$ ,  $\rho_g$  es la densidad del gas en el sitio en  $kg/m^3$ ,  $d$  es la gravedad específica del gas y  $A$  es el área de la sección del inyector en  $m^2$ .

La potencia térmica del quemador y en consecuencia de la caldera, dependiendo de si ella queda definida con base en el poder calorífico superior, se expresa así:

$$P_T = Q_{g,st} \times PC_{st} = \dot{m}_g \times PCS_m$$

donde  $P_T$  es la potencia térmica en kW,  $PC_{st}$  es el poder calorífico superior en  $kJ/m^3_{st}$  y  $PCS_m$  es el poder calorífico superior másico en  $kJ/kg$ .

En la Tabla 19 se presenta la variación del caudal estándar, flujo másico y potencia térmica de un quemador de una caldera que usa combustible gaseoso con respecto al comportamiento a nivel del mar, de varios sitios ubicados en diferentes pisos térmicos de Colombia.

**Tabla 19. Variación de los flujos y la potencia con respecto al nivel del mar**

Sitio	$\frac{Q_{gst,sitio}}{Q_{gst,h=0}}$	$\frac{\dot{m}_{g,sitio}}{\dot{m}_{g,h=0}}$	$\frac{P_{T,sitio}}{P_{T,h=0}}$
Tunja	0,853	0,858	0,853
Bogotá	0,858	0,858	0,858
Manizales	0,892	0,886	0,892
Medellín	0,932	0,908	0,932
Bucaramanga	0,958	0,931	0,958
Cali	0,964	0,931	0,964
Barranquilla	1,022	0,978	1,022

Puede observarse cómo el quemador de una caldera que opera en Bogotá pierde aproximadamente un 15% de potencia con respecto a su funcionamiento a nivel del mar, lo anterior incide sobre la disminución de la generación de vapor.

## RECOMENDACIÓN

- Cuando la altitud aumenta, disminuye tanto el caudal de gas estándar equivalente como el flujo másico de combustible y, por ende, también la potencia térmica del quemador y de la caldera. Por lo anterior, se deben tener en cuenta las correlaciones para un buen cálculo de la potencia térmica en altitudes mayores a las del nivel del mar.
- Para una caldera ubicada a una altura dada sobre el nivel del mar, se deberá tener en cuenta la altura del sitio de operación, con el fin de dimensionar correctamente el quemador. Se sugiere leer la sección 4.4.3 en donde se habla del incremento de la capacidad del quemador y el ventilador.

#### 4.4.2.4 Efecto de la altitud sobre la variación de la relación aire/combustible en una caldera

La relación aire/combustible en un sistema de combustión es un parámetro importante para controlar la calidad de la combustión (evitar combustión incompleta) y optimizar la eficiencia de combustión; está definida por la siguiente expresión:

$$n = \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_g \times (m_a)_{est}}$$

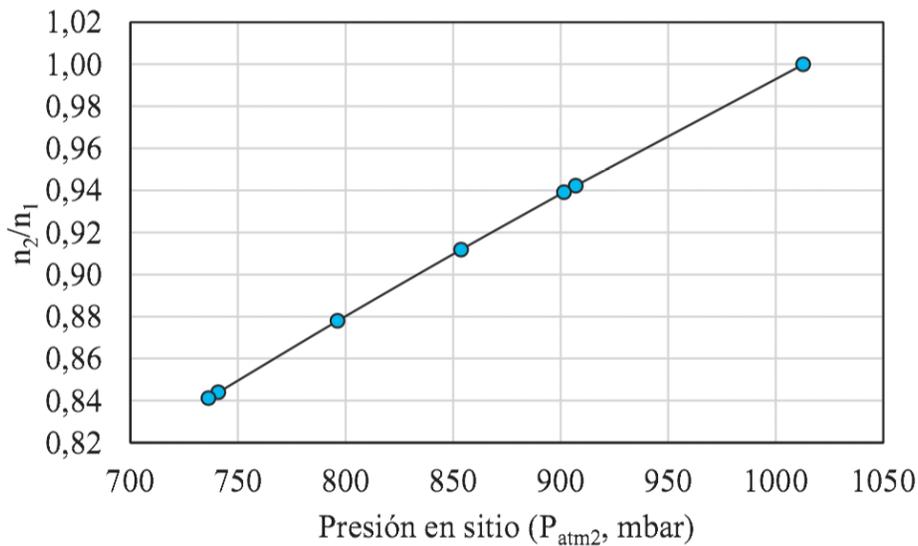
donde  $n$  es el factor de aireación. Define si una combustión es con exceso de aire ( $n > 1$ ), estequiométrica ( $n = 1$ ) o con defecto de aire ( $n < 1$ );  $(m_a)_{est}$  es la masa estequiométrica de aire; como ya se estudió, es una propiedad de combustión que depende de la composición química del combustible;  $\dot{m}_a$  es el flujo másico de aire de combustión suministrado por el ventilador y  $\dot{m}_g$  es el flujo másico de gas combustible.

$n$  se expresa en función de la presión atmosférica de acuerdo a la siguiente expresión:

$$n = \frac{\rho_{a,sitio} \times Q_{a,sitio}}{(m_a)_{est} \times C \times A \times \sqrt{2 \times p \times \frac{(P_{atm} + p)}{R_u \times T}}}$$

Si la velocidad de giro del ventilador de aire de combustión permanece constante y la geometría del inyector también descarga del gas combustible, entonces:

$$n = K \times \frac{P_{atm}}{\sqrt{p(P_{atm} + p)}}$$



**Figura 9. Variación del factor de aireación o exceso de aire con la presión atmosférica  $P_{atm1} = 1013 \text{ mbar}$  y  $p = 80 \text{ mbar}$**

En la Figura 9 se presenta el comportamiento del factor de aireación con la variación de la presión atmosférica para diferentes ciudades colombianas, donde  $n_2$  es el factor de aireación a la presión  $P_{atm2}$  y  $n_1$  es el factor de aireación que tendría el quemador en condiciones del nivel del mar ( $P_{atm1}$ ).

Como puede observarse, la relación aire/combustible (A/C) y el exceso de aire en una caldera, con respecto a la condición de operación del nivel mar, se disminuye como consecuencia de la variación de la presión atmosférica con la altura. De operar la caldera en condiciones del nivel mar con poco exceso de aire o próxima a la condición estequiométrica, es posible que a medida que se incremente la altura, la combustión sea incompleta y que las emisiones de óxidos nitrosos (NOx) y la eficiencia de combustión disminuyan.

### RECOMENDACIÓN

Para una caldera ubicada a una altura dada sobre el nivel del mar, se deberá corregir la relación aire/combustible de la combustión en el quemador, para una correcta combustión y evitar pérdidas de energía.

#### 4.4.3 Métodos para el ajuste de la operación de una caldera a condiciones diferentes del nivel mar

Según el *North American Combustion Handbook* [47], se sugieren los siguientes métodos para ajustar el sistema de combustión de un equipo térmico (quemador y ventilador que suministra el aire de combustión), por ejemplo una caldera, de tal forma que se garantice una operación segura y eficiente en condiciones diferentes a las del nivel del mar:

##### 4.4.3.1 Incrementar la capacidad del ventilador (Overpressured blower method)

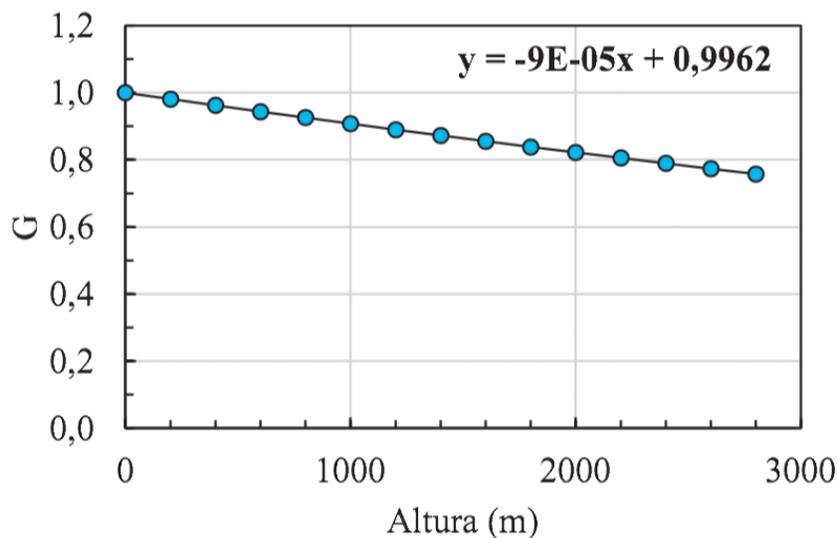
Se trata de especificar un ventilador de mayor capacidad con respecto al especificado originalmente en condiciones de atmósfera estándar o nivel del mar, en relación con el caudal estándar y cabeza de presión.

Pasa usar el método *overpressured blower* se deben seguir estos pasos [47]:

- Corregir la presión requerida,  $P_{requerida_{altura}} = \frac{P_{requerida_{nivel\ del\ mar}}}{G^2}$   
donde  $G = \frac{\rho_{altura}}{\rho_{std}}$ ,  $\rho_{altura}$  es la densidad del aire a una altura determinada y  $\rho_{std}$  es la densidad del aire en condiciones estándar.
- Factor de diseño del sistema. En este paso se deben tener ciertas consideraciones. A la presión requerida, se adiciona un 16% (un sexto del total de la caída de presión del sistema) para tener en cuenta las pérdidas por tubería y un 16% para válvulas de control. Esto es una regla de dedo y debe ajustarse de acuerdo con la extensión de la tubería y el número de accesorios y válvulas. ( $P_{requerida}$ ).

- Por otra parte, se adiciona un 10% al caudal (o capacidad requerida), debido a que es común que los quemadores operen con un 10% de exceso de aire.
- Seleccionar el ventilador con la presión próxima más alta disponible en un catálogo de ventiladores,  $P_{\text{ventilador}}$ .
  - Corregir la capacidad requerida,  $Q_{\text{altura}} = \frac{Q_{\text{requerida nivel del mar}}}{G}$
  - Corregir la capacidad a la presión requerida  $Q_{\text{altura}}' = Q_{\text{altura}} \sqrt{\frac{P_{\text{ventilador}}}{P_{\text{requerida}}}}$
  - Seleccionar el ventilador con la capacidad próxima más alta disponible.  $Q_{\text{ventilador}}$  en un catálogo a la presión  $P_{\text{ventilador}}$  y anotar su potencia requerida ( $N$ ).
  - Potencia requerida en la altura  $N' = N \times G \times \frac{Q_{\text{altura}}'}{Q_{\text{ventilador}}}$
  - Seleccionar el motor con la potencia próxima más alta disponible en un catálogo de ventiladores.
  - La presión manométrica real será  $P_{\text{ventilador}} \times G$ .
  - El caudal estándar equivalente de aire suministrado será  $Q_{\text{altura}}' \times G$ .
  - El consumo del ventilador será  $N'$ .

**Ejemplo.** Se encontró que para un quemador que opera a nivel del mar se requiere un ventilador con una capacidad de  $2040 \frac{m^3_{std}}{h}$  de aire a 69 mbar de presión. Especifique la presión requerida del ventilador, la capacidad y potencia para el sistema si este opera en la ciudad de Bogotá, la cual está a una altura de 2.654 m sobre el nivel del mar.  $G = 0,757$ ;  $G^2 = 0,574$ . El valor de  $G$  es tomado usando la ecuación de la Figura 10.



**Figura 10.** Variación de  $G$  en función de la altura sobre el nivel del mar.

Para este ejemplo se utilizan las curvas de un ventilador comercial [48], las cuales se presentan en la Figura 11.

**Especificación del ventilador**

$$P_{@2654\text{ m}} = \frac{69}{0,574} = 120,3\text{ mbar}$$

$$P_{requerida} = 120,3 \times 1,16 \times 1,16 = 161,9\text{ mbar (Punto 1, Figura 11)}$$

En el cálculo anterior se usan los factores de seguridad recomendados en el paso b. Posteriormente, se selecciona un ventilador con la próxima presión disponible más alta en el catálogo de ventiladores.

$$P_{ventilador} = 172\text{ mbar (Punto 2, Figura 11)}$$

$$Q_{@2654\text{ m}} = \frac{2040 \times 1,10}{0,757} = 2964,3\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

(Nótese que se tiene en cuenta el 10% recomendado en el paso b)

$$Q_{@2654\text{ m}'} = 2964,3 \sqrt{\frac{172}{161,9}} = 3055,4\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \text{ (Punto 3, Figura 11)}$$

Próxima capacidad disponible más alta del ventilador,  $Q_{ventilador} = 3867\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$  con motor de 75 HP (Punto 4, Figura 11).

La potencia eléctrica requerida por el ventilador en la altura será,  $N' = 75 \times 0,757 \times \frac{3055,4}{3867} = 44,9\text{ HP}$

Sin embargo, el motor seleccionado es el de 60 HP, ya que este garantiza el caudal requerido (Punto 5, Figura 11).

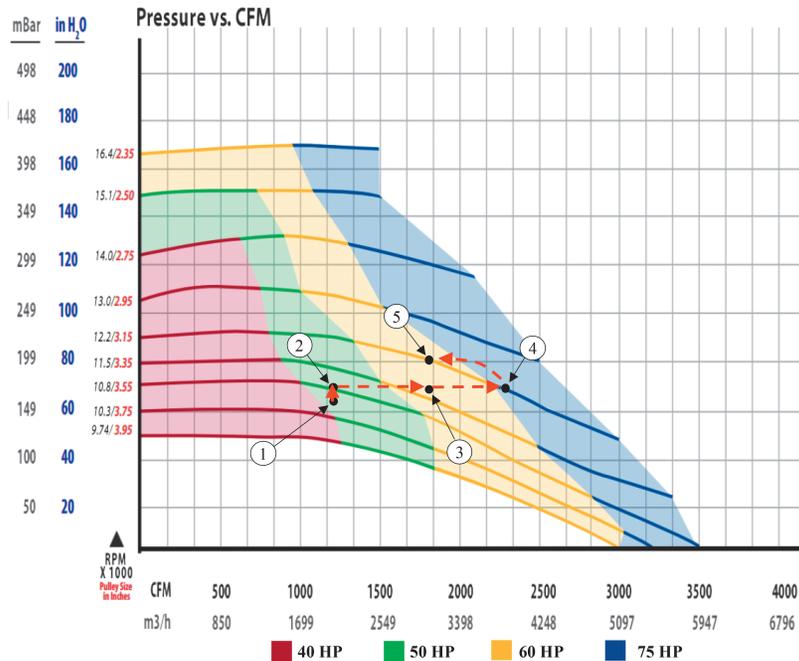


Figura 11. Curva de operación de un ventilador de una marca comercial [48]

### Desempeño del ventilador

La presión manométrica real será  $172 \text{ mbar} \times 0,757 = 130,2 \text{ mbar}$

El caudal estándar equivalente de aire suministrado será:

$$Q_{std} = 3055,4 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times 0,757 = 2312,9 \frac{\text{m}^3_{std}}{\text{h}}$$

El consumo del ventilador es de 44,9 HP.

#### 4.4.3.2 Incrementar la capacidad del quemador y del ventilador (Oversized Burner and Blower method)

En este método se especifica un quemador de mayor capacidad con respecto al seleccionado originalmente a condiciones de nivel del mar, con el fin de compensar el cambio en la densidad del aire por efecto altura, pero sin modificar la capacidad del ventilador especificado originalmente a condiciones de nivel del mar. Esta combinación es generalmente más económica que un quemador de la misma capacidad y un ventilador de mayor capacidad (como en el método de la sección 4.4.3.1). Es importante recordar que, para una misma capacidad del ventilador, la presión real desarrollada será menor debido a que el aire tendrá una menor densidad y, por ende, posiblemente la longitud de la llama se puede ver afectada.

**Ejemplo.** Para un sistema de combustión que fue diseñado a nivel del mar para aire a 288 K, se encontró que se requiere un quemador diseñado para  $1,14 \text{ m}^3_{std}/\text{s}$  de aire a 70 mbar. Especificar la presión del ventilador requerida, la capacidad y la potencia del motor para el mismo sistema, si ahora se encuentra a una altura de 1791 m s. n. m. ( $G = 0,835$ ). Considere que se cuenta con la siguiente información sobre una referencia de quemador comercial para presiones de 70 mbar.

Tamaño ducto de aire	Flujo $\text{m}^3_{std}/\text{s}$
6"	0,55
8"	1,15
10"	1,71

*Selección del quemador:* Es común aumentar un 10% el flujo de aire requerido en caso de que el quemador trabaje con un 10 % de exceso de aire, lo cual es algo muy común en la práctica. Por tanto:

$$\frac{1,14 \text{ m}^3_{std}}{\text{s}} \times 1,1 = 1,25 \text{ m}^3_{std}/\text{s}$$

La capacidad del quemador que será requerida para un volumen de aire en condiciones estándar con la misma capacidad del ventilador será:

$$\frac{1,25 \text{ m}^3_{std}/\text{s}}{0,835} = 1,5 \text{ m}^3_{std}/\text{s}$$

El quemador más cercano por encima en el catálogo es el de 10" con  $1,71 \text{ m}^3_{std/s}$  a 70 mbar, por lo que solo se requiere aire a la siguiente presión:

$$70 \text{ mbar} \times \left( \frac{1,5 \text{ m}^3_{std/s}}{1,71 \text{ m}^3_{std/s}} \right)^2 = 54 \text{ mbar}$$

*Especificaciones de la presión del ventilador:* Los 54 mbar son solo 2/3 de la presión que el ventilador debe desarrollar, dado que es aconsejable dejar 1/6 de la presión del ventilador para pérdidas en las tuberías y otro 1/6 para la caída de presión en las válvulas de control. Así que:

$$\frac{54 \text{ mbar}}{\left(\frac{2}{3}\right)} = 81 \text{ mbar}$$

La capacidad requerida por el ventilador será entonces:

$$\frac{81 \text{ mbar}}{0,835} = 97 \text{ mbar}$$

Así que será necesario escoger un ventilador con capacidad para 100 mbar que es el más cercano a los que se consiguen comercialmente.

*Capacidad del ventilador:* Para entregar  $1,25 \text{ m}^3_{std/s}$  es necesario seleccionar un ventilador que pueda desarrollar  $1,5 \text{ m}^3_{std/s}$ . Como la presión desarrollada será de 100 mbar en lugar de 97 mbar, el aire entregado será de:

$$\frac{1,5 \text{ m}^3_{std}}{s} \times \sqrt{\frac{100 \text{ mbar}}{97 \text{ mbar}}} = 1,52 \text{ m}^3_{std/s}$$

El ventilador más cercano a 100 mbar en catálogos, entrega  $1,65 \text{ m}^3_{std/s}$  con un motor TEFC de 30 kW. La máxima potencia consumida será de:

$$30 \text{ kW} \times 0,835 \times \frac{1,52}{1,65 \text{ m}^3_{std/s}} = 23,1 \text{ kW}$$

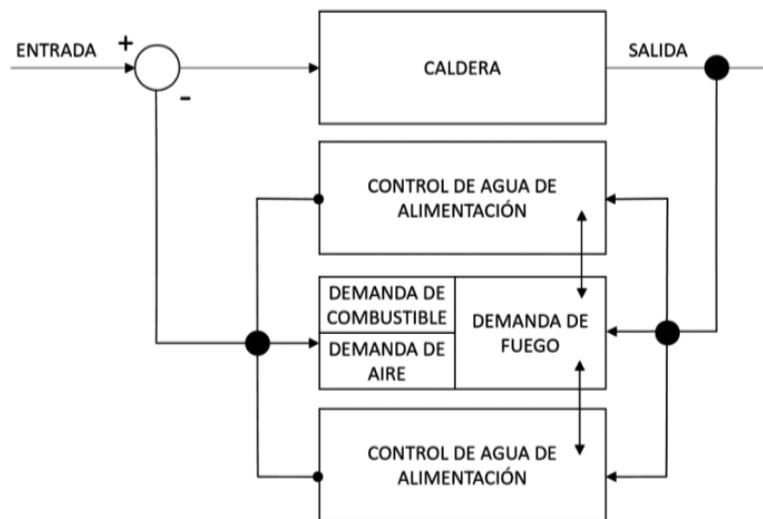
En resumen, se tendría un quemador de  $1,25 \text{ m}^3_{std/s}$  a 54 mbar; un ventilador de  $1,52 \text{ m}^3_{std/s}$  a 100 mbar. El ventilador realmente entregará:

**Presión:**  $100 \text{ mbar} \times 0,835 = 83,5 \text{ mbar}$

**Caudal:**  $1,52 \frac{\text{m}^3_{std}}{s} \times 0,835 = 1,23 \text{ m}^3_{std/s}$

## 4.5 Instrumentación y control en calderas y sistemas de vapor

Mantener el equilibrio de masa y energía en las calderas es fundamental y para ello es muy importante tener un sistema de control que, ante variaciones de los niveles de consumo del vapor por parte de los equipos de uso final, ofrezca una operación segura y estable. Esto es posible mediante una buena instrumentación del sistema, de manera que se puedan regular los flujos de combustible y de vapor de acuerdo con las condiciones de salida deseadas. La medida de las variables de proceso dará al sistema la información necesaria para realizar los ajustes correspondientes. En la Figura 12 se presenta un diagrama de bloques con un esquema general del control de una caldera.



**Figura 12. Diagrama de bloques del control básico de una caldera. Tomado de [49]**

Con el fin de tener la operación de la caldera en equilibrio energético, se debe generar una demanda de vapor tal que los flujos de aire y de combustible sean los necesarios para mantener el equilibrio de acuerdo con las condiciones deseadas de extracción del vapor. Por ello, si se toma como base la cantidad de vapor requerida para el usuario final, se ajustará la demanda de combustible que el quemador debe proporcionar a la caldera para la generación del vapor.

El control del nivel de agua será el encargado de mantener el equilibrio entre la masa saliente en forma de vapor y la entrada en forma de agua. La temperatura del vapor será mantenida mediante el control de temperatura de este, con su influencia, tanto en el equilibrio de energía como de masa.

Las diferentes variables de una caldera interactúan sobre los distintos subsistemas mediante el sistema de control; por lo tanto, la temperatura del vapor depende de la demanda de carga, así como el flujo de agua influye sobre la presión de vapor, la cual actúa sobre la demanda de carga.

Por las anteriores razones, el sistema de control debe ser efectuado y regularizado de tal manera que se minimicen los efectos de las interacciones, debido a que el mismo diseño del sistema las puede aumentar.

Cuando se habla de los controles de la caldera se hace referencia a las válvulas y componentes más importantes, incluyendo sin restricción los controles eléctricos o aquellos monitoreados por el relevador de programación [49].

Los controles usados más comúnmente en las calderas son [49][50]:

- **Control del ventilador de tiro forzado:** para mantener la presión del hogar dentro de una estrecha banda en torno a un *set-point* para asegurar una combustión estable y una operación segura.
- **Arranque del ventilador de tiro forzado:** envía el comando de arranque al ventilador de tiro forzado y espera verificación.
- Transformador de ignición.
- **Control de la llama:** para monitorear la presencia o ausencia de llama durante el funcionamiento del quemador, mediante la detección de señales eléctricas. De igual manera, el control se encarga de enviar señales a los demás controles en el quemador.
- Luces indicadoras, que proveen una señal visual de la operación de la caldera (falla de la llama, demanda de la carga, válvula de combustible, bajo nivel de agua).
- **Controles para el vapor:**
  - **Control de la presión máxima de operación:** esta presión se controla con el fin de que la caldera opere de forma segura.
  - **Control modulador de la presión:** la presión se mantiene en su *set-point* cuando el consumo es igual al suministro, siendo constante la energía almacenada. Un incremento en la presión significa que el suministro es superior al consumo, mientras que una disminución de la presión indica que el consumo es superior al suministrado.
  - **Control de la bomba y cierre de bajo nivel de agua:** la bomba controla el nivel del agua, poniéndola en marcha o parándola mediante controladores *on/off* o modulantes, abriendo o cerrando progresivamente una válvula de alimentación, según la demanda de vapor. Por otro lado, el cierre de bajo nivel de agua se debe a que en las calderas se puede generar desde una situación de fuga hasta una explosión, dependiendo en gran medida del tipo de caldera, la tasa de combustión y de lo bajo que haya llegado el nivel de agua. Si por alguna razón el nivel del agua ha caído por debajo del nivel de seguridad, se recomienda apagar la caldera y no encenderla hasta que se haya enfriado totalmente y, si es el caso, se hayan realizado las reparaciones correspondientes; de lo contrario, se puede generar una evaporación súbita del agua y causar una explosión.

- **Control de agua de alimentación:** se encarga de mantener el nivel del agua dentro del domo, aproximadamente hasta la mitad.
  - **Control de temperatura del vapor:** en muchos procesos se requiere que el vapor generado se encuentre a cierta temperatura con el fin de asegurar el correcto funcionamiento de sus consumidores. En estos casos, generalmente el grado de sobrecalentamiento es mayor, y la imposibilidad de diseñar calderas que operen en todas las cargas requeridas con vapor a la temperatura deseada, hace necesario el control de la temperatura de tal manera que se mantenga dentro de los márgenes de operación deseados.
  - **Control del nivel del agua:** permite mantener el nivel en el valor deseado, minimizar la interacción con el control de combustión, crear suaves cambios en el agua almacenada ante los cambios de carga, equilibrar de manera apropiada la salida de vapor con la entrada de agua, compensar las variaciones de presión del agua de alimentación sin perturbar el proceso ni modificar el punto de operación.
  - **Control del nivel del tanque de purga continua:** su función es mantener el nivel en el tanque de purga en el valor deseado. Si el nivel se encuentra en su estado ideal se mantiene un sello de agua adecuado y además se asegura la correcta descarga de la purga en el tanque.
  - **Control del combustible:** permite mantener el caudal de combustible de acuerdo con la demanda de carga de la caldera, para entregar al sistema la energía requerida para el suministro del caudal de vapor deseado, manteniendo el equilibrio energético. Para ello, en el sistema se controla la válvula de gas piloto, la válvula reguladora de presión de gas, la válvula de gas principal, el interruptor de baja presión de gas y el interruptor de alta presión de gas.

#### 4.5.1 Sistemas de control de la combustión

Una gestión de la combustión apropiada requiere que se agregue suficiente oxígeno a la zona de combustión para quemar todo el combustible, pero sin agregar aire de más, con el fin de garantizar que las pérdidas de energía térmica sean mínimas. La gestión de la combustión evalúa la metodología de control del proceso de combustión y comienza con las mediciones.

Por lo general, el flujo de combustible de las calderas se controla a través de la presión de los cabezales de vapor. Si la presión del vapor disminuye, el controlador del flujo de combustible aumenta este flujo para que la caldera genere más vapor, restaurando la presión de vapor al punto de ajuste. Por el contrario, si la presión del vapor aumenta, el flujo de combustible disminuye para reducir la producción de vapor.

Ya que el flujo de combustible hacia la caldera cambia la combustión, el flujo de aire se debe ajustar de manera acorde para que se mantenga una combustión correcta. Existen diferentes formas de controlar la combustión, siendo el método de estrangulación

mecánica el más económico, pero existen métodos más eficientes (aunque más costosos) que controlan la relación aire/combustible en línea con la medición de oxígeno en la chimenea.

La Tabla 20, que se basa en la mejor tecnología de control disponible comercialmente, muestra los niveles operativos de oxígeno (y aire en exceso) en los gases de la combustión de calderas que operan con distintos tipos de combustible, para las dos metodologías de control. En general, los valores mayores de contenido de oxígeno en los gases de la combustión corresponden a cargas de quemador bajas, y los contenidos bajos de oxígeno en los gases de la combustión corresponden a cargas de quemador altas. Esta tabla además señala el aire en exceso a modo de referencia. El contenido de oxígeno en los gases de la combustión es el valor medido. El aire en exceso se calcula a partir de la composición del combustible y el valor de oxígeno medido.

**Tabla 20. Parámetros típicos de control del contenido de oxígeno en los gases de la combustión. Permiso Guía ONUDI.**

Combustible	Control automático del contenido de O <sub>2</sub> en los gases de la combustión		Control posicional de contenido de O <sub>2</sub> en los gases de la combustión		Control automático del exceso de aire		Control posicional del exceso de aire	
	Mín (%)	Máx (%)	Mín (%)	Máx (%)	Mín (%)	Máx (%)	Mín (%)	Máx (%)
Gas natural	1,5	3,0	3,0	7,0	9,0	18,0	18,0	55,0
Fuel oil No. 2	2,0	3,0	3,0	7,0	11,0	18,0	18,0	55,0
Fuel oil No. 6	2,5	3,5	3,5	8,0	14,0	21,0	21,0	65,0
Carbón pulverizado	2,4	4,0	4,0	7,0	14,0	25,0	25,0	50,0
Carbón de carbonera	3,5	5,0	5,0	8,0	20,0	32,0	32,0	65,0

#### 4.5.1.1 Instrumentación para el suministro de combustible líquido o gaseoso

El suministro de combustible hacia el quemador y el piloto debe poseer un sistema de control que garantice el flujo suficiente para que pueda llevarse a cabo la transformación del agua en vapor, de acuerdo a los requerimientos del usuario final [49].

Con el fin de mantener el flujo de combustible requerido de acuerdo a la carga de la caldera, es necesario controlar las siguientes variables en todo momento [49]:

- Para modular correctamente el flujo de gas, de acuerdo con la carga térmica de la caldera, se requiere medir el caudal de combustible por medio de un transmisor de flujo (FT) y una válvula de control (válvula de flujo FV) con el objeto de poder modificar la cantidad de flujo..

- Si las condiciones de presión y temperatura en el suministro del gas varían sensiblemente, es aconsejable la medición de dichas variables para la corrección del flujo cuando la lectura de gas se obtiene de un instrumento de presión diferencial.
- También se suele instalar en paralelo a la válvula de control principal, una válvula de control (válvula de presión PV) para asegurar la mínima presión a los quemadores (transmisor de presión PT), especialmente durante las secuencias de encendido y apagado de estos.

Otras de las variables que deben ser monitoreadas en el sistema de combustión con el fin de operar la caldera de una forma segura son [49]:

- **Presión de gas a piloto, (transmisor de presión PT):** con el monitoreo de esta variable se debe confirmar que la presión de la línea de gas del piloto no tenga una presión alta o baja para que asegure una correcta combustión.
- **Presión de gas a quemador (PT):** con el monitoreo de esta variable se debe confirmar que la presión de la línea de gas del quemador no tenga una presión alta o baja para que asegure una correcta combustión y no se sobrepase el flujo máximo de combustible
- **Existencia de llama:** este sensor debe garantizar que el combustible que se está introduciendo al hogar esté siendo quemado.

#### 4.5.1.1.1 Temperatura del combustible

Una de las variables más importantes a medir es el flujo del combustible y para ello es necesaria la medición de la temperatura de este en la parte baja del regulador de presión de combustible con el fin de realizar las correcciones de flujo necesarias.

El control de la temperatura del combustible es fundamental para que se pueda tener una viscosidad dentro de rangos de operación que permitan su buena atomización y proporcione el flujo correctamente

Mantener una temperatura adecuada en el suministro del combustible nos permite conservar la viscosidad de este dentro de un rango de trabajo imprescindible para su correcta atomización y para que proporcione una combustión óptima.

Generalmente, la temperatura se mide usando termopares, sistemas térmicos de llenado o bulbos de resistencia. Si la temperatura del combustible es baja puede causar una llama sucia, pero si la temperatura es alta temperatura puede causar carbonización en la extremidad del quemador [49].

#### 4.5.1.1.2 Flujo del combustible

El combustible líquido es suministrado por una bomba de abastecimiento, la cual

proporciona parte de su descarga al quemador. En caso de que se suministre combustible en exceso, éste se devuelve al tanque de almacenamiento a través de la válvula de escape y línea de retorno. Dicha bomba está acoplada mecánicamente al ventilador, el cual asegura que la bomba está operando solo cuando el quemador está en funcionamiento [49].

El flujo de combustible que va hacia el inyector del quemador se realiza a través de las válvulas solenoides las cuales se energizan de acuerdo a la programación del control con el fin de abrirlas, o desenergizarlas para cerrarlas [49].

#### **4.5.1.2 Instrumentación de combustible sólido (carbón y biomasa)**

El sistema de alimentación del combustible sólido puede realizarse de forma manual o automática [41]. En el primer caso, la eficiencia está dada básicamente por la experiencia del operador porque es él quien debe alimentar el sistema con el tamaño apropiado de combustible, evitando partículas muy gruesas, con el fin de evitar combustión incompleta. Adicionalmente, el operador debe distribuir el carbón de manera uniforme sobre la parrilla, para que no se generen zonas más calientes que otras, dado que esto puede afectar la parrilla. Finalmente, se debe garantizar que el combustible sea alimentado de forma regular, evitando lechos gruesos y controlando los excesos o defectos grandes de aire, ya que esto genera combustión incompleta.

En el segundo caso, los sistemas de alimentación automática son más eficientes que los manuales, puesto que se puede realizar un mayor control sobre el flujo del combustible sólido. El mecanismo más usado es el de tornillo sinfín, en el cual el combustible se mueve a lo largo de un ducto o canal mediante un impulsor rotatorio en forma de hélice para alimentarlo por debajo de la parrilla de la cámara de combustión. El tornillo sinfín puede utilizarse para carbón pulverizado, en donde el carbón cae al tornillo desde un recipiente equipado con un agitador, para posteriormente mezclarse con aire primario, el cual transporta el carbón hasta el quemador.

Alimentación de mesa y alimentador por impulsor: en el primero, se tiene un disco rotatorio o mesa sobre la cual se alimenta el carbón; la rotación del disco lleva el carbón hasta una hoja raspadora que lo retira hacia la zona de combustión. En este tipo de alimentador se requiere un control del tamaño y humedad del combustible sólido para garantizar un funcionamiento continuo. En el alimentador por impulsor, el combustible se evacúa por una tolva y se transporta hasta la parrilla a través de uno o varios eyectores (impulsores); el flujo se regula de acuerdo con la velocidad de los eyectores o por su carrera.

Los combustibles sólidos almacenados en una tolva que reposa sobre la parrilla también pueden ser alimentados al sistema por medio de gravedad. En este caso, el flujo de combustible se regula controlando la altura de la capa de combustible y la velocidad de la parrilla. Cuando la combustión se da sobre la parrilla, es muy importante una alimentación uniforme a lo largo de la misma.

## 4.5.2 Instrumentación para el suministro de agua

La regulación del agua de alimentación que establece el nivel de la caldera depende de múltiples factores: del tipo de caldera, de la carga, del tipo de bomba y del control de presión del agua de alimentación.

Cuando el flujo del vapor aumenta bruscamente, la presión baja, con lo que se produce una vaporización rápida que fuerza la producción de burbujas y agua, lo que da lugar al aumento aparente del nivel de la caldera. La oscilación es opuesta a la demanda y el fenómeno es importante en calderas de cierta potencia y volumen reducido, sujetas a variaciones de flujos frecuentes y rápidas.

Las tres variables que intervienen en el sistema, y las cuales se deben instrumentar con medidores son [49]:

- Flujo del vapor
- Flujo de agua de alimentación
- Nivel del agua

Para que las condiciones de funcionamiento sean estables, el flujo del vapor y del agua deben ser iguales; de forma secundaria, el nivel del agua debe reajustarse periódicamente para que se mantenga dentro de los límites determinados.

Si el flujo de masa de agua en el sistema es mayor que el flujo de masa de vapor que sale de la caldera, el nivel del agua en el domo subirá. Por el contrario, si la salida del vapor es mayor que la alimentación de entrada de agua a la caldera, el nivel del agua disminuirá.

Por lo tanto, el objetivo del sistema de control de agua de alimentación es el de mantener el nivel de agua dentro del domo, aproximadamente la mitad del mismo. Teniendo en cuenta este objetivo, la solución más simple es la de medir el nivel del agua en el domo y ajustar la entrega de agua para mantener el valor deseado, esto es, aumentar el flujo de agua si el nivel está bajando y disminuirlo si el nivel está aumentando [49].

## 4.6 Dimensionamiento y propiedades óptimas de algunos componentes auxiliares

### 4.6.1 Tuberías

El estándar más común para la clasificación de tuberías es el que viene derivado del *American Petroleum Institute (API)*; esta clasificación se da con respecto a su espesor, el cual es comúnmente denominado *schedule*, siendo los espesores 40 y 80 los más utilizados para las instalaciones de tuberías de vapor [51]. Cuando se seleccionan los tamaños de tuberías, existe una tendencia natural a guiarse por el tamaño de las conexiones del equipo a las que van a conectarse. Y cuando la tubería se dimensiona de este modo, es posible que no se pueda alcanzar el caudal volumétrico deseado. El

diámetro de la tubería se puede seleccionar con base en una de las dos características que se presentan a continuación [52, 53]:

- **Velocidad del fluido:** Para sistemas de vapor saturado, cuyo uso principal es en procesos industriales. Dependiendo del tipo de vapor y la distancia que se va a transportar, Tabla 21.

**Tabla 21. Velocidad recomendada para el dimensionamiento de redes de vapor.**  
Adaptado de [51]

Presión kPa (bar)	Velocidad máxima recomendada (m/s)	
	Vapor saturado	Vapor sobrecalentado
< 200 (< 2)	30	35
200-500 (2-5)	35	45
500-1000 (5-10)	40	50
2000-2500 (20-25)	50	60
2500-10 000 (25-100)	60	75

- **Caída de presión:** Para sistemas de vapor sobrecalentado, el cual es usado en plantas de generación eléctrica y cogeneración. Es recomendable que la caída de presión no supere el 10% de la presión de generación o los 100 kPa en toda la longitud de la tubería.

Cuando el dimensionamiento de la red de distribución de vapor no se realiza de la forma adecuada, pueden ocurrir los siguientes casos, para los cuales se presentan sus respectivos efectos [51, 53]:

- **Tubería sobredimensionada:** Costo de instalación superior a lo necesario, mayores pérdidas de calor, mayor volumen de condensados debido a las mayores pérdidas de calor y la calidad del vapor en el equipo de uso final será más pobre debido al mayor volumen de condensados.
- **Tubería subdimensionada:** Mayor velocidad del fluido y aumento en las caídas de presión, volumen de vapor insuficiente en el equipo de uso final, mayor riesgo de golpe de ariete, ruido y erosión de la tubería a causa del aumento de velocidad.

#### 4.6.2 Sistema de aislamiento

El aislamiento es instalado para disminuir las pérdidas de calor por convección y radiación desde las superficies externas del sistema de distribución de vapor y así garantizar la calidad del vapor necesario para el proceso en el cual será utilizado, desde el punto de vista ocupacional para protección del personal que trabaja en el área por donde pasa la red de vapor [54]. Para la determinación del espesor adecuado se puede fijar una de las siguientes condiciones: fijar la caída de temperatura del fluido en un tramo o fijar la temperatura máxima superficial en la cara externa del aislamiento [51]. Cuando se

determina el espesor para el aislamiento, también es importante tener en cuenta el costo de la instalación, el valor del vapor transportado, temperatura y tamaño de la tubería [52].

El software *3EPlus® Insulation Thickness* [55], desarrollado por la *North American Insulation Manufacturers Association (NAIMA)*, es una herramienta de gestión de energía industrial que simplifica la tarea de determinar los ahorros energéticos y de costos, y el espesor adecuado del aislamiento, desde una perspectiva económica. También la NAIMA presenta las características de los diferentes tipos de aislamientos para tuberías y aplicaciones industriales, siendo la conductividad térmica, el rango de temperatura de operación y la densidad tres de las principales propiedades de estos [56]. Por último, es importante que el personal encargado de la operación y mantenimiento de esta área del circuito de vapor se capacite en el uso de estas herramientas para que se tomen las medidas respectivas, con el fin de mantener las redes de vapor en las condiciones adecuadas desde los puntos de vista económico y energético.



## EFICIENCIA ENERGÉTICA Y OPTIMIZACIÓN EN CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR

# 5

### 5.1 Parámetros técnicos de diseño y operación de una caldera

Para el diseño, especificaciones técnicas, selección, operación y optimización de una caldera de vapor, se requiere conocer y tener claridad acerca de los siguientes parámetros técnicos: potencia térmica, potencia útil, relación aire/combustible o factor de aireación, eficiencia o consumo específico de combustible y caudal o flujo másico de los productos de combustión o humos. En esta Guía se presenta el análisis de estos parámetros y se desarrollan ejemplos ilustrativos de su manejo.

**Potencia térmica:** Es la cantidad de energía en la unidad de tiempo que entra al sistema de combustión, en este caso la caldera, almacenada como energía química en las moléculas de combustible.

La cantidad de energía que entra con el combustible puede definirse en función del volumen o masa de combustible y del poder calorífico volumétrico o poder calorífico másico. De acuerdo con lo anterior, la potencia térmica con base en el PCS de una caldera queda definida por:

$$P_{T@PCS} = Q_{g,st} \times PCS_{st} \quad P_{T@PCS} = \dot{m}_f \times PCS_m$$

donde,  $P_{T@PCS}$  es la potencia térmica que entra al sistema con el combustible (kW, BTU/h, kcal/h),  $Q_{g,st}$  es el caudal de gas consumido, expresado en un determinado estado de referencia (normal o estándar) si el combustible es gaseoso,  $PCS_{st}$  es el poder calorífico superior volumétrico expresado en un determinado estado de referencia estándar (kWh/m<sup>3</sup><sub>st</sub>, kJ/m<sup>3</sup><sub>st</sub>, BTU/ft<sup>3</sup><sub>st</sub>, kcal/m<sup>3</sup><sub>st</sub>),  $\dot{m}_f$  es el flujo másico de combustible que entra al sistema (kg/h, lbm/h),  $PCS_m$  es el poder calorífico másico del combustible kWh/kg, BTU/lbm, kJ/kg.

**Potencia útil:** No toda la potencia térmica disponible en el combustible se transfiere como calor al agua que se va a evaporar y al vapor que se va generando, debido a la eficiencia de combustión y a otros factores de pérdida de energía; solo una fracción es utilizada. La fracción de potencia térmica que efectivamente se transfiere al proceso de generación es lo que se denomina potencia útil. Con el fin de determinar la capacidad de un equipo térmico y su respectivo consumo de combustible es conveniente precisar cómo se especifica la potencia: en las calderas industriales, la capacidad está expresada en términos de la potencia útil y no de la potencia térmica. En general, la potencia útil se

expresa en BHP, lo cual define la capacidad de una caldera de producir una determinada cantidad de vapor a presión y temperatura dadas. En términos de equivalencia: 1 BHP = 9,8 kW = 33447,4 BTU/h. Diferente al caso de las calderas, en los hornos industriales la capacidad está expresada en términos de la potencia térmica, expresada en kW, BTU/h y kcal/h. Para sus equivalencias se tiene que: 1kW = 3413 BTU/h = 860 kcal/h, 1kcal/h = 3,97 BTU/h.

**Relación aire combustible o factor de aireación:** Define la relación entre el requerimiento de aire por cantidad de combustible, comparado con el requerimiento de aire estequiométrico del combustible usado. Cuando  $n = 1$ , se dice que la combustión es estequiométrica o completa sin exceso de aire; si  $n < 1$ , se dice que la combustión es con defecto de aire y si  $n > 1$ , se dice que la combustión es con exceso de aire. Para una descripción más detallada de este parámetro, ver sección 3.3.5.

**Eficiencia:** En un sistema de combustión industrial, incluidas las calderas, es conveniente diferenciar entre eficiencia útil, global o total (combustible a vapor) y eficiencia de combustión.

**Eficiencia de combustión:** En un sistema de combustión no todo el calor liberado puede ser recuperado, debido a los siguientes factores:

- El calor sensible que llevan los gases de combustión al salir del sistema, el cual depende de la temperatura con que ellos salen de la caldera y del exceso de aire con que se realiza la combustión.
- El calor latente de condensación del agua, que es recuperable solo si se cuenta con dispositivos previstos expresamente para tal fin.
- El calor asociado a los productos de la combustión incompleta como hidrocarburos sin quemar, monóxido de carbono (CO) e hidrógeno ( $H_2$ ).

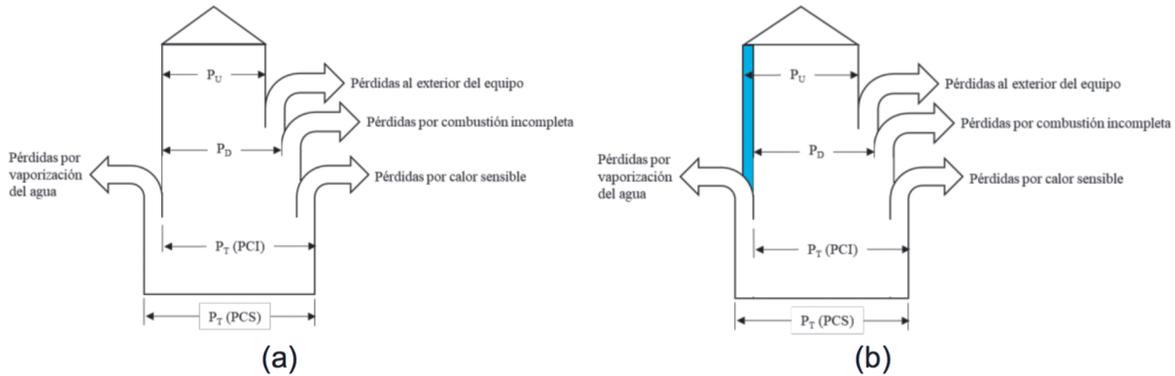
Las pérdidas de energía relacionadas con los anteriores factores se conocen con el nombre de pérdidas en los productos de combustión y, por lo tanto, la eficiencia de combustión se define como:

$$\eta_c = \frac{P_T - \text{pérdidas en los productos de combustión}}{P_T}$$

Si se consideran todas las pérdidas descritas anteriormente en los productos de la combustión, se hablará de eficiencia de combustión con base en el PCS. Si solo se consideran las pérdidas de calor sensible y por combustión incompleta, se hablará de eficiencia de combustión con base en el PCI.

Una forma gráfica de presentar el balance de energía y las eficiencias descritas es acudir al diagrama de Sankey de un sistema de combustión, para ello distinguiremos entre sistema de combustión con condensación y sistema sin condensación. En la Figura 13 (a) se presenta el diagrama de Sankey para un sistema sin condensación, es decir que el agua en los productos de combustión no se condensa y, por lo tanto, no se recupera el calor latente de vaporización del agua formada durante la combustión.

En la Figura 13 (b) se muestra el diagrama de Sankey para un sistema de combustión con condensación. Se observa ahora que una fracción de calor latente de vaporización es recuperada como potencia útil.

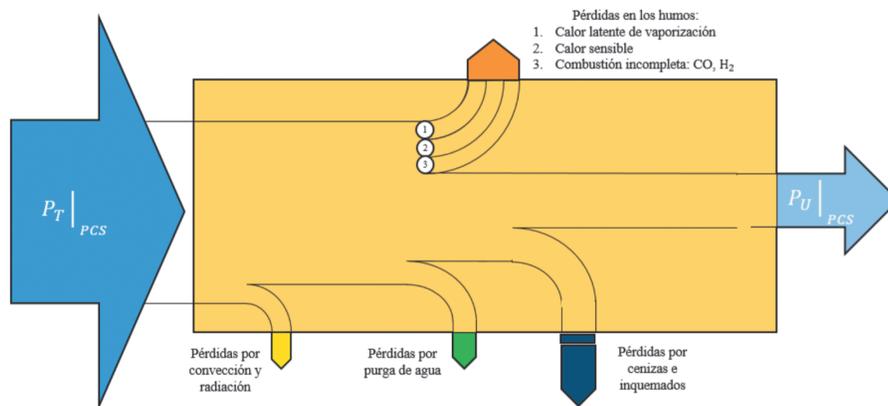


**Figura 13. (a) Sistema de combustión sin condensación y (b) Sistema de combustión con condensación [57]**

**Eficiencia útil:** Es la relación entre la potencia útil y la potencia térmica, definida por la siguiente expresión:

$$\eta_u = \frac{P_u}{P_T}$$

Si la potencia térmica se define con base en el PCS, la eficiencia útil quedará definida con base en el poder calorífico superior. La eficiencia útil evalúa o tiene en cuenta todas las pérdidas posibles en la caldera: pérdidas de calor en los gases de combustión y de la caldera a los alrededores, tal como se muestra en la Figura 14.



**Figura 14. Pérdidas y flujos de energía en una caldera**

Obsérvese la diferencia entre la eficiencia útil y la eficiencia de combustión, esto es, de la potencia disponible (PT - pérdidas en los productos de combustión) no toda se transforma en potencial útil: una fracción se pierde por radiación, convección, purgas, inquemados en cenizas y otros.

## 5.2 Capacidad y estimación del consumo de combustible en una caldera

Para determinar el consumo de combustible en una caldera se debe disponer de la siguiente información:

- El poder calorífico superior o inferior del combustible que se usará, según sea el requerimiento.
- Cantidad en kilogramos/hora o toneladas/hora de vapor, presión, temperatura y tipo de vapor que se va a producir.
- La capacidad de caldera o potencia útil, la cual debe especificarse precisando cuál es el poder calorífico de referencia usado (PCS o PCI).
- La eficiencia global especificada con base en el poder calorífico de referencia, o la eficiencia de combustión en el caso de que las pérdidas al exterior sean mínimas o despreciables.
- El factor de utilización de caldera, definido como el número de horas en que la caldera es utilizada en un periodo determinado de tiempo.

Conocida la información, se procede así:

$$\eta_u = \frac{P_u}{P_T} = \frac{P_u}{\dot{m}_f PC_m} = \frac{P_u}{Q_{g,st} PC_{st}}$$

$$\dot{m}_f = \frac{P_u}{\eta_u PCS_m} \text{ o } Q_{g,st} = \frac{P_u}{\eta_u PCS_{st}}$$

$$m_f = \dot{m}_f (f_u) \text{ o } V_{g,st} = Q_{g,st} (f_u)$$

donde  $\dot{m}_f$  es el flujo másico de gas ( $kg/h$ ,  $kg/s$ ),  $Q_{g,st}$  es el caudal de gas estándar ( $m_{st}^3/h$ ,  $m_{st}^3/s$ ),  $m_f$  es la masa de gas ( $kg$ ),  $V_{g,st}$  es el volumen de gas estándar ( $m_{st}^3$ ),  $f_u$  es el factor de utilización en horas ( $h/año$ ,  $h/mes$ ),  $PC_m$  es el poder calorífico superior o inferior másico en  $kg/kg$  y  $PC_{st}$  es el poder calorífico superior o inferior volumétrico  $kJ/m_{st}^3$ , para el caso de combustibles gaseosos.

**Ejemplo.** Una caldera piro-tubular que opera con gas natural de la Guajira tiene una capacidad de 300 BHP con base en el PCS; la eficiencia global con base en el PCS es del 85%. Si el factor de utilización es de 5000 h/año, determinar el consumo de gas natural en  $m_{st}^3$  año.

$$Q_{g,st} = \frac{P_u}{\eta_u PCS_{st}} = \frac{300 \text{ BHP} \times \frac{9,8 \text{ kW}}{1 \text{ BHP}}}{0,85 \times (10,5) \frac{\text{kWh}}{m_{st,GN}^3}} \rightarrow Q_{g,st} = 329,4 \frac{m_{st,GN}^3}{h}$$

$$V_{g,st} = Q_{g,st} (f_u) = 329,4 \frac{m_{st,GN}^3}{h} \times 5000 \frac{h}{año} = 1.647.058,8 \frac{m_{st,GN}^3}{año}$$

### 5.3 Estimación de la eficiencia de combustión

La eficiencia de combustión es una medida confiable para determinar el consumo de combustible y definir acciones de optimización, siempre que las pérdidas de energía a los alrededores de la caldera sean mínimas o despreciables; tiene la ventaja de ser un procedimiento de bajo costo, de fácil implementación y rápida ejecución, y para tal fin se requiere de la siguiente información y medición de variables [16, 57, 58]:

- Composición química del combustible gaseoso o líquido usado, para conocer las propiedades de combustión, volumen estequiométrico de aire ( $V_a$ ), volumen estequiométrico de agua ( $V_{H_2O}$ ), volumen estequiométrico de  $CO_2$ , porcentaje máximo de  $CO_2$  en humos secos.
- Temperatura de los gases de combustión a la salida de la chimenea, la cual se mide con un sensor de temperatura.
- Composición química de los gases de combustión en base seca: Oxígeno ( $O_2$ ) si la combustión es completa, oxígeno ( $O_2$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ) o CO y  $CO_2$  si la combustión es incompleta, lo cual se determina mediante el uso de analizador de gases de combustión en base seca, es decir, antes de la medición el vapor de agua es retirado mediante su condensación.
- Implementar un algoritmo de cálculo, el cual se realiza por cantidad unitaria de combustible definida con base en el PCS; se tienen en cuenta las propiedades de combustión del combustible:  $V_a$ ,  $V_{H_2O}$  y  $V_{CO_2}$  y una temperatura de referencia para el cálculo de la constante de equilibrio químico  $K$ , la temperatura de los gases de combustión a la salida de la chimenea y la composición de  $O_2$  o  $CO_2/O_2$  o también  $CO/CO_2$ . En la literatura se dispone de varios *software* que incorporan este tipo de algoritmo. En Colombia, el Grupo GASURE de la Universidad de Antioquia ha desarrollado los *software* CombuGas y Combulíquido para combustibles gaseosos y líquidos, respectivamente [59]. En Estados Unidos, el *Steam System Modeler Tool SSMT* [60], junto con el *Process Heating Assessment and Survey Tool (Excel Version)* [61], el modelo desarrollado por el profesor Greg Harrel [62], y el *ASME Power Test Code 4* [63], definen claramente todos los parámetros, ecuaciones, medidas e instrumentos necesarios para calcular con precisión las pérdidas de la chimenea. Esta metodología es detallada y evita que los usuarios tengan que usar modelos de combustión complicados.

Utilizando los algoritmos de los *software* CombuGas y Combulíquido, a continuación se presentan las ecuaciones para estimar las pérdidas de energía en los humos húmedos, que inciden sobre la eficiencia de combustión con base en el PCS:

- Pérdida por combustión incompleta y formación de monóxido de carbono  $L_{CO}$ :

$$L_{CO} = \bar{V}_{CO} PCS_{CO} = \bar{V}_{CO} \times 3,2 \frac{kWh}{m_{st,CO}^3} \rightarrow \frac{kWh}{m_{st,gas}^3}$$

$$\bar{V}_{CO} = \frac{R_o V_{CO_2}}{1 + R_o} \rightarrow \frac{m_{st,CO}^3}{m_{st,gas}^3}$$

- Pérdida por combustión incompleta y formación de hidrógeno  $L_{H_2}$ :

$$L_{H_2} = \bar{V}_{H_2} PCS_{H_2} = \bar{V}_{H_2} \times 2,73 \frac{kWh}{m_{st,H_2}^3} \rightarrow \frac{kWh}{m_{st,gas}^3}$$

$$\bar{V}_{H_2} = \frac{R_o V_{H_2O}}{k + R_o} \rightarrow \frac{m_{st,H_2}^3}{m_{st,gas}^3}$$

Para evitar la ocurrencia de combustión incompleta, la caldera debe operarse con un exceso de aire adecuado, de acuerdo con los requerimientos específicos de cada combustible; sin embargo, como se examinó en las secciones 3.3.6 y 3.3.7, puede ocurrir combustión incompleta aun garantizándose exceso de aire, por lo que deben utilizarse y monitorearse periódicamente quemadores modernos para que garanticen un buen mezclado entre el combustible y el aire y así evitar la ocurrencia de combustión incompleta, enfriamientos abruptos en la cámara de combustión y/o tiempos de residencias inadecuados de los gases de combustión en esta, los cuales son causales de combustión incompleta, existiendo exceso de aire.

**Ejemplo.** Para el gas natural de la Guajira, la presencia de 2378 ppm de CO e  $H_2$  en humos secos,  $O_2=6,5\%$  y  $CO_2=6,5\%$  en humos secos, calcular la pérdida de energía por combustión incompleta.

Del diagrama de combustión del gas natural de la Guajira (ver sección 3.3.7), con  $O_2=6,5\%$  y  $CO_2=6,5\%$ , se obtiene un factor de aireación de  $n = 1,22$ ,  $R_o = 0,37$ , entonces:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{CO} &= \frac{R_o V_{CO_2}}{1 + R_o} = \frac{0,37 \times 0,99}{1 + 0,37} = 0,267 \frac{m_{st,CO}^3}{m_{st,GN Guajira}^3} \rightarrow L_{CO} = \bar{V}_{CO} PCS_{CO} = 0,267 \times 3,2 \\ &= 0,854 \frac{kWh}{m_{st,GN Guajira}^3} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{V}_{H_2} &= \frac{R_o V_{H_2O}}{k + R_o} = \frac{0,37 \times 1,972}{2,12 + 0,37} = 0,293 \frac{m_{st,H_2}^3}{m_{st,GN Guajira}^3} \rightarrow L_{H_2} = \bar{V}_{H_2} PCS_{H_2} = 0,293 \times 2,7 \\ &= 0,791 \frac{kWh}{m_{st,GN Guajira}^3} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{CO+H_2} &= L_{CO} + L_{H_2} = 0,854 + 0,791 = 1,645 \frac{kWh}{m_{st,GN Guajira}^3} \rightarrow \frac{L_{CO+H_2}}{PCS_{GN Guajira}} \\ &= \frac{1,645}{10,375} \times 100 = 15,85 \% \end{aligned}$$

Como resultado de la combustión incompleta y la formación de estas dos especies químicas, se tendría una pérdida de energía que representa aproximadamente 15,85% del PCS.

- Pérdida por calor latente de vaporización del  $H_2O$ :  $L_{H_2O}$

$$L_{H_2O} = \bar{V}_{H_2O} h_{fg,H_2O} = \bar{V}_{H_2O} \times 0,55 \frac{kWh}{m_{st,H_2O}^3} \rightarrow \frac{kWh}{m_{st,gas}^3}$$

$$\bar{V}_{H_2O} = \frac{k V_{H_2O}}{k + R_o} \rightarrow \frac{m_{st,H_2O}^3}{m_{st,gas}^3}$$

$V_{H_2O}$ : Volumen de  $H_2O$  que se forma en la combustión estequiométrica del gas.

$R_o$ :  $CO/CO_2$  leída en humos secos.

$k$ : 2,12 asociada al equilibrio de la reacción.

Para el caso de los combustibles gaseosos con contenido de hidrógeno, las pérdidas por calor latente de vaporización del agua pueden representar aproximadamente un 10% del PCS.

**Ejemplo.** Para el gas natural de la Guajira para un factor de aireación de  $n = 1,2$ , asumiendo que la combustión es completa, se obtiene que el volumen de agua es de  $2m_{st}^3/m_{st,GN}^3$ ; del diagrama de combustión para esta condición se obtiene  $R_o = 0$ , entonces:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{H_2O} &= \frac{k V_{H_2O}}{k + R_o} = \frac{2,12 \times 2}{2,12} = 2 \frac{m_{st,H_2O}^3}{m_{st,GN}^3} \rightarrow L_{H_2O} = \bar{V}_{H_2O} h_{fg,H_2O} = \bar{V}_{H_2O} \times 0,55 \\ &= 2 \times 0,55 = 1,1 \frac{kWh}{m_{st,GN}^3} \end{aligned}$$

$$\frac{L_{H_2O}}{PCS_{GN \text{ Guajira}}} = \frac{1,1}{10,375} \times 100 = 10,6 \%$$

La posibilidad tecnológica de recuperar el 10% del PCS que se pierde por calor latente de vaporización del agua ha conducido a algunos fabricantes internacionales a desarrollar las llamadas calderas de condensación, que funcionan enfriando los gases de combustión hasta la temperatura de rocío del gas natural utilizado ( $T_{rocío} = 59 \text{ }^\circ\text{C}$ , cuando  $n=1$ ), para precalentar el agua de alimentación de la caldera, siendo posible con ello alcanzar eficiencias de combustión con base en el PCS mayor al 90%. En Colombia aún no se evidencia penetración de esta importante tecnología, la cual puede contribuir significativamente a mejorar la eficiencia de los sistemas de vapor de la industria nacional.

- Pérdida por calor sensible en los humos húmedos (Ls):

$$L_S = m_{hh}c_p(T_s - T_a) \text{ o } L_S = V_{hh}c_{p,v}(T_s - T_a)$$

$m_{hh}$ : masa de humos húmedos en kg/s

$V_{hh}$ : volumen de humos húmedos en  $m^3_{st}$ .

$$V_{hh} = \overline{V}_{CO_2} + \overline{V}_{H_2O} + \overline{V}_{N_2} + \overline{V}_{CO} + \overline{V}_{O_2} + \overline{V}_{H_2}$$

$$\overline{V}_{N_2} = 0,79 \times n \times V_a \quad \overline{V}_{O_2} = 0,21 \times n_2 \times V_a \quad n_2 = n - n_1$$

(si la combustión es completa  $n_1 = 1$ )

$c_p$ : calor específico másico de los humos húmedos en kJ/kgK

$c_{p,v}$ : calor específico volumétrico en  $\frac{kJ}{m^3_{st} \cdot K}$

$T_s$ : temperatura de los humos húmedos a la salida de la caldera

$T_a$ : temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión de la caldera

$(T_s - T_a)$ : temperatura neta de la chimenea

Con respecto al calor específico volumétrico  $C_{p,v}$ , su valor es máximo cuando los gases de combustión provienen de una combustión estequiométrica, cuando se incrementa el exceso de aire o factor de aireación esta propiedad disminuye. Para efectos de cálculo, un rango de valores promedio se establece entre  $1,317 \frac{kJ}{m^3_{st} \cdot K} \leq c_{p,v} \leq 1,407 \frac{kJ}{m^3_{st} \cdot K}$ .

El menor valor para mezclas con exceso de aire y mayor para mezclas estequiométricas o con poco exceso de aire [64].

**Ejemplo.** Para el ejemplo anterior, si los gases de combustión salen de la caldera a 200 °C, determinar las pérdidas de calor sensible por  $m^3_{st}$  de gas natural de la Guajira.

$$L_S = V_{hh} \times c_{p,v}(T_s - T_a)$$

$$V_{hh} = \overline{V}_{CO_2} + \overline{V}_{H_2O} + \overline{V}_{N_2} + \overline{V}_{O_2} + \overline{V}_{CO} + \overline{V}_{H_2}$$

$$\overline{V}_{N_2} = 0,79 \frac{m^3_{st,N_2}}{m^3_{st,aire}} \times 1,2 \times 9,44 \frac{m^3_{st,aire}}{m^3_{st,GN}} \quad \overline{V}_{O_2} = 0,21 \frac{m^3_{st,O_2}}{m^3_{st,aire}} \times 0,2 \times 9,44 \frac{m^3_{st,aire}}{m^3_{st,GN}}$$

$$V_{hh} = 1 \frac{m^3_{st,CO_2}}{m^3_{st,GN}} + 2 \frac{m^3_{st,H_2O}}{m^3_{st,GN}} + 8,95 \frac{m^3_{st,N_2}}{m^3_{st,GN}} + 0,396 \frac{m^3_{st,O_2}}{m^3_{st,GN}} + 0 \frac{m^3_{st,CO}}{m^3_{st,GN}} + 0 \frac{m^3_{st,H_2}}{m^3_{st,GN}}$$

$$V_{hh} = 12,35 \frac{m^3_{st,hh}}{m^3_{st,GN}}$$

$$L_S = 12,35 \frac{m^3_{st,hh}}{m^3_{st,GN}} \times 1,407 \frac{kJ}{m^3_{st,hh} \cdot K} (473 \text{ K} - 298 \text{ K}) = 3040,9 \frac{kJ}{m^3_{st,GN}} = 0,84 \frac{kWh}{m^3_{st,GN}}$$

Los siguientes factores pueden incidir en el incremento de la temperatura a la salida de los gases de combustión de la chimenea de la caldera, aumentar la pérdida de calor sensible ( $L_s$ ) y, en consecuencia, disminuir la eficiencia de combustión: composición química del combustible, en tanto es posible se modifique el coeficiente convectivo de transferencia de calor y la emisividad de las llamas; diseño de la caldera con mayor o menor área de transferencia de calor, si existe o no sistema de recuperación del calor sensible y latente de los gases de combustión; factor de carga de la caldera; incrustaciones en las tuberías de agua e incrustaciones en las tuberías de humos. Se estima que la reducción de la temperatura en 22 °C de los gases de combustión a la salida de la chimenea incrementa en 1% la eficiencia de combustión.

El factor que incide en el incremento de la masa de gases de combustión húmedos o volumen, es el exceso de aire, lo que incrementa también las pérdidas de calor sensible y, en consecuencia, se disminuye la eficiencia de la combustión. Por lo anterior, se debe mantener un estricto control de la relación aire/combustible para evitar que los excesos de aire sean mayores a los recomendados para cada combustible, con el fin de obtener una combustión completa y cuyas pérdidas de calor sensible sean reducidas. Se estima que la reducción del exceso de aire en un 15% incrementa en 1% la eficiencia de la combustión [65].

### RECOMENDACIÓN

Dado que la eficiencia de combustión se aumenta en 1% cuando el exceso de aire se reduce en 15%, o la temperatura con la que salen los humos se disminuye en 22 oC, se debe tener un control en línea o un monitoreo periódico de la relación aire/combustible y la temperatura de los gases de combustión a la salida de la caldera [65].

Estimadas las pérdidas  $L_s$ ,  $L_{CO}$ ,  $L_{H_2}$ , y  $L_{H_2O}$ , la eficiencia de combustión con base en el poder calorífico superior se estima si:

$$\eta_c = \frac{PCS - (L_s + L_{CO} + L_{H_2} + L_{H_2O})}{PCS}$$

**Ejemplo.** Para una caldera que funciona con gas natural de la Guajira, opera con un factor de aireación de  $n = 1,2$ , los gases de combustión salen por la chimenea a una temperatura de 200 oC, al realizarse el diagnóstico de combustión se encuentra que la combustión es completa, determinar la eficiencia de combustión con base en el PCS.

Como la combustión es completa:  $L_{CO} = 0$  y  $L_{H_2} = 0$ , entonces:

$$\eta_c = \frac{PCS - (L_s + L_{CO} + L_{H_2} + L_{H_2O})}{PCS} = 1 - \left( \frac{L_s + L_{H_2O}}{PCS} \right)$$

De los dos ejemplos anteriores se obtiene que  $L_s = 0,84 \frac{kWh}{m^3_{st,GN}}$  y  $L_{H_2O} = 1,1 \frac{kWh}{m^3_{st,GN}}$

$$\eta_c = 1 - \left[ \frac{(0,84 + 1,1) \frac{kWh}{m^3_{st,GN}}}{10,375 \frac{kWh}{m^3_{st,GN}}} \right] = 0,813 \rightarrow \eta_c = 81,3\%$$

### Eficiencia de combustión para cuando el combustible es carbón

Cuando una caldera utilice carbón para estimar la eficiencia de combustión se requiere conocer la siguiente información: tipo de carbón, la composición en humos secos de dióxido de carbono (% CO<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (% CO), y la temperatura de los gases de combustión (°C). Entonces, la eficiencia de combustión con base en el poder calorífico superior ( $\eta$ ) se define como:

$$\eta(\%) = 100 - L_s - L_{CO}$$

donde  $L_s$  es el calor perdido por los humos y  $L_{CO}$  es el calor perdido por la combustión incompleta. Para estimar las pérdidas de calor sensible ( $L_s$ ) se utiliza la fórmula de Siegert, la cual da un valor aproximado del calor sensible que se pierde en los humos húmedos:

$$L_s(\%) = (T_{humos} - T_{amb}) \times \left( \frac{A}{\%CO_2} \right)$$

donde  $T_{humos}$  es la temperatura de los productos de combustión,  $T_{amb}$  es la temperatura del aire que entra al sistema de combustión,  $\%CO_2$  es el contenido de dióxido de carbono en los productos de combustión,  $A$  es una constante que depende del tipo de combustible la cual se encuentra en la Tabla 22.

Si el análisis de combustión reporta concentraciones de CO, se debe cuantificar el porcentaje de pérdidas por combustible no quemado ( $L_{CO}$ ). Estas se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$L_{CO} = \frac{\alpha \times CO(\%)}{CO(\%) + CO_2(\%)}$$

donde  $\alpha$  para el carbón es igual a 69.

El exceso de aire ( $e$ ) se calcula a partir del conocimiento de la concentración de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) o de oxígeno (O<sub>2</sub>) presente en los humos secos. Si se conoce la concentración de CO<sub>2</sub>, el  $e$  se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$e(\%) = \left( \frac{CO_{2max}}{CO_{2med}} - 1 \right) \times 100$$

Si lo que se conoce es la concentración de  $O_2$ , el EA se calcula a partir de la ecuación:

$$e(\%) = \frac{20,9}{20,9 - O_{2med}(\%)}$$

En las ecuaciones anteriores,  $CO_{2max}$  es el porcentaje máximo de  $CO_2$  en humos secos del carbón usado cuando este se quema estequiométricamente. En la Tabla 22 se presentan valores del  $CO_{2max}$ , el poder calorífico y los valores de la constante A de la fórmula de Siegert en función del tipo de carbón  $CO_{2max}$   $O_{2med}$  son las concentraciones de  $CO_2$  y  $O_2$  medidas en chimenea en base seca.

**Tabla 22. Constante A que se debe utilizar en la fórmula de Siegert, dependiendo del tipo de carbón Tomado de Madur Electronics.**

*Principles of calculating results by the Madur gas analysers. 2007.*

Combustible	$CO_{2max}$	A	PCS (MJ/kg)
Carbón bituminoso alto volátil B	18,8	0,683	31,50
Carbón bituminoso alto volátil C	18,5	0,672	30,30
Carbón tipo lignito	19,1	1,113	8,20
Carbón tipo lignito (seco)	19,1	0,988	9,40

**Ejemplo.** En un diagnóstico de combustión de una caldera acuotubular que utiliza un carbón bituminoso alto volátil B, se encuentra que la temperatura de los humos a la salida de la chimenea es 300 °C, la composición de los humos es  $CO_2 = 16\%$  y  $CO = 2,8\%$ . Determinar la eficiencia de combustión con base en el poder calorífico superior y exceso de aire.

Si la temperatura ambiente es de 24 °C, entonces:

$$L_s(\%) = (T_{humos} - T_{amb}) \times \left( \frac{A}{\%CO_2} \right) = (300 - 24)^\circ C \times \frac{0,683}{16} = 11,8\%$$

$$L_{CO} = \frac{\alpha \times CO(\%)}{CO(\%) + CO_2(\%)} = \frac{69 \times 2,8}{2,8 + 16} = 10,3\%$$

$$\eta(\%) = 100 - 11,8 - 10,3 = 77,9 \%$$

$$e(\%) = \left( \frac{CO_{2max}}{CO_{2med}} - 1 \right) \times 100 = \left( \frac{18,8}{16} - 1 \right) \times 100 = 17,5\%$$

## 5.4 Factores que determinan la eficiencia global o útil en la caldera

La eficiencia global o útil evalúa todas las pérdidas de energía posibles en una caldera:

- Pérdidas de energía en los gases de combustión o humos húmedos:
  - El calor sensible que llevan los gases de combustión
  - El calor latente de condensación del agua
  - Productos de la combustión incompleta e inquemados
- Pérdidas de energía de la caldera hacia el exterior, que pueden ser de tres tipos:
  - Desde la carcasa hacia el medio ambiente por convección y radiación:  $L_c$
  - Por purgas de agua caliente para eliminar sólidos disueltos:  $L_p$
  - Asociadas a otros factores o fenómenos:  $L_m$ .

Dado que las pérdidas en los humos húmedos las evalúa la eficiencia de combustión con base PCS como se describió anteriormente, la eficiencia global o útil de una caldera también con base al PCS queda definida por:

$$\eta_u = \eta_c - (L_c + L_p + L_m)$$

donde  $\eta_c$ ,  $L_c$ ,  $L_p$  y  $L_m$  están dadas en porcentaje.

Como puede observarse, cuando las pérdidas de la caldera hacia el exterior resulten despreciables o mínimas, comparadas con las pérdidas en los humos húmedos, la eficiencia global será igual a la eficiencia de combustión. Con base en la experiencia y conocimiento técnico adquirido en la operación de calderas, el usuario podrá definir cuándo esta situación será válida; como se dijo anteriormente, la estimación de la eficiencia de combustión es de fácil implementación, rápida y de bajo costo.

Mientras que las pérdidas de energía en los gases de combustión que salen por la chimenea son las que más afectan la eficiencia útil, las pérdidas de la carcasa y de la purga son relativamente pequeñas.

Un cálculo más riguroso y preciso de la eficiencia energética global de una caldera se tendrá cuando se evalúe el consumo de energía, generalmente eléctrico, destinado a los equipos auxiliares como motores eléctricos para accionar mecanismos de alimentación de combustibles a la caldera, el ventilador de aire de combustión, las bombas del agua de alimentación a la caldera, el precalentamiento y la atomización de combustibles líquidos. Un procedimiento al respecto puede consultarse en el *ASME PTC 4-Fired Steam Generators* [63], de particular interés para calderas de gran capacidad y utilizadas en plantas de generación o cogeneración.

El **método indirecto** de cálculo de la eficiencia de una caldera consiste en evaluar individual y detalladamente todas las pérdidas de energía en una caldera: en los humos húmedos y de la caldera hacia el exterior, tal como se describieron anteriormente. En

comparación con el **método directo** de cálculo de la eficiencia de calderas, el **indirecto** requiere de mucha más información acerca de la caldera en funcionamiento y, por tanto, exige mucho más tiempo que el **directo**. Sin embargo, el **indirecto** tiene las siguientes ventajas significativas:

- Menor incertidumbre (mayor precisión), debido a la facilidad técnica de medir las variables termodinámicas necesarias para el cálculo. Las mediciones necesarias para el método directo son difíciles de implementar con la precisión requerida.
- Posibilidad de identificar las áreas en las que se producen las pérdidas de energía y cuantificarlas.

En lo que respecta al análisis de optimización de sistemas de vapor, es conveniente calcular la eficiencia de la caldera por los dos métodos. Así se pueden comparar los valores obtenidos, lo que contribuye a aumentar los niveles de confianza en los instrumentos y los dispositivos de recopilación de datos de la planta.

Las pérdidas de la caldera al exterior se evalúan de la siguiente manera:

**Pérdidas de la carcasa.** Esta pérdida de calor hacia el ambiente se produce debido a la radiación y convección en la superficie de la caldera. La metodología para estimar en una primera aproximación las pérdidas de la carcasa usa la temperatura característica de la superficie de esta, la superficie de la carcasa y una estimación de la velocidad del flujo de aire sobre esa superficie para un análisis de transferencia de calor. Para un análisis detallado, el *Performance Test Code 4* (ASME-PTC-4) de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos [63] ofrece una metodología detallada para calcular las pérdidas que se producen en la superficie de las calderas. En la Tabla 23 se encuentran las pérdidas de la carcasa de primer orden de magnitud, a modo de guía, en función del tipo de caldera y de las toneladas/hora de vapor en condiciones de plena carga.

**Tabla 23. Guía de pérdidas de la carcasa de primer orden. Guía ONUDI.**

	Mínimo [Tph]	Máximo [Tph]	Máximo [%]	Mínimo [%]
Tubo de agua	5	50	2,0	0,3
Tubo de agua	50	500	0,6	0,1
Tubo de agua	500	5000	0,2	0,1
Tubo de humo	0,5	20	1,0	0,1

En la Tabla 24 se presentan algunos cálculos del coeficiente convectivo de transferencia de calor por convección natural para una caldera cilíndrica dispuesta horizontalmente con un diámetro de 2,2 m, ubicada en algunas ciudades de Colombia. Para este cálculo se tomaron las condiciones atmosféricas promedio (presión y temperatura ambiente) de cada una de las ciudades a diferentes temperaturas de pared de la caldera. Como puede observarse, a menor altitud el coeficiente es mayor y, en consecuencia, la pérdida de energía por las paredes de la caldera se hace mayor.

**Tabla 24. Coeficientes convectivos de transferencia de calor (W/m<sup>2</sup>.K) en diferentes ciudades de Colombia para un cilindro horizontal con 2,2 m de diámetro**

Ciudad	Temperatura de pared (°C)						
	80	90	100	120	140	180	200
Bogotá	3,63	3,77	3,9	4,12	4,3	4,6	4,72
Medellín	3,8	3,97	4,12	4,38	4,6	4,94	5,08
Barranquilla	4,1	4,3	4,48	4,79	5,04	5,44	5,6

Las pérdidas de la carcasa se expresan como un porcentaje de la entrada de energía proveniente del combustible.

### RECOMENDACIÓN

Por lo tanto, las pérdidas de la carcasa (%) aumentan a medida que disminuye la carga de la caldera. Para la mayoría de las calderas con un buen mantenimiento, se prevé que las pérdidas de la carcasa a plena carga serán de ~ 0,1% a 2% del total de energía de entrada proveniente del combustible.

**Ejemplo.** A través de una investigación de tipo ASME se determinó que las pérdidas de la carcasa de una caldera de gas natural de 20 Tph son de ~ 0,5%. Se midió una tasa de flujo de gas natural de 1693 m<sup>3</sup>/h (28 m<sup>3</sup>/min) y el costo del gas natural es de \$800/m<sup>3</sup>. Estime el costo de la energía de entrada proveniente del combustible asociado con las pérdidas de la carcasa.

Según los datos que conocemos:

$$m_{combustible} = 1693 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$k_{combustible} = 800 \text{ \$/m}^3$$

$$L_{carcaza} = 0,5 \%$$

$$K_{carcaza} = m_{combustible} \times k_{combustible} \times L_{carcaza}$$

$$K_{carcaza} = 1693 \times \$800 \times 0,005 = \$6772/h$$

$$K_{carcaza} = 6772 \times 8.760 \approx \$59\,322\,720/\text{año}$$

- **Pérdidas de la purga.** Los sólidos solubles y suspendidos en el vapor de agua reducen la transferencia de calor, lo que afecta la eficiencia de la caldera. El mecanismo primario para controlar la química del agua de alimentación a la caldera es la purga. Por medio de la purga se controla la concentración de los elemento

químicos disueltos y precipitados en la caldera, lo que permite que funcione de manera fiable, sin paradas inesperadas o fallos, dado que es posible la ocurrencia de los siguientes problemas: formación de espuma que se traduce en arrastre de líquidos, formación de sarro en las tuberías de agua con sus consecuentes fugas y fallas en las tuberías, fangos sueltos en el agua de la caldera, etc.

El flujo másico del agua de purga puede representar entre 4% y 8% del agua de alimentación a la caldera, pero puede alcanzar hasta un 10% cuando el agua de reposición tiene alto contenido de sólido [66]; una excesiva cantidad de agua purga tiene efectos sobre una menor eficiencia, mayor consumo de agua y de químicos para su tratamiento. La cantidad óptima de agua purga depende del tipo de caldera, la presión de operación, el tratamiento del agua y la calidad del agua reposición.

Por lo general, las purgas se controlan a partir de la conductividad del agua de la caldera. La conductividad es una medida directa que nos puede dar una indicación permanente de la calidad del agua de la caldera. Sin embargo, la conductividad debe ponerse en correlación con los elementos químicos contaminantes específicos a través de análisis de agua periódicos. La conductividad y los resultados de las pruebas específicas de calidad de agua sirven de guía para ajustar la tasa de purga.

Se debe señalar que lo que se purga es líquido saturado a la presión de la caldera. Por lo tanto, en la purga hay una cantidad significativa de energía térmica. Cuando se descarga el producto de la purga de la caldera, esta energía térmica (que había sido provista por el combustible) se pierde.

La relación entre esta pérdida de energía con respecto a la entrada de energía total proveniente del combustible constituye la pérdida de la purga ( $L_p$ ). Para establecer la tasa de purga, se emplea la relación entre la concentración de elementos químicos en el agua de alimentación y su concentración en el agua de la caldera. El flujo de la purga ( $\beta$ ) es un porcentaje del flujo del agua de alimentación, de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{\text{Flujo de la purga}}{\text{Flujo del agua del alim}} \approx \frac{\text{Conductividad del agua del alim}}{\text{Conductividad de la purga}}$$

$$m_p = \left( \frac{\beta}{1 - \beta} \right) \times m_{\text{vapor}}$$

donde  $m_p$  es la tasa de flujo de la purga.

La pérdida del contenido de energía térmica de la purga de la caldera ( $Q_{p\text{-caldera}}$ ) y las pérdidas de la purga ( $L_p$ ) se miden de la siguiente manera:

$$Q_{p\text{-caldera}} = m_p \times (h_p - h_{\text{agua de reposición}})$$

$$L_p = \left( \frac{Q_{p\text{-caldera}}}{m_{\text{combustible}} \times PCS} \right) \times 100$$

en donde  $h_p$  y  $h_{p\text{-agua de alimentación}}$  son las entalpías de las corrientes de la purga y del agua de alimentación, respectivamente. Sin embargo, dado que la cantidad de agua contenida en la purga es compensada por el agua de reposición, la cual se encuentra a una temperatura menor a la de alimentación, un cálculo más preciso para L<sub>p</sub>-caldera es considerar la entalpía del agua de reposición: h-agua de reposición.

**Ejemplo.** Para el análisis del sistema de purga de la caldera previa se deben calcular las pérdidas de energía de la purga para el sistema en su conjunto y el costo de energía — calculado según el costo de la energía proveniente del combustible— asociado con la purga de la caldera. Se debe suponer que el agua de reposición del sistema de vapor está a 20 °C.

El contenido de energía térmica de la purga de la caldera para todo el sistema y las pérdidas de la purga se calculan de la siguiente manera:

PCS gas natural = 54 220 kJ/kg (40 144 kJ/m<sup>3</sup>st)

Suministro de combustible = 1693 m<sup>3</sup><sub>st</sub>/h (28 m<sup>3</sup>/min)

Costo del combustible = \$ 800,0/m<sup>3</sup><sub>st</sub>

Conductividad de la purga = 2000 μmhos/cm

Conductividad del agua de alimentación = 100 μmhos/cm

Temperatura del agua de reposición = 20 °C

La tasa de flujo de la masa de la purga se calcula a partir de esta información de la siguiente manera:

$$\beta \approx \frac{\text{Conductividad del agua del alim}}{\text{Conductividad de la purga}} = \frac{100}{2000} = 0,05$$

$$m_p = \left( \frac{0,05}{1 - 0,05} \right) \times 20\,000 = 1052 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 0,29 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$Q_{P,\text{system}} = m_p(h_p - h_{\text{agua de reposición}}) = 0,29 \cdot (971,8 - 83,9) = 259 \text{ kW}$$

La entalpía utilizada para las condiciones de entrada a la caldera es la del agua de reposición (83,9 kJ/Kg).

$$L_{p,\text{system}} = \left( \frac{Q_{p,\text{system}}}{m_{\text{combustible}} \times \text{PCS}} \right) \times 100 = \left( \frac{259}{\frac{1.693}{3.600} \times 40\,144} \right) \times 100 = 1,37\%$$

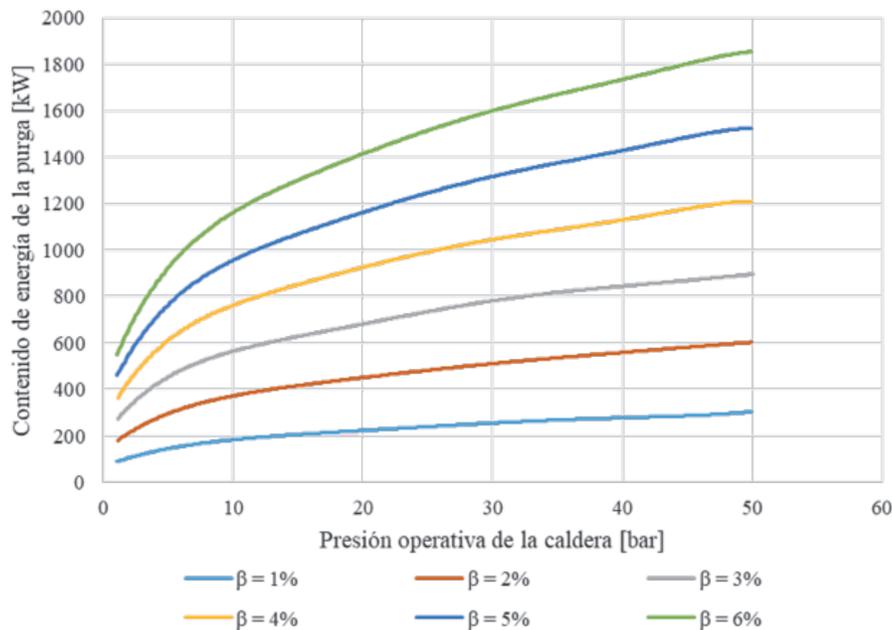
Para averiguar el impacto de la purga sobre el sistema se puede calcular el costo equivalente de la energía proveniente del combustible, de la siguiente manera:

$$K_{p,sistema} = m_{combustible} \times k_{combustible} \times \lambda_{p-sistema}$$

$$K_{p,sistema} = 1693 \times 800 \times 0,0137 = \$18\ 555/h$$

$$K_{p,sistema} = 18\ 555 \times 8760 = \$162\ 541\ 800/año$$

En la Figura 15 se presenta un gráfico con información cuantitativa sobre el contenido de energía térmica de la purga de la caldera, para calderas que operan a diferentes presiones y con diferentes tasas de purga. Este gráfico usa una tasa genérica de producción de vapor de 100 Tph. El usuario puede utilizar la Figura 15 para obtener una rápida estimación del contenido de energía de la purga de la caldera o puede usar cálculos más detallados, como los mostrados anteriormente.



**Figura 15. Contenido de energía en la purga para una generación de vapor de 100 Tph y agua de alimentación a 20 °C. Guía ONUDI.**

### 5.4.1 Cálculo de la eficiencia útil o global de las calderas: método directo

La eficiencia de la caldera (o eficiencia de la generación de vapor) se define como la relación entre el calor absorbido por el agua de alimentación usada para generar vapor a (determinada condición de presión y temperatura) y la entrada de energía proveniente del combustible. En consecuencia, queda definida por la siguiente ecuación:

$$\eta_u = \frac{P_u}{P_T} = \frac{m_{vapor} \times (h_{vapor} - h_{agua\ de\ alimentación})}{m_{combustible} \times PCS} \times 100$$

donde  $m_{vapor}$  es el flujo másico de vapor generado en toneladas/hora o kilogramos/horas,  $m_{combustible}$  es el flujo másico o volumétrico de combustible consumido en sus unidades respectivas,  $h_{vapor}$  y  $h_{agua\ de\ alimentación}$  son la entalpía del vapor y del agua de alimentación respectivamente, a las condiciones de presión y temperatura, dependiendo del tipo y calidad del vapor que requiera generar, y PCS es el poder calorífico superior del combustible en unidades consistentes.

Esta ecuación se puede aplicar a una caldera determinada o a todo un conjunto de calderas para obtener una imagen instantánea o para un periodo de tiempo determinado (por día, mes, año, etc.) Esto es lo que se denomina **método directo** de cálculo de la eficiencia de una caldera [63]. La eficiencia de las calderas varía significativamente según el combustible que se use, el equipo y los controles instalados, el diseño de la caldera, la carga de funcionamiento, etc. Normalmente, es de esperar que la eficiencia de una caldera sea de ~ 70%-75% (para madera); de 80%-85% (para gas natural); y de 85%-90% (para petróleo y carbón). En la Figura 16 se observa una curva de eficiencia típica para calderas, basada en datos reales provenientes de una caldera de gas natural. Como puede observarse, en condiciones de carga parcial, menores del 40%, la eficiencia global comienza a disminuir significativamente.



Figura 16. Curva típica de la eficiencia de las calderas de natural. Guía ONUDI

### RECOMENDACIÓN

Hasta donde sea posible, y dependiendo del factor de simultaneidad de los procesos de calentamiento de su planta, evite operar la caldera a muy bajo porcentaje de carga. También aplica si se va diseñar e implementar un nuevo sistema de vapor.

La implementación del método directo exige disponer de medidores de consumos de combustible y de flujos de agua y vapor bien calibrados y precisos para disminuir la incertidumbre de la medición, como también para los instrumentos de medición y presión de los flujos. Si el combustible es gaseoso y va realizarse la estimación con el PCS volumétrico ( $\text{kJ}/\text{m}^3_{\text{st}} / \text{ft}^3_{\text{st}}$ ), deben precisarse los factores de corrección por temperatura y presión; para este último, se debe tener en cuenta la presión atmosférica del sitio donde está instalada la caldera, de lo contrario se pueden cometer errores significativos en la estimación. De otro lado, es conveniente consultar y aplicar hasta donde sea posible el procedimiento estandarizado reconocido internacionalmente para determinar la eficiencia global por el método directo, tales como el *ASME PTC 4-Fired Steam Generators* [63].

Ejemplo. Calcule la eficiencia de una caldera de gas natural que genera vapor a 20 Tph (constante - todo el año). Se midió una tasa de flujo de gas natural de  $1693 \text{ m}^3_{\text{st}}/\text{h}$  ( $28 \text{ m}^3_{\text{st}}/\text{min}$ ) y el costo del gas natural es de  $(\$800/\text{m}^3)$ . El PCS másico del gas natural es  $54 \text{ 220 kJ}/\text{kg}$  ( $40 \text{ 144 kJ}/\text{m}^3_{\text{st}}$ ). El vapor sobrecalentado se genera a 25 bares y  $375 \text{ }^\circ\text{C}$ , y el agua de alimentación que va de la caldera al desgasificador está a 30 bares y  $110 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Según los datos que se conocen:

$$m_{\text{vapor}} = 20 \text{ 000 kg}/\text{h}$$

$$h_{\text{vapor}} = 3181 \text{ kJ}/\text{kg} \text{ (de acuerdo con las tablas de vapor, para 25 bares y } 375 \text{ }^\circ\text{C)}$$

$$h_{\text{agua de alimentación}} = 463,5 \text{ kJ}/\text{kg} \text{ (de acuerdo con las tablas de vapor para líquido subenfriado a 30 bares y } 110 \text{ }^\circ\text{C)}$$

$$m_{\text{combustible}} = 1693 \text{ m}^3_{\text{st}}/\text{h}$$

$$PCS_{\text{combustible}} = 40 \text{ 144 kJ}/\text{m}^3_{\text{st}}$$

Se puede calcular la eficiencia de la caldera de la siguiente manera:

$$\eta_{\text{caldera}} = \frac{m_{\text{vapor}}(h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua de alimentación}})}{m_{\text{combustible}} \times PCS} \times 100$$

$$\eta_{\text{caldera}} = \frac{20 \text{ 000}(3181 - 463,5)}{1693 \times 40 \text{ 144}} \times 100$$

$$\eta_{\text{caldera}} = 80,0\%$$

## 5.5 Acciones de mejora de la eficiencia de la caldera

El área de generación de vapor ofrece varias oportunidades de optimización, como por ejemplo: minimizar el aire en exceso y garantizar combustión completa, instalar equipo de recuperación de calor, limpiar las superficies de transferencia de calor de la caldera, mejorar el tratamiento del agua, instalar un controlador automático de la purga de la caldera, recuperar energía de la purga de la caldera, agregar un refractario a la caldera (o repararlo), minimizar la cantidad de calderas en funcionamiento, investigar el cambio de combustible y optimizar el funcionamiento del desgasificador.

### 5.5.1 Reducción del aire en exceso y garantía de combustión completa

El exceso de aire o factor de aireación representado en valores mayores a los recomendados para cada tipo de combustible, incrementa las pérdidas de calor sensible en los humos húmedos, por lo que el control periódico o en línea de la relación aire/combustible contribuye a incrementar la eficiencia energética de la caldera. Si hay una combustión completa y las variaciones de la temperatura de los humos húmedos no son significativas, se estima que por cada 15% de reducción del aire en exceso, se incrementa en 1% la eficiencia. El control periódico se logra cuando se realice un diagnóstico de combustión en la caldera, para lo cual es necesario conocer la composición química del combustible empleado y con un analizador de gas, medir el porcentaje de O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> en los humos secos. En aquellas circunstancias en que se prevén variaciones en la composición química del combustible usado, como puede ser con el gas natural en algunas regiones de Colombia, y variaciones importantes en la curva de demanda de vapor, es recomendable usar una medición en línea que cense la composición de humos secos en la chimenea para controlar automáticamente el exceso de aire en un valor óptimo que, como se mencionó en la sección 3.3.5 *Relación aire/combustible (A/C) en una caldera* para el gas natural debe oscilar entre un 5% y un 20%, para el fuel oil entre 20% y 30% y para el carbón entre un 40% y 50%.

En la Tabla 25 se presentan las eficiencias de combustión con base en el PCS para una caldera que utiliza gas natural de la Guajira y que puede operar con diferentes excesos de aire, en la que después de un diagnóstico de combustión se verifica que esta es completa; la estimación se realiza con el *software* CombuGas.

**Tabla 25. Eficiencia de combustión en una combustión completa con exceso de aire. Gas natural Guajira.**

Factor de aireación (n)	O <sub>2</sub> (%)	Exceso de aire (%)	Eficiencia de combustión con base al PCS				
			*(Th - Ta) °C				
			100	150	200	260	320
1,09	2	9,4	86,68	84,69	82,66	80,19	77,68
1,15	3	14,9	86,52	84,43	82,31	79,72	77,08
1,21	4	21,1	86,34	84,15	81,92	79,19	76,42
1,28	5	28	86,15	83,83	81,48	78,6	75,67
1,36	6	35,91	85,92	83,47	80,98	78,44	74,83
1,45	7	44,8	85,87	83,06	80,41	77,71	73,87
1,55	8	55,2	85,38	82,59	79,76	76,29	72,76
1,67	9	67,3	85,03	82,04	78,99	75,26	71,45
1,82	10	81,5	84,63	81,39	78,09	74,05	69,93

\*Diferencia entre la temperatura de los humos húmedos y la temperatura del aire a la entrada a la caldera.

Como se examinó en el Capítulo 3, no siempre que se tenga exceso de aire la combustión es completa; puede haber combustión incompleta con exceso de aire. Por lo anterior, es necesario disponer de analizadores de gases que lean simultáneamente alguna de las siguientes parejas de gases:  $O_2/CO_2$ ,  $CO/CO_2$  y  $O_2/CO$  en los diagnósticos de combustión y/o control en línea de la relación aire/combustible, para que con la ubicación en el diagrama de combustión del combustible, si es un gas o un líquido, tener certeza del tipo de combustión que está ocurriendo en la caldera. En la Tabla 26 y utilizando el software CombuGas, se reportan las eficiencias de combustión para dos factores de aireación y diferentes lecturas de  $O_2/CO_2$ . Como puede observarse, las eficiencias de combustión son menores con respecto a los valores reportados de la eficiencia de combustión de la Tabla 25, debido al efecto de la combustión incompleta y a la formación de monóxido de carbono e hidrógeno, y no únicamente a la pérdida de calor sensible en los humos húmedos.

**Tabla 26. Eficiencia de combustión en condiciones de una combustión incompleta y con factor de aireación  $n = 1,2$ . Gas natural Guajira.**

O <sub>2</sub> (%)	CO <sub>2</sub> (%)	CO (%)	H <sub>2</sub> (%)	n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>	Eficiencia de combustión con base al poder calorífico superior				
						(Th - Tc) °C				
						100	150	200	260	320
3,9	9,554	0	0	1	0,205	86,37	84,18	81,96	79,25	76,49
5	8	1,404	1,027	0,924	0,274	78,20	76,00	73,77	71,04	68,26
6,5	6,2	2,897	3,602	0,83	0,366	68,15	65,93	63,67	60,91	58,10
7,9	4,749	3,955	5,23	0,745	0,458	59,26	57,00	54,69	51,88	49,02
8,3	4,3	4,323	7,191	0,714	0,483	56,01	53,75	51,45	48,64	45,77
10	2,62	5,646	7,686	0,578	0,617	42,11	39,80	37,45	34,59	31,67
10,9	1,82	6,294	8,498	0,497	0,698	33,99	31,65	29,28	26,37	23,42

### RECOMENDACIÓN

Realizar diagnósticos de combustión periódicos o en línea para controlar el exceso de aire a valores óptimos, dependiendo del combustible usado y conocer el tipo de combustión que ocurre en la caldera.

### RECOMENDACIÓN

Realizar el diagnóstico de combustión con un analizador de gas que registre dos parejas de gases en los humos húmedos ( $O_2/CO_2$ ,  $CO/CO_2$  y  $O_2/CO$ ) y un sensor de temperatura para estimar, mediante cálculos o software, la eficiencia de la combustión con base en el PCS.

### RECOMENDACIÓN

Corregir el exceso de aire a un valor óptimo de acuerdo con el combustible usado y ajustar la combustión para evitar que ocurra combustión incompleta, la cual se manifiesta por la presencia de monóxido de carbono en humos secos. Estas correcciones y ajustes deben realizarse con el análisis de los humos húmedos mediante el uso de un analizador de gases calibrado.

### RECOMENDACIÓN

En algunos casos, puede justificarse el cambio del quemador por uno más moderno y eficiente que garantice mezclado óptimo y uniforme entre el combustible y el aire, para evitar que ocurra combustión incompleta, control en línea el exceso de aire y garantía de condiciones óptimas de operación a cargas parciales (exceso de aire constante y combustión completa). Para eso, debe analizarse en detalle el estado de toda la caldera como un sistema. Hay ocasiones en las que el grado de obsolescencia de la caldera o las incompatibilidades técnicas de acople entre el nuevo quemador y la caldera no hacen viable esta opción.

## 5.5.2 Limpieza de las superficies de transferencia de calor

Con el tiempo, las superficies de transferencia de calor se van cubriendo de incrustaciones. Las incrustaciones en las superficies de transferencia de calor hacen que la resistencia a la transferencia de calor aumente, lo que provoca que las temperaturas en el tubo de escape de la chimenea también aumenten. Como se ha visto en las secciones anteriores, esto hace que la eficiencia de la caldera disminuya, ya que hay una significativa cantidad de energía en los gases de combustión que salen por la chimenea. Se estima que la pérdida de energía en calderas pirotubulares puede llegar a ser hasta del 5% de la energía aportada por el combustible y depende del espesor de las incrustaciones que se formen. Así por ejemplo, para un espesor de 1/16, la pérdida en condiciones de baja presión del vapor es del 3,9% y en alta presión es de 6,2% [67]. Por lo tanto, es necesario adoptar procedimientos de mantenimiento predictivo y preventivo para limpiar periódicamente las superficies de transferencia de calor de la caldera; el seguimiento de la tendencia de la temperatura es una fuente de información muy valiosa para el rendimiento efectivo del sistema de soplado de hollín. La situación descrita es más frecuente en calderas pirotubulares cuando se usan combustibles líquidos pesados, o sólidos (carbón, madera, licor negro, etc.), se acumulan incrustaciones de cenizas y de hollín en las tuberías de la caldera.

La formación de incrustaciones en las tuberías de agua se controla a través de la química del agua de la caldera y depende de la presión, la calidad del agua de alimentación y la tasa de purga de la caldera. Las incrustaciones de las tuberías de agua consisten en "sarro" en sus superficies, lo que provoca que la resistencia de transferencia de calor aumente.

### 5.5.3 Instalación de equipos para recuperación de calor

Debido a que los gases de combustión que salen de las calderas aún tienen disponibilidad energética representada en calor sensible  $L_s$  y el calor latente de vaporización  $LH_2O$ , es posible incrementar la eficiencia energética de la caldera mediante la recuperación del calor, para lo cual las siguientes acciones pueden ser implementadas:

- **Economizadores de agua de alimentación.** Es un intercambiador de calor en los que gases de combustión, antes de salir por la chimenea, transfieren calor al agua de alimentación de la caldera, aumentando así su temperatura y, en consecuencia, se incrementa la eficiencia energética. La temperatura de los gases de combustión a la salida de la chimenea es superior a la temperatura del vapor generado entre 38 °C y 66 °C, por lo que es posible recuperar parte del calor sensible contenido en estos para precalentar el agua de alimentación de la caldera. Debe tenerse en cuenta que la temperatura de los gases de combustión debe disminuirse a una temperatura mayor que la temperatura de rocío del combustible. Para el caso del gas natural, la temperatura de rocío es 57 °C para un factor de aireación  $n = 1$  y en consecuencia una temperatura límite segura para evitar condensación y corrosión en la chimenea, es de 120 °C para gas natural, 150 °C para carbón y 178 °C para combustibles líquidos con bajo contenido de azufre [68].

Se ha reportado que la recuperación del calor sensible para precalentar el agua de alimentación a la caldera puede representar un ahorro de combustible del 5% al 10%, en calderas con potencia útil mayor de 100 BHP y presiones mayores a 75 psig, operando con alto factor de carga y de utilización al año, tienen gran viabilidad técnica y económica para instalar economizadores [69].

- **Precalentadores de aire.** Los gases de combustión a la salida de la chimenea aún tienen una temperatura superior a la temperatura de rocío del combustible y, en consecuencia, es posible recuperar una fracción importante del calor sensible ( $L_s$ ) entre un 70% y un 90%, dependiendo de la tecnología de recuperación de calor, para precalentar el aire de combustión. Se estima que, cuando se utiliza gas natural, calentar el aire de combustión con respecto a la temperatura ambiente en 4,4 °C incrementa la eficiencia de combustión en la caldera en 1%. Los recuperadores de calor son intercambiadores aire/gas de combustión, en los que al pasar los gases de combustión se enfrían a una temperatura mayor a la de rocío del combustible usado para precalentar el aire de combustión; para su selección e implementación debe tenerse en cuenta el tipo de combustible, el estado de la caldera y el análisis del efecto de caídas de presión de los gases de combustión sobre la cámara de combustión de la caldera.
- **Economizadores de condensación.** Debido a la posibilidad de recuperar el calor latente de vaporización del agua en los productos de la combustión, el cual puede representar un 10%, 5% y 3% del PCS del gas natural, combustibles líquidos y carbón respectivamente, es posible recuperar esta cantidad de energía cuando los

productos de combustión se enfrían hasta la temperatura de rocío, se condensan y transfieren calor al agua de reposición de la caldera o de un proceso industrial determinado. En estas condiciones es posible recuperar simultáneamente el calor sensible, dado el enfriamiento de los humos húmedos hasta la temperatura de rocío y el calor de condensación; en consecuencia, se incrementa significativamente la eficiencia de combustión con base en el PCS. Es conveniente aclarar que el factor de aireación o el exceso de aire también va a afectar la eficiencia de combustión, en este caso debido a su incidencia sobre la disminución de la temperatura de rocío; además la pérdida de calor sensible la aumenta.

Los economizadores de condensación son de dos tipos: de contacto indirecto y de contacto directo. El de contacto indirecto es un intercambiador de calor en el que el fluido intratubular es el agua de reposición, la cual es posible calentar hasta 60 °C y los gases de combustión son el fluido externo, resultando la condensación del agua y lográndose reducir el porcentaje de humedad hasta en un 85%. En el de contacto directo, el agua que se va a calentar se atomiza y entra en contacto directo con los gases de combustión, produciéndose la condensación del vapor de agua; como consecuencia, el agua puede calentarse hasta 90 °C y la remoción de humedad de los gases de combustión es del 35% [70].

### **5.5.4 Tratamiento de aguas para disminuir purgas**

Por lo general, la calidad de agua de alimentación depende, sobre todo, del agua de reposición. El agua más limpia de todo el sistema de vapor es, normalmente, el condensado. Hay que acondicionar el agua de reposición antes de que ingrese al sistema. Si el sistema de tratamiento del agua de reposición mejora, aumentará la calidad del agua.

Para que la caldera funcione siempre de manera confiable, se debe tratar adecuadamente el agua de reposición de la caldera de acuerdo con los requisitos de la química del agua. La gestión de la purga depende de dos factores: la presión operativa de la caldera y el tratamiento del agua. Si se puede garantizar que el agua de reposición tiene la mayor calidad posible, se necesitará menos purga. La reducción de la cantidad de purga produce una reducción de la pérdida de energía térmica en la corriente de purga. Sin embargo, es posible que para mejorar el tratamiento del agua se tengan que enfrentar costos significativos, debido a que se necesita una infraestructura adicional, o a que se deban adquirir activos financieros, como un sistema de desmineralización o un sistema de ósmosis inversa. La mayoría de los sistemas de calderas industriales tienen un Químico especializado en agua (o un contratista) responsable de mantener la química del agua de la caldera. Lo mejor es trabajar con ellos para estar seguros de cuál es la calidad óptima del tratamiento del agua que el sitio necesita. Una de las mejoras más comunes relativas a la calidad del tratamiento del agua, consiste en usar desmineralización o acondicionamiento por ósmosis inversa, en vez de ablandadores de ciclo de sodio.

### 5.5.4.1 Recuperar la energía de las purgas

Prácticamente toda la energía que la caldera pierde en la purga puede recuperarse usando una combinación de las dos metodologías:

- **Recuperación del vapor evaporado súbitamente:** Primero, se evapora súbitamente la corriente de purga de alta presión en una vasija de presión (tanque de evaporación súbita) que opera a baja presión (por lo general, un poco menor que la presión del desgasificador). Una parte de los líquidos de la purga se evapora súbitamente, transformándose en vapor de baja presión. Este vapor evaporado súbitamente es limpio y puede alimentar el cabezal de vapor de baja presión o suministrar vapor al desgasificador o al sistema de calefacción de agua de alimentación. El líquido que queda en la vasija de evaporación súbita está a temperatura de saturación ( $> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) y se puede utilizar para precalentar el agua de reposición del intercambiador de calor del agua de reposición. El agua de la purga abandona luego el sistema a una temperatura muy cercana a la de la temperatura del agua de reposición (o ambiente). Prácticamente, las pérdidas de la purga se pueden eliminar con este equipo simple y confiable. La Figura 17 presenta un esquema del sistema de recuperación de la energía de la purga.

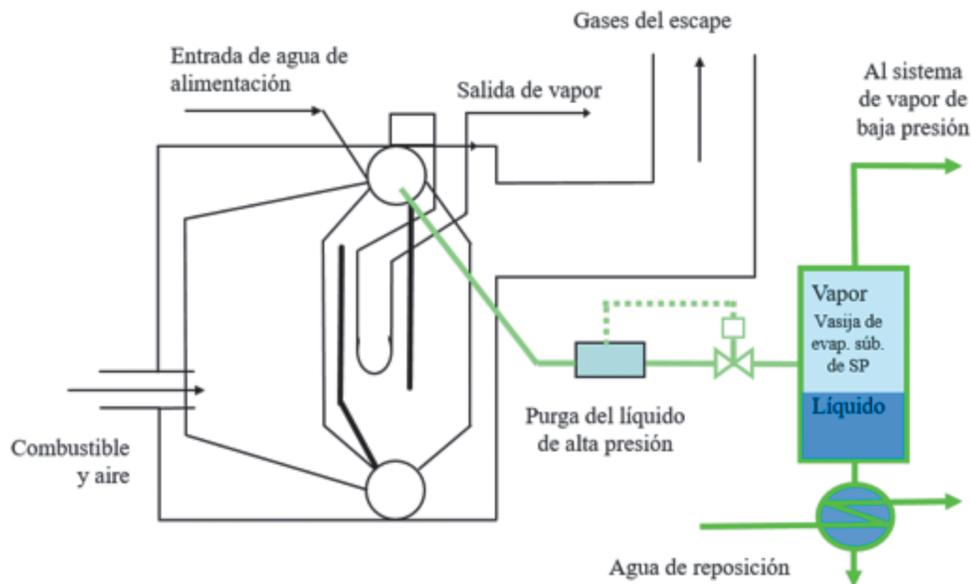


Figura 17. Recuperación de la energía de la purga. Guía ONUDI.

- **Precalentamiento del agua de reposición utilizando un intercambiador de calor:** El intercambiador de calor que se use en estos casos tiene que ser fácil de limpiar, porque la corriente de la purga puede dejar incrustaciones en sus superficies. Hay dos tipos de intercambiadores de calor apropiados para cumplir esta función: el intercambiador de calor de carcasa y tubos con purga, y el intercambiador de placa y armazón.

Se estima que para calderas en las que la cantidad de agua de purga es mayor del 5% de la masa de vapor generado, se torna técnica y económicamente atractivo incorporar sistema de recuperación para calentar el agua reposición [71].

- **Adición o reparación de aislamiento:** El aislamiento y el material refractario de las calderas contribuyen a la seguridad del personal de la planta y reducen las pérdidas de la carcasa por radiación o convección. Es posible que haya que reparar las superficies externas periódicamente, debido a las condiciones ambientales o al daño que pudiera surgir durante la operación. Además, hay que inspeccionar el material refractario durante las inspecciones anuales, para verificar que no tenga fallas, grietas ni roturas. Es posible que los materiales calientes tengan ciclos térmicos o que estén expuestos directamente, lo que puede producir desperfectos en el material refractario. Esta oportunidad se enmarca en las mejores prácticas de mantenimiento predictivo y preventivo para que los sistemas de vapor funcionen de forma confiable. Es importante que el personal de la planta emplee cámaras térmicas de infrarrojo para buscar los puntos activos (temperaturas > 70 °C), para luego comparar esas imágenes a lo largo del tiempo con el fin de ver si hay que hacer reparaciones.

## 5.6 Eficiencia energética en calderas que utilizan carbón

A partir del estudio de potencial de ahorro de energía en subsectores manufactureros colombianos códigos CIU 10-18, desarrollado por la Red Incombustión a solicitud de la UPME, en el que se realizaron visitas técnicas a 46 empresas de diferentes sectores industriales, y se analizaron 74 calderas, se puede concluir que el bajo rendimiento energético detectado se debe principalmente a factores de operación como inadecuados excesos de aire, altas temperaturas de gases en chimenea, inquemados, entre otros. Estos factores también se han detectado en otros países, cuyo consumo de carbón es alto en calderas, como es el caso de China [72] en el que encontraron bajas eficiencias del orden del 60% en 18 400 calderas de parrilla y alimentación tipo stoker, con capacidad comprendida entre 0,1 y 35 Ton/h de generación de vapor.

Las principales soluciones que propone J. Fang en China [72], para incrementar la eficiencia de las calderas en 10 puntos porcentuales, es decir pasar desde una eficiencia del 60% al 70%, se basan en:

- Dotar las calderas con un sistema de alimentación adecuado que surta los carbones a la parrilla de acuerdo con el tamaño, de tal manera que las partículas grandes queden en el fondo, las medianas en la mitad y las pequeñas en la parte superior de la capa de carbón. Con esto se logra que las partículas pequeñas se mantengan en el lecho mientras se están quemando, dando tiempo para que las más grandes se vayan consumiendo gradualmente y así evitar inquemados.
- Reducir la dispersión de finos (partículas inferiores a 3 mm), para evitar los inquemados y lograr una adecuada combustión de partículas en la parrilla.

- Dotar las calderas con la adecuada instrumentación para monitoreo y optimización de la generación de vapor, control del exceso de aire e indicar problemas de mantenimiento.
- Reciclar partículas grandes recolectadas para que terminen la reacción.
- Implementar un sistema de producción de briquetas para lograr aprovechar los finos que no pueden ser combustionados en las parrillas.

Entre las soluciones implementadas para el aumento de la eficiencia y la reducción de emisiones de contaminantes se encuentran: automatización y control de la alimentación de combustible, aire y extracción de cenizas; análisis del contenido de carbono en las cenizas; *jets* de aire secundario con mejoras en la forma de las cámaras de combustión para promover mezcla de aire con gases combustibles y consumo de finos; retorno de partículas calientes; alimentación de briquetas de carbón; uso de camas segregadas de partículas en lechos fijos; tamaño de partículas entre 5 y 35 mm; optimización de ventiladores, ductos y distribuidores de aire; instalación de ciclones y filtros; uso de carbones con bajos contenidos de cenizas y azufre; implementación de software para diseño. En la Tabla 27 se resumen las mejoras implementadas.

**Tabla 27. Mejora en calderas inferiores a menos de 1000 BHP**

<b>Mejora</b>	<b>Capacidad instalada</b>	<b>Incremento de eficiencia</b>
Automatización y control	Todo el intervalo	5%
Análisis de contenido de carbono en las cenizas	Todo el intervalo	5%
<i>Jets</i> de aire secundario y cámaras de combustión arqueadas	>1 Ton-carbón/h	2% - 4%
Retorno de partículas calientes	>6 Ton-carbón/h	3%
Alimentación de briquetas de carbón	Todo el intervalo	5% - 10%
Camas segregadas de partículas	Todo el intervalo (lecho fijo)	7% - 10%
Tamaño de partículas de alimento 5 mm - 35 mm	Todo el intervalo	5% - 10%

## 5.7 Optimización en la distribución de vapor

La optimización del sistema de distribución de vapor de una planta industrial puede centrarse en distintas áreas. Estas áreas son fundamentales a nivel de la gestión de la energía y, en general, una vez que se hayan identificado las oportunidades de ahorro, será posible generar ahorros considerables. También son esenciales para que el sistema de vapor funcione siempre de manera eficiente y confiable.

El área de distribución de vapor ofrece varias oportunidades de optimización, como por ejemplo: reparar las fugas de vapor, minimizar el venteo de vapor, asegurarse de que las tuberías de vapor, válvulas, empalmes y vasijas estén bien aislados, aislar el vapor de las líneas fuera de uso, minimizar los flujos que pasan por las estaciones de alivio de presión, reducir la caída de presión en los cabezales y drenar el condensado de los cabezales de presión.

### 5.7.1 Reparación de fugas

El vapor es un suministro costoso. Si el sistema lo pierde a través de fugas, las pérdidas económicas pueden ser significativas. Puede haber fugas de vapor en cualquier parte, pero los lugares más comunes son: bridas y uniones de juntas, empalmes de tuberías, válvulas, trampas de vapor y fallas en las tuberías.

Las fugas de vapor a causa de fallas en las tuberías pueden ser una gran fuente de pérdida de vapor en una planta industrial. Pero, sobre todo, suelen representar además un "problema de seguridad", especialmente si están en las cercanías de áreas frecuentadas por el personal de la planta. Por el contrario, las fugas de vapor en lugares remotos, como en bastidores de tuberías, suelen pasar desapercibidas sin que nadie las arregle nunca.

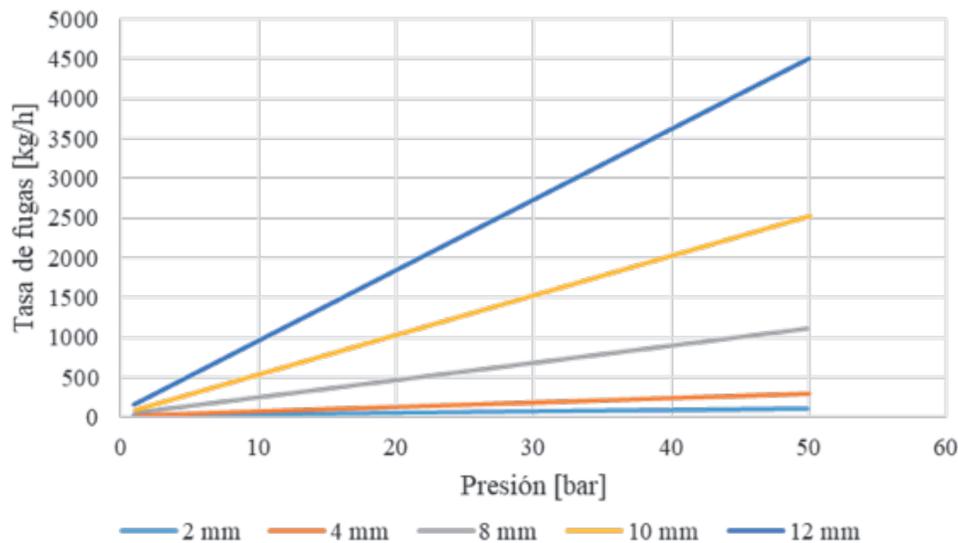
Las trampas de vapor también son responsables de una gran parte de las fugas en las plantas industriales, lo cual será analizado en la sección 3.2.4 - *Recuperación de condensados*. Por lo general, los escapes en las trampas de vapor son más difíciles de detectar que los de las tuberías, sobre todo en los sistemas cerrados de condensado.

Si queremos que el sistema de vapor funcione eficientemente, necesitamos un programa de mantenimiento continuo, basado en la detección y eliminación de las fugas de vapor. La mayoría de las veces se cuestionan estos programas de mantenimiento de las plantas industriales, debido a la relación entre costo y eficiencia, y a su impacto general sobre las operaciones de la planta. Sin embargo, se ha observado en todos los casos que los programas de gestión de las fugas de vapor pueden ser muy beneficiosos, tanto a nivel económico como para asegurar el funcionamiento confiable de la planta industrial.

Normalmente, resulta difícil medir la magnitud de las fugas de vapor, a menos que se siga el procedimiento adecuado. De todos modos, lo que se necesita para planificar la estrategia de reparación es el orden de magnitud de las fugas de vapor. Se desarrollaron varios métodos teóricos y empíricos para obtener una estimación aproximada de las pérdidas de vapor. Algunos de estos métodos son: Modelo SSMT del Departamento de

Energía de los Estados Unidos, medición de la altura de la pluma, ecuación del flujo obstruido de Napier, mediciones de los tubos de Pitot sobre el terreno, técnicas ultrasónicas siguiendo los protocolos de los fabricantes y metodologías de balance termodinámico de masa y de energía.

La Figura 18 muestra el flujo de fuga de vapor saturado aproximado a través de un orificio de bordes nítidos en función de la presión operativa y del tamaño del orificio.



**Figura 18. Tasa de fuga de vapor a través de un orificio. Guía ONUDI.**

La Figura 18 se desarrolló a partir de la ecuación de flujo obstruido de Napier. Esta ecuación es la siguiente:

$$m_{vapor} = 0,695 \cdot A_{orificio} \cdot P_{vapor}$$

donde  $m_{vapor}$  es la tasa de flujo de la fuga de vapor en (in kg/h),  $A_{orificio}$  es la superficie del orificio por donde se fuga el vapor (en mm<sup>2</sup>) y  $P_{vapor}$  es la presión del cabezal (en bares absolutos). Es de señalar que esta relación solo es válida para las condiciones de flujo obstruido en las que la presión de salida es menor que 0,51 por la presión del cabezal.

Con el tiempo, van apareciendo fugas de vapor, por lo tanto es importante tener en cuenta que no sirve de nada reparar las fugas una vez y olvidarse del tema. Este enfoque no es el adecuado para optimizar el sistema de distribución. La solución consiste en poner en práctica un programa continuo de gestión de las fugas de vapor que monitoree el sistema continuamente y que repare las fugas periódicamente.

## 5.7.2 Aislamiento del circuito de vapor

El aislamiento es otra área que se debe mantener continuamente y que habría que controlar periódicamente en todas las plantas industriales. Es importante tener en cuenta

que, aunque abordamos el tema del aislamiento aquí en el área de "distribución de vapor", la calidad del mismo tiene impacto sobre todas las áreas de vapor. La razón principal por la que lo examinamos en el "área de distribución" es porque aquí es donde produce el impacto mayor.

El aislamiento de los sistemas de vapor es extremadamente importante por las siguientes razones: seguridad del personal de la planta, reducción de las pérdidas de energía al mínimo, mantenimiento de las condiciones del vapor de acuerdo con los requisitos del uso final, protección del equipo, tuberías, etc. de las condiciones del ambiente, preservación de la integridad del sistema en su conjunto.

Hay varias razones por las que el aislamiento se estropea o falta, por ejemplo: aislamiento faltante debido a actividades de mantenimiento, aislamiento faltante o dañado debido a mal uso, desgaste normal y ruptura del aislamiento debido a condiciones ambiente, válvulas y otros componentes sin aislamiento porque no se especificó el aislamiento en el diseño.

Las áreas donde suele encontrarse aislamiento faltante o dañado son: los cabezales de distribución de vapor, las válvulas, los visores de inspección, el equipo de los usos finales, los tanques y vasijas de almacenamiento, las líneas de retorno de condensado.

Una determinación de primer orden de la cantidad de energía y de ahorros de costos que se pierden por tener áreas sin aislamiento (o con aislamientos malos) en nuestro sistema de vapor nos dará la base para determinar lo que necesitamos para llevar a cabo nuestro proyecto de aislamiento. Los principales factores que afectan la cantidad de energía que se pierde por tener áreas sin aislamiento o mal aisladas son: la temperatura de los fluidos de los procesos, la temperatura ambiente, las superficies expuestas al ambiente, la velocidad del viento, las horas de funcionamiento, la conductividad térmica del material de las tuberías (o de los equipos), la resistencia a la transferencia de calor de los materiales del aislamiento (si la hubiera).

No obstante, es necesario realizar un análisis para determinar los ahorros de energía, costos y el espesor adecuado del aislamiento desde una perspectiva económica. Existen muchas herramientas empíricas y computarizadas que nos pueden ayudar a evaluar un proyecto de aislamiento. Uno de estos instrumentos es el *software* de evaluación de aislamiento 3EPlus® desarrollado por la *North American Insulation Manufacturers Association* (NAIMA) [55].

El programa 3EPlus® *Insulation Thickness* es una herramienta de gestión de energía industrial que simplifica la tarea de determinar los ahorros energéticos y de costos, y el espesor adecuado del aislamiento, desde una perspectiva económica. Establecer el espesor adecuado del aislamiento para el sistema, desde una perspectiva económica, significa determinar qué cantidad de aislamiento tiene el costo de vida útil más bajo.

El 3EPlus® viene con los datos de las propiedades térmicas de ~ 30 materiales aislantes. Además, tiene los datos de varios materiales y cubiertas distintas (con diferente emisividad), de modo que el usuario puede usar menús desplegados para seleccionar los

materiales específicos de sus aplicaciones. También permite modelar distintas geometrías y aplicaciones.

### **RECOMENDACIÓN**

Asegurarse de que las tuberías, válvulas, empalmes y vasijas de vapor estén bien aisladas.

### **5.7.3 Cerrar y aislar el vapor de las líneas fuera de uso**

A medida que los procesos industriales van cambiando, cambia la demanda y, a veces, deja de necesitarse vapor para un proceso, una instalación o una unidad de climatización. Sin embargo, las líneas de vapor no desaparecen y siguen teniendo vapor vivo hasta la primera válvula de cierre del uso final. También hay ocasiones en las que se clausura un equipo de modo que no se volverá a usar nunca más y, sin embargo, las líneas de vapor que llegan al mismo siguen conectadas a los cabezales de vapor vivo y están calientes. Este tipo de circunstancias se dan repetidas veces en las plantas industriales y siempre brindan oportunidades de ahorros de energía y costos significativos, que la optimización de sistemas de vapor debería aprovechar a través de un análisis sistemático de la distribución, en interacción con los procesos de los usos finales.

- Desde el punto de vista de los ahorros de energía y de costos, el hecho de aislar el vapor de las líneas fuera de uso brinda las siguientes ventajas: elimina las pérdidas por transferencia de calor, elimina las fugas de vapor, elimina la formación de condensado en los cabezales (que podría provocar golpes de ariete) y reduce los requerimientos de mantenimiento de los componentes del sistema de vapor de la sección en cuestión.

Además, es posible que la calidad del vapor tenga un impacto sobre otros procesos posteriores y que influya sobre la producción de manera que se necesite más vapor, con el consiguiente aumento de los costos de las operaciones.

Todas las metodologías descritas pueden usarse para determinar los ahorros de energía y de costos que provendrían del hecho de aislar las líneas fuera de uso, de modo que no las repitiremos aquí.

## **5.8 Optimización en el uso (uso racional del vapor)**

Los usos finales del vapor son muy variados e incluso un mismo proceso básico presenta distintas formas de una industria a la otra. Como consecuencia, es imposible abarcar los usos finales de vapor en una Guía de capacitación como esta. No obstante, los usos finales de vapor son el principal motivo por el que hay vapor en una planta industrial y no podemos ignorarlos. Hay que estudiar y comprender cada uno de los usos finales mediante un proceso de debida diligencia, ya que la optimización del vapor en los mismos puede generar beneficios significativos desde el punto de vista de los ahorros de

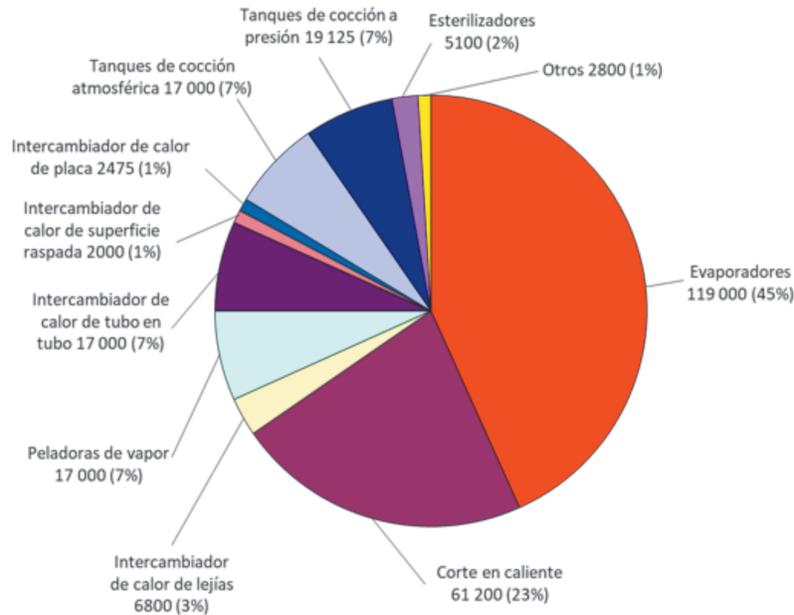
combustible y de costos, y del de la producción, mejorando el rendimiento. El personal de las plantas industriales que trabaja en sistemas de vapor tiene que recibir la capacitación necesaria para comprender cómo se usa el vapor en su empresa. De esta manera, podrá optimizar el sistema según las especificidades de funcionamiento de su planta.

En las plantas industriales, la demanda de vapor se presenta bajo distintas formas. En general, el vapor es una fuente de calor para los procesos. La mayoría de los procesos industriales requieren una tasa de flujo de masa de vapor determinada, que corresponde a una carga térmica de calor o régimen de calor (kW). Sin embargo, hay algunos procesos industriales que requieren un flujo de masa (régimen de vapor) y un flujo de volumen de vapor. En general, se trata de dispositivos que necesitan que el vapor tenga una velocidad determinada para que los usos finales de la planta industrial puedan cumplir su función. Tenga en cuenta que las turbinas de vapor no se consideran como usos finales de vapor, por lo que no forman parte de esta sección. Abordaremos el tema aparte, en la sección 5.11 **Optimización en la cogeneración de energía térmica y eléctrica**. A continuación, mencionamos algunos de los componentes de los usos finales del vapor. La lista no es exhaustiva y solo sirve como una guía general.

Los usos finales de vapor diseñados específicamente según el flujo de masa de vapor (carga de vapor) son: intercambiadores de calor, secadoras, evaporadores, recalentadores, reformadores, enfriadores por absorción, humidificadores y bobinas de climatización para precalentar o recalentar.

Los usos finales de vapor diseñados específicamente según el flujo de masa de vapor (carga de vapor) son: eyectores o eductores a chorro de vapor, columnas de separación, torres de destilación y termocompresores.

Es muy importante saber cuánto vapor utiliza cada uno de los usos finales de la planta industrial y cuál es su nivel de temperatura correspondiente, sin importar qué análisis de optimización de sistemas de vapor se esté haciendo. Esta información puede hacerse a nivel de todo el sistema de vapor en su conjunto, como se muestra en la Figura 19, o a nivel de cada uno de los cabezales de presión individuales o de cada área individual de la planta industrial. La mayoría de las veces, es difícil hacer un gráfico circular de la distribución de los usos de vapor como este, porque no todos los usos finales tienen medidores y caudalímetros individuales. Se recomienda que el personal de la planta comprenda las operaciones y que, valiéndose de la información sobre el diseño, le dé a los usos finales el vapor (y la carga de calor) que necesitan de acuerdo con las condiciones de carga de cada proceso. Esta metodología ayuda muchísimo a desarrollar una visión general de los usos finales de vapor y a identificar los usos finales principales en los que hay que se debe centrar la atención cuando se realiza la optimización del sistema de vapor industrial. Los ejemplos de esta sección nos dan una idea sobre cómo determinar los flujos de vapor en los procesos, usando los principios fundamentales de los balances de masa y de energía.



**Figura 19. Gráfico circular típico de un uso final de vapor perteneciente a la industria de la alimentación y de las bebidas. Guía ONUDI.**  
(Los números representan el vapor utilizado en kg/h)

Como se mencionó anteriormente, es muy difícil abarcar todos los usos finales, que son específicos para cada proceso y planta industrial. Por lo tanto, aquí se describen los métodos generales para entender los usos finales del vapor y sus oportunidades de optimización. Además, se abarca la cuantificación de los beneficios de la optimización de las oportunidades de los usos finales de vapor. No hay duda alguna de que la integración de los procesos contribuye a la optimización del sistema de energía de la planta en su conjunto y que las ventajas derivadas de este hecho tienen un amplio alcance. Pero hay que tener muchísimo cuidado y hacer un proceso de debida diligencia antes de implementar estas oportunidades porque, si se aplican incorrectamente, pueden llegar a impactar negativamente sobre los parámetros de los procesos. Desafortunadamente, esto sucede muy a menudo en las plantas industriales, lo que daña la reputación de tecnologías que son muy buenas y que han sido probadas, pero que se usaron incorrectamente en una aplicación en concreto.

En la configuración clásica, la principal estrategia de optimización de los procesos de los usos finales consiste en eliminar o reducir la cantidad de vapor que usa el proceso. Esto implica mejorar la eficiencia del proceso, eliminando así los usos inapropiados del vapor, lo cual puede generar que la caldera trabaje a carga parcial y operar con exceso de aire innecesario y reducirse la eficiencia, si no se tienen quemadores modulares que mantengan la eficiencia constante a carga parcial, la disminución de la eficiencia a carga parcial ocurrirá.

Luego, la estrategia de optimización trata de usar el vapor a la mínima presión posible, lo que permite generar energía eléctrica al mismo tiempo que se reduce la presión. Por último, la estrategia de optimización tiene el objetivo de derivar la demanda de vapor total o parcialmente hacia a una fuente de calor residual. Otra configuración alternativa para este último paso sería tratar de mejorar el vapor de baja presión (o residual) para que sirva para alimentar las demandas de los procesos que han estado usando vapor a una presión mucho mayor.

## 5.9 Optimización en la recuperación del vapor condensado

La optimización de la recuperación de condensado y de sus periféricos asociados en las plantas industriales puede centrarse en distintas áreas. Estas áreas son fundamentales para la gestión de la energía y, en general, una vez que hayamos identificado las oportunidades de ahorro, podremos economizar una cantidad considerable. Estas áreas son esenciales también para que el sistema de vapor funcione siempre de manera eficiente y confiable.

El área de distribución de vapor ofrece varias oportunidades de optimización, como por ejemplo: implementación de un programa efectivo de gestión y mantenimiento de las trampas de vapor, recuperación de la mayor cantidad posible de condensado disponible, recuperación del condensado cuando su energía térmica es lo mayor posible y evaporación súbita del condensado de alta presión para obtener vapor a baja presión.

### 5.9.1 Uso de trampas de vapor

Las trampas de vapor son un elemento fundamental, si se quiere que el sistema de vapor funcione en forma confiable. Con mucha frecuencia se dejan de lado, porque los equipos de mantenimiento de las plantas no tienen ni los recursos ni los conocimientos especializados y técnicos necesarios para abordar el tema de las trampas de vapor y su funcionamiento. Las trampas de vapor cumplen varias funciones operativas vitales para el sistema de vapor. Las más importantes son: durante el arranque permiten el escape del aire y de grandes cantidades de condensado y durante el funcionamiento normal permiten que el condensado recogido pase al sistema de retorno de condensado, minimizando (o eliminando) la pérdida de vapor.

Existen distintos tipos de trampas de vapor y, por lo tanto, los ingenieros de diseño y los equipos de operación y de mantenimiento deben comprender bien sus funciones y sus principios de funcionamiento. Todas las plantas con vapor industrial deberían tener un programa efectivo de gestión de trampas de vapor. Aunque una falla en una trampa de vapor no siempre provoca en sí misma una pérdida de energía, siempre acarrea problemas en el funcionamiento del sistema y en su fiabilidad. Las causas más comunes de las fallas en las trampas de vapor de las plantas industriales son los residuos del sistema, el dimensionamiento inadecuado y las aplicaciones incorrectas. Hay varios tipos de condensadores de vapor, con distintos tipos de variaciones y combinaciones.

La única forma de cuantificar los beneficios potenciales de un programa de gestión de las trampas de vapor es hacer una evaluación detallada de las trampas de vapor de la planta industrial. De todos modos, la historia y la estadística nos revelan que las trampas de vapor suelen fallar y que si no se cambian o se reparan, provocan pérdidas significativas de energía y causan problemas en la producción, afectando la confiabilidad del sistema.

La herramienta SSMT del Departamento de Energía de los Estados Unidos permite estimar aproximadamente, pero con mucha precisión, los ahorros energéticos y de costos potenciales de la implementación de un programa efectivo de gestión y mantenimiento de las trampas de vapor. La herramienta se basa en la tasa histórica de fallas de las trampas, en la cantidad de trampas de la planta y en la última vez que se evaluaron, con sus consiguientes reparaciones y/o cambios.

### **5.9.2 Recuperación de la mayor cantidad posible de condensado**

El condensado se produce después de que el vapor transfiere su energía térmica y se condensa en forma de agua. El condensado sigue teniendo una cantidad significativa de energía térmica, se estima que representa más del 10% de la energía contenida en el vapor generado a determinada condición de presión y temperatura [73]. Cada unidad de condensado recuperado significa que se necesita una unidad menos de agua de reposición, se estima que se puede reducir en un 35% cuando se retorne entre un 14% y un 20% adicional de condensado [73]. Por lo tanto, el retorno adicional de condensado reduce la energía que necesita el desgasificador, reduce el agua de reposición, reduce los productos químicos para tratamiento del agua, reduce el agua que va de los desagües y es posible que reduzca la purga.

El desgasificador es un dispositivo mecánico que remueve los gases disueltos en el agua de alimentación de la caldera, protege al sistema de vapor del efecto de los gases corrosivos, para ello se reduce la concentración de  $O_2$  y  $CO_2$  disueltos, disminuye los niveles de corrosión, 5 ppb (partes por billón) de  $O_2$  disuelto o menos para prevenir la corrosión a presiones mayores de 200 psig, 43 ppb pueden ser aceptados a bajas presiones [74].

La optimización de la recuperación de condensado empieza evaluando cuánto condensado estamos recuperando realmente. El retorno de condensado debería evaluarse en cada uno de los niveles de cabezales. En las plantas industriales grandes, con un sistema de distribución extenso y muchos usos finales de vapor, la recuperación de condensado depende de los siguientes factores: los niveles de contaminación, el costo del equipo de recuperación, el costo de las tuberías de condensado.

Actualmente, existen tecnologías comerciales que vigilan los niveles de contaminación del condensado en tiempo real, las cuales se han implementado con éxito en plantas industriales que recuperan condensado de todas las fuentes posibles, incluso de las áreas que pueden tener condensado contaminado. La funcionalidad de estas tecnologías se basa en la vigilancia del nivel de un contaminante determinado o de la

conductividad del condensado. Cuando los niveles se superan, se abre una válvula de descarga, eliminando el condensado y cerrando simultáneamente el retorno a la planta de calderas. Es necesario evaluar cada situación en sí y para cada aplicación. A veces es posible que, en función de los costos, no convenga recuperar una pequeña cantidad de condensado, asumiendo el riesgo de contaminar el sistema de agua de alimentación de la caldera.

El costo del equipo y de las tuberías de recuperación depende de la ubicación física del uso final con respecto a la planta de calderas y de la distancia que tiene que recorrer el condensado para llegar a la planta de calderas. Además, el diseño debe tener en cuenta si se va a bombear el condensado o si se usará presión de vapor y una estación de bombeo.

Los depósitos de condensado pueden usarse como puntos de recolección locales y así reducir los costos del proyecto de hacer llegar el condensado a cada uso final individual bombeándolo. Además, los depósitos de condensado y los tanques de evaporación súbita reducen la cantidad de vapor que entra a las tuberías de retorno de condensado, mitigando las restricciones de flujo en las tuberías de retorno, y ayudan a eliminar los golpes de ariete de los sistemas de retorno de condensado.

La cantidad de condensado recuperable se puede obtener de varias maneras, por ejemplo: tasa de flujo de vapor, tamaño de las trampas de vapor, balance de masa y energía de intercambiador de calor del uso final de proceso, condiciones de diseño, método de cubeta y cronómetro (para usar con muchísimo cuidado).

**Ejemplo.** Un uso final de una planta de procesos usa vapor para calentar la línea de alimentación. Actualmente se desecha el condensado en el alcantarillado. El método de la cubeta y el cronómetro indica que la tasa de flujo del condensado es de 50 litros/minuto. Estime los ahorros de energía y de costos que podrían generarse si se recupera el condensado y se lo hace retornar a la planta de calderas de ese uso final. Actualmente, el condensado recuperado en otros lugares de la planta retorna a la caldera a 70 °C.

Si se agrega un sistema de recuperación de condensado, se necesitará un depósito de condensado con venteo al ambiente para colectarlo todo. Luego se lo bombeará a la planta de calderas como se muestra en la Figura 20. Suponga que la temperatura del retorno de condensado a la caldera también es de 70 °C, al igual que el resto del condensado que se hace retornar.

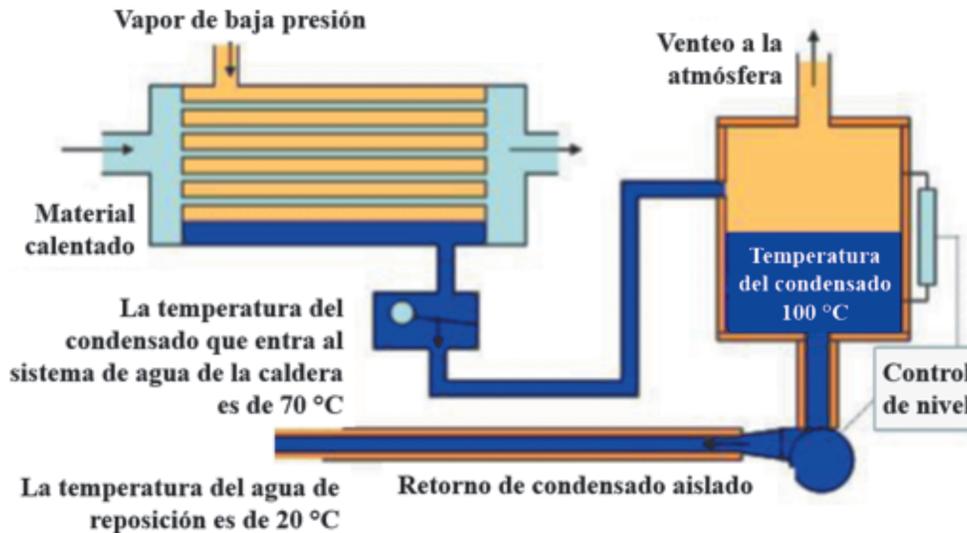


Figura 20. Sistemas de retorno de condensado. Guía ONUDI.

El flujo de masa de condensado que se hace retornar se calcula de la siguiente manera:

$$m_{condensados} = V_{condensados} \cdot \rho_{condensados}$$

donde  $V_{condensados}$  es la tasa de flujo de volumen y  $\rho_{condensados}$  es la densidad del condensado a la temperatura de saturación.

$$m_{condensados} = \frac{50}{60} \cdot \frac{977,8}{1000} = 0,81 \frac{kg}{s}$$

La cantidad de energía térmica del condensado en relación con su equivalente de agua de reposición se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{condensados} = m_{condensados} \cdot (h_{condensados} - h_{agua\ de\ reposición})$$

donde  $h_{condensados}$  es la entalpía del condensado (293,1 Btu/lb) a 70 °C y  $h_{agua\ de\ reposición}$  es la entalpía del agua de reposición (83,9 Btu/lb) a 20 °C, que obtenemos de las tablas de vapor.

$$Q_{condensados} = m_{condensados} \cdot (h_{condensados} - h_{agua\ de\ reposición})$$

$$Q_{condensados} = 0,81 \cdot (293,1 - 83,9) = 169,5 \text{ kW}$$

En los sistemas de vapor industrial, el vapor del desgasificador calienta el agua de reposición. Esto implica que al calcular el ahorro de combustible se debe tener en cuenta la ineficiencia de la caldera. Por lo tanto, los ahorros de combustible y de costos generados por el retorno de condensado desde el punto de vista del sistema se calculan de la siguiente manera:

$$Q_{sistema} = \frac{Q_{condensados}}{\eta_{caldera}} = \frac{169,5}{0,80} \approx 212 \text{ kW}$$

$$\sigma_{condensados} = \frac{Q_{sistema} \cdot k_{combustible} \cdot T}{HHV_{combustible}} = \frac{212 \cdot 1,0 \cdot 3.600 \cdot 8.760}{40\ 144} \approx \frac{\$166\ 500}{año}$$

Estos cálculos del retorno de condensado nos dan una medida precisa de las oportunidades de optimización. Sin embargo, el retorno de condensado tiene un impacto sobre todo el sistema, por lo que en general se recomienda usar un modelo detallado del sistema de vapor con el fin de evaluar las consecuencias reales del retorno de condensado. El costo del agua (incluyendo su tratamiento) puede representar un gran porcentaje de los ahorros de costos, por lo tanto no hay que olvidarlo.

### 5.9.3 Recuperación del condensado cuando su energía térmica es lo mayor posible

Del tema anterior se desprende que mientras más alta sea la temperatura del retorno de condensado, el desgasificador tendrá que calentarlo menos. Esto se traduce directamente en ahorros de costos de vapor y de energía. Se puede evaluar esta oportunidad de optimización de manera similar a la de la oportunidad anterior. Pero la recuperación y el retorno de condensado a altas temperaturas requieren un proceso significativo de debida diligencia. Si se lo omite, podrían surgir problemas operacionales. El problema más grande que podría aparecer es que podría haber evaporación súbita en las líneas de retorno de condensado. Este problema puede ser mayor todavía en los sistemas en cascada, en los que se mezcla condensado proveniente de distintos lugares y con distintas temperaturas.

La estrategia de optimización de sistemas de vapor pondera el costo adicional del retorno de condensado a altas temperaturas en comparación con el uso de un depósito de condensado o de un tanque de evaporación súbita (con venteo al ambiente) para sacar el exceso de energía térmica. Dependiendo de la cantidad de condensado, esta energía térmica puede llegar a ser significativa, por lo que habría que hacer el esfuerzo de capturar ese condensado y hacerlo retornar a la planta de caldera sin que pierda su energía térmica.

### 5.9.4 Uso de condensado a alta presión

Evaporación súbita del condensado de alta presión para obtener vapor de baja presión. En las plantas industriales que usan vapor a diferentes niveles de presión, esta oportunidad de optimización puede tener un impacto significativo sobre los costos y la energía necesarios para operar la planta. Como ya se mencionó anteriormente, el condensado contiene una gran cantidad de energía térmica. Si la presión del condensado es alta, se puede recuperar y hacerlo evaporar súbitamente, produciendo vapor a baja presión. Dependiendo de la ubicación y de la distancia a los cabezales o los usos finales, este vapor a baja presión sirve para compensar directamente el vapor "vivo" producido en la caldera para los cabezales de baja presión.

Esta oportunidad de optimización necesita, sin duda, que se use un modelo termodinámico del sistema de vapor para evaluar su impacto económico real, como por ejemplo, la herramienta SSMT del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

## 5.10 Optimización del sistema de vapor

Como ya se ha descrito en la sección 3.2, un sistema de vapor está constituido por la caldera, las redes de distribución del vapor, las válvulas reguladoras de presión para ajustar la temperatura del vapor a la temperatura del proceso de uso final, los equipos de uso final y el circuito de retorno del condensado. En cada uno de estos componentes ocurren transformaciones energéticas a las que se asocian inevitablemente pérdidas de energía, por lo que la eficiencia y optimización de un sistema de vapor no solo depende de la eficiencia de la caldera, sino también de la eficiencia de los otros componentes. La eficiencia global del sistema de vapor queda definida por la siguiente expresión:

$$n_{gsv} = n_g n_{sd} n_{uf}$$

$n_{gsv}$ : Eficiencia global del sistema de vapor

$n_g$ : Eficiencia global de la caldera

$n_{sd}$ : Eficiencia del sistema de distribución

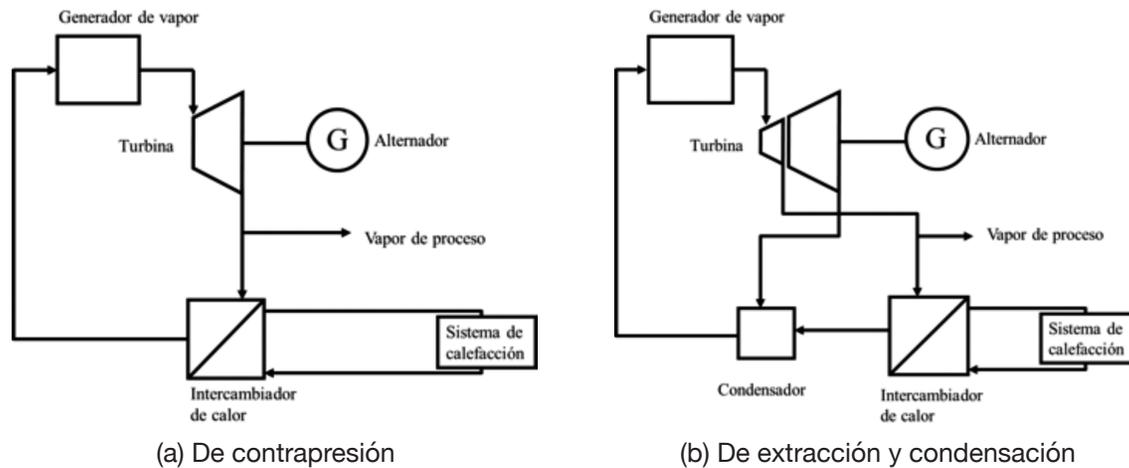
$n_{uf}$ : Eficiencia del proceso de uso final

Como puede observarse, la eficiencia del sistema de vapor no solo depende de la eficiencia global de la caldera, sino también de la eficiencia de los otros componentes, situación que se vuelve más crítica en condiciones de carga parcial. Por lo anterior, las estrategias de optimización deben ser integrales. La eficiencia global promedio de un sistema de vapor a plena carga y operando con gas natural está comprendida entre un 50% y un 60%, pero en carga parcial pueden llegar a ser del orden del 30% [13, 75].

## 5.11 Optimización en la cogeneración de energía térmica y eléctrica

La cogeneración es la producción simultánea de electricidad y calor a partir una misma fuente primaria de energía (combustible) y una máquina térmica (turbina de gas, turbina de vapor, motor de gas natural y motor diésel), con ello se garantiza alta eficiencia energética al recuperarse la energía térmica residual del fluido de trabajo (gases de combustión, vapor y fluidos orgánicos) que se ha expandido en la máquina térmica para generar electricidad. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la define como proceso de producción combinada de energía eléctrica y térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva destinada a consumo propio o de terceros y destinado a procesos industriales y comerciales [76, 77].

Si la máquina térmica es una turbina de vapor, para lo cual se requiere de la generación de vapor en una caldera, el calor disponible en la corriente de vapor después de la expansión se utiliza como fuente de energía térmica en diferentes procesos de calentamiento industrial. En la Figura 21 se observa la configuración esquemática de los sistemas de cogeneración con turbina de vapor: contrapresión y de extracción y de extracción y condensación.



**Figura 21. Representación esquemática de sistemas de cogeneración con turbina de vapor.**

La turbina de contrapresión es la que mayor aplicación tiene en sistemas de cogeneración industrial, en estas el vapor a alta presión y temperatura se expande hasta cierto valor de presión y temperatura para salir como fluido portador de energía térmica, con el fin de satisfacer requerimientos en procesos industriales. En este tipo de turbinas no se alcanza a transformar toda la energía contenida en el vapor en energía mecánica o potencia eléctrica. En el sistema de cogeneración con turbina de extracción y condensación, una fracción del vapor se expande hasta una presión intermedia y sale como portadora de energía térmica para los procesos de calentamiento industrial; el resto se expande hasta la presión de condensación del vapor. Los principales parámetros técnicos para el diseño, especificación y optimización de un sistema de cogeneración son los siguientes [76, 77]:

- Eficiencia de utilización del combustible:  $N_f = \frac{P_e + Q_p}{P_t} : 75 < N_f < 85$
- Relación entre la energía recuperada y la energía eléctrica generada:  $R = \frac{Q_p}{P_e}$
- Eficiencia de generación de electricidad:  $N_e = \frac{P_e}{P_t}$
- Rendimiento eléctrico equivalente:  $REE = \frac{EE}{ET - CU} \text{ o } REE = \frac{P_e}{P_t - \frac{Q_p}{\eta_{refCU}}}$
- Tasa de ahorro de combustible:  $N_{af} = \frac{P_{tfl} - P_t}{P_{tfl}}$

donde:

$P_e$ : Potencia eléctrica generada por el sistema de cogeneración

$EE$ : Energía eléctrica generada por el sistema de cogeneración

$Q_p$ : Energía térmica por unidad de tiempo recuperada para los procesos de calentamiento industrial

$CU$ : Energía térmica generada por el sistema de cogeneración o recuperada para los procesos de calentamiento

$P_t$ : Potencia térmica que entra al sistema, definida por la cantidad de combustible y su respectivo PCS

$ET$ : Energía térmica que entra con el combustible al sistema de cogeneración

$P_{tp}$ : Energía térmica en la unidad de tiempo consumida por el proceso industrial, cuando no se ha implementado el sistema de cogeneración, si se mantiene constante la demanda de energía del proceso industrial después de implementar el sistema de cogeneración, entonces  $P_{tp} = Q_p$

$P_{tf}$ : Energía térmica en la unidad de tiempo requerida para la generación de  $P_{tp}$ , con una  $\eta_{rfecU}$

$N_c$ : Eficiencia de la caldera en el sistema convencional; existe en la planta para generar la energía térmica requerida en los procesos de calentamiento industrial.

En la Tabla 28 se presentan valores indicativos de los parámetros anteriormente descritos y otros también importantes en la especificación de un sistema de cogeneración, tales como: operación a carga parcial, disponibilidad, horas de mantenimiento, tiempo de puesta en marcha, intensidad de ruido, usos típicos de la energía térmica recuperada y densidad de potencia (potencia instalada / unidad de área superficial de la instalación física requerida). De especial atención para el propósito de esta Guía es la información relacionada con cogeneración para turbina de vapor.

**Tabla 28. Parámetros de diseño y funcionamiento de los sistemas CHP de acuerdo con el elemento motriz. PCS (poder calorífico superior) [78]**

Tecnología	Turbina de vapor	Motor de combustión	Turbina de gas	Micro-turbina	Celda de combustible
<b>Eficiencia eléctrica (PCS)</b>	15%-38%	22%-40%	22%-36%	18%-27%	30%-63%
<b>Eficiencia total promedio (PCS)</b>	80%	70%-80%	70%-75%	65%-75%	55%-80%
<b>Eficiencia eléctrica efectiva</b>	75%	70%-80%	50%-70%	50%-70%	55%-80%

Tecnología	Turbina de vapor	Motor de combustión	Turbina de gas	Micro-turbina	Celda de combustible
<b>Potencia eléctrica típica (MWe)</b>	0,5-250	0,01-5	0,5-250	0,03-0,25	0,005-2
<b>Relación energía térmica recuperada neta / electricidad generada</b>	10 - 3	6-0,5 1,5 a 2, para motores a gas	7- 1,5	2,7- 1,4	1- 0,5
<b>Operación a carga parcial</b>	Bien	Bien	Regular	Bien	Bien
<b>Disponibilidad</b>	Cerca de 100%	92%-97%	90%-98%	90%-98%	>95%
<b>Horas antes de mantenimiento</b>	>50 000	25 000-50 000	25 000-50 000	20 000-40 000	32 000-64 000
<b>Tiempo de puesta en marcha</b>	1 hora - 1 día	10 segundos	10 min-1hora	60 segundos	3 horas-2 días
<b>Presión del combustible (psig)</b>	N/A	1-45	100-500 (compresor)	50-80 (compresor)	0,5-45
<b>Combustibles</b>	Todos	Gas natural, biogás, propano, gas de relleno sanitario	Gas natural, biogás, propano, aceite	Gas natural, biogás, propano, aceite	Hidrógeno, gas natural, propano, metanol
<b>Intensidad de ruido</b>	Alto	Alto	Moderado	Moderado	Bajo
<b>Usos típicos de la energía térmica recuperada</b>	Vapor a baja y alta presión	Agua caliente y vapor a baja presión	Calentamiento, agua caliente, vapor a alta y baja presión	Calentamiento, agua caliente, vapor a baja presión	Agua caliente, vapor a alta y baja presión
<b>Densidad de potencia (kW/m<sup>2</sup>)</b>	>100	35-50	20-500	5-70	5-20

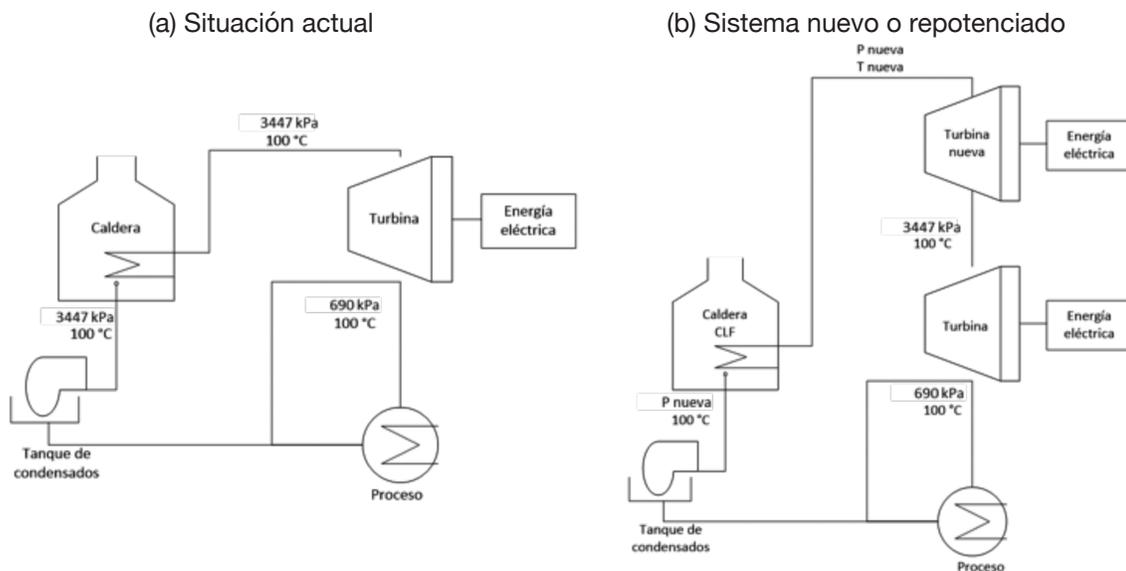
Del análisis de los parámetros descritos se puede concluir lo siguiente:

- La eficiencia energética global de un sistema de cogeneración en general y en particular con turbina de vapor, depende de la eficiencia eléctrica de la turbina de vapor, de la eficiencia energética de la caldera para la generación de vapor, de la eficiencia del circuito de vapor (vapor antes de la expansión, condiciones del suministro del vapor al proceso de calentamiento, condiciones de retorno del condensado y del agua de alimentación a la caldera) y de la eficiencia del proceso de calentamiento. En este tipo de sistemas de cogeneración se esperan eficiencias del 70% o más.
- Los factores estudiados acerca la eficiencia de combustión y global de una caldera, también aplican para las calderas usadas en cogeneración. Al respecto, la situación

se torna más crítica cuando las calderas son las convencionales para el uso de biomasa y carbón en sistemas de cogeneración, por lo que se recomienda, dependiendo de la escala de producción, examinar la posibilidad técnica y económica de utilizar calderas de mayor escala de modernidad tecnológica, como las de lecho fluidizado.

- La eficiencia de una turbina de vapor depende de la presión y temperatura del vapor a la entrada de la turbina, de la eficiencia de la expansión y la eficiencia mecánica. A mayor temperatura y presión, con mayor eficiencia de expansión y mecánica se aumenta la eficiencia de la turbina. Es importante tener claros estos parámetros ante los fabricantes, al momento de especificar, seleccionar y adquirir una turbina de vapor para un sistema de cogeneración.

Una tendencia observada en el diseño de nuevos sistemas o repotenciación de los existentes es trabajar con calderas modernas a la mayor presión y temperatura posibles en la generación de vapor para aumentar la eficiencia global del sistema de cogeneración; si existen turbinas en operación con menor rango de presión y temperatura, incorporar una nueva turbina que admita la alta presión y temperatura para realizar una primera expansión, generar una fracción adicional de potencia eléctrica y obtener unas condiciones de presión y temperatura adaptables a las turbinas ya existentes. En la Figura 22 se presenta esquemáticamente la situación descrita.



**Figura 22. Representación esquemática de la repotenciación de un sistema de cogeneración con presión y temperatura mayor en la generación de vapor.**

- En función del parámetro  $R = Q_p/P_e$  (demanda de energía térmica/ demanda de energía eléctrica) se determina la selección de la tecnología de cogeneración más apropiada. Para relaciones grandes entre 2 y 10, la tecnología con mejores prestaciones la representa la turbina de vapor con contrapresión.

- En relación con el rendimiento eléctrico equivalente (REE), en Colombia la CREG (Resolución 005 de 2010) ha definido para los cogeneradores nuevos, los valores reportados en la Tabla 29, para los existentes el valor mínimo será el menor valor entre el mínimo exigido para cogeneradores nuevos y el que se determine por medio de una auditoría y pruebas, como se establece en el artículo 6 de dicha Resolución.

**Tabla 29. Valores mínimos de REE anual [76, 77]**

<b>Combustible</b>	<b>REE [%]</b>
Gas natural	REE > 53,3%
Carbón	REE > 39,5%
Hidrocarburos, grados API < 30	REE > 30,0%
Hidrocarburos, grados API > 30	REE > 51,0%
Bagazo y otros residuos agrícolas de caña de azúcar	REE > 20,0%
Otros combustibles de origen agrícola	REE > 30,0%

Para la estimación del REE, de acuerdo con la CREG, debe tenerse en cuenta la definición anteriormente dada de este factor presentando la siguiente información [76, 77]:

- EE: Es la energía eléctrica total bruta del proceso, la cual debe ser expresada en unidades de kWh, donde es incluida tanto la energía eléctrica del proceso productivo del cogenerador, como los excedentes que son entregados a terceros.
- EP: Energía total entregada por el combustible, la cual debe ser expresada en kWh, además de ser calculada con base en el PCI.
- CU: Es el total de energía térmica obtenida del proceso de cogeneración destinada al consumo para el propio proceso o para terceros, además esta debe ser expresada en unidades de kWh.
- $\eta_{refCU}$ : Es la eficiencia de referencia para la producción de calor útil. Este es un valor fijo e igual a 0,9; además, este valor está definido por la CREG y no será modificado hasta que la misma lo determine.

Las consideraciones económicas globales relacionadas con la operación de un sistema de cogeneración de energía térmica y eléctrica dependen de los siguientes factores: costo del suministro eléctrico de mayor impacto o del marginal, costo del combustible de mayor efecto o del marginal, eficiencia de la caldera, eficiencia de la turbina de vapor, demanda térmica, y variación de la demanda térmica y eléctrica en función del tiempo.

Las preguntas principales que se deben responder, en general, cuando se optimizan las operaciones de un sistema de cogeneración son:

- ¿Cuál es el impacto económico real de la cogeneración?
- ¿En qué casos es viable que el sistema funcione o que esté apagado?
- ¿En qué casos es viable instalar el sistema?
- ¿Qué cambios habría que hacer en el sistema de vapor?
- ¿Qué cambios habría que hacer en el sistema de suministro eléctrico y en las interconexiones de la red eléctrica?

### RECOMENDACIÓN

Cada planta industrial debe analizar la cogeneración para su caso particular, y sin dejarse influenciar por reglas generales, y tener en cuenta el marco regulatorio vigente en Colombia.

## 5.12 Sistemas de calentamiento directo vs. sistemas de vapor centralizado

Los sistemas centralizados convencionales de generación y distribución de vapor mayormente usados para satisfacer las demandas térmicas en procesos industriales se caracterizan porque su eficiencia global depende de la eficiencia útil de la caldera ( $\eta_u$ ), de la eficiencia al punto global de consumo (pérdidas de energía en la red de distribución y en equipos de uso final:  $\eta_{ac}$ ) y de las pérdidas en el circuito de retorno del condensado ( $\eta_{cc}$ ), siendo entonces la eficiencia global:  $\eta_g = \eta_{cc} \times \eta_{dc} \times \eta_u$ , encontrándose que su valor promedio está comprendido entre 47% y 60% en condiciones de operación de plena carga y es menor en condiciones de carga parcial [79][80]. Como ya se analizó anteriormente y a manera de resumen, en la Tabla 30 se presenta la desagregación de las pérdidas de energía en condiciones normales de operación [79][80], en la que el lector debe tomar los órdenes de magnitud presentados como valores de referencia indicativos, ya que una precisión de estos valores requerirá de mediciones y análisis exhaustivo del sistema de vapor que se requiera caracterizar.

Tabla 30. Focalización de las pérdidas en un sistema centralizado de vapor [80]

Tipo de pérdida de energía	Desagregación de las pérdidas	Valor de pérdida (%)	Pérdida total (%)
Caldera	Humos húmedos	16,4	18,6
	Carcasa	0,5	
	Purga continua	1,5	
	Purga en el fondo	0,2	
Red de distribución	Aislamiento de tubería, cabezal y válvulas	**	-
	Fugas de vapor	***	

Tipo de pérdida de energía	Desagregación de las pérdidas	Valor de pérdida (%)	Pérdida total (%)
Proceso de uso final	Aislamiento de equipos	**	3,6
	Fuga de vapor	***	
	Fallas de trampas de vapor	3,6	
Red de condensados	Pérdidas de condensados	3,8	11,2
	Pérdidas de vapor a la atmósfera por venteo *	7,4	
	Aislamiento	**	
** Pérdidas por aislamiento	Red de distribución	6,4	6,4
	Proceso de uso final		
	Red de condensados		
*** Pérdidas por fuga de vapor	Red de distribución	7,5	7,5
	Red de condensados		
Total		47,3	47,3

\* Venteo en los tanques de condensados, vaporización instantánea de condensados, desaireador y válvulas automáticas de vapor.

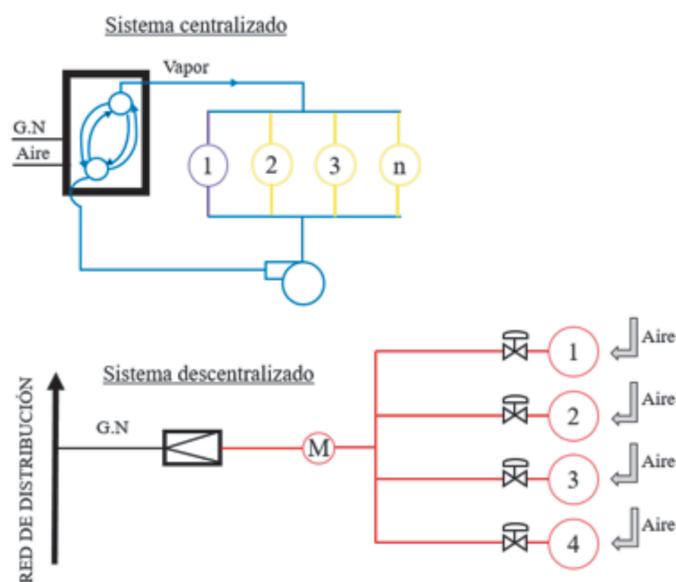
Como puede observarse de la Tabla 30, las mayores pérdidas de energía en un sistema de vapor están representadas en la caldera, luego le siguen las pérdidas totales por aislamiento y fugas de vapor que se presentan en las redes de distribución del vapor y en el circuito de condensado (venteos en los tanques de condensado y de vaporización instantánea, desaireador y válvulas automáticas), no menos importantes son las causadas por las pérdidas de condensado y por las fallas en las trampas de vapor. En relación con la focalización y desagregación de las pérdidas de energía en un sistema de vapor, en la literatura también se considera útil introducir el concepto “Eficiencia Térmica del Ciclo” (*ETC*) [80], el cual queda definido como:

$$E_T = E_U + L + E_C = \dot{m}_{comb} \times PCS$$

$$ETC = \frac{E_T - L}{E_T} = \frac{E_U + E_C}{E_T}$$

donde  $E_T$  es la energía que entra a la caldera aportada por el combustible para la generación de vapor,  $E_U$  es la energía útil aportada por el vapor al proceso de calentamiento,  $E_C$  es la energía térmica que queda contenida en el condensado que retorna a la caldera y  $L$  son las pérdidas totales en el circuito de vapor. Por ejemplo, si un sistema de vapor tiene una *ETC* del 53% es porque 47% de la energía consumida en la caldera o aportada por el combustible se pierde o no es utilizada. El condensado contiene aproximadamente el 16% de la energía contenida en el vapor generado en la caldera, por lo que si el condensado no se recupera las pérdidas de energía serán significativas, esto explica por qué es necesario, siempre que sea posible, recuperar en su totalidad el condensado.

En la Figura se muestran esquemáticamente la configuración y funcionamiento de un sistema centralizado de vapor con caldera y un sistema descentralizado de calentamiento directo, en los que ambos utilizan gas natural y deben satisfacer los mismos requerimientos de energía térmica en los procesos de uso final 1, 2, ,3, ... n.



**Figura 23. Configuración y funcionamiento de un sistema de vapor centralizado y descentralizado.**

La disponibilidad de redes de gas natural o G.L.P. en sectores industriales permite disponer de una fuente de energía en el punto de utilización, por lo que es posible la implementación de calentamiento directo, consistente en un sistema de combustión que libera el calor y lo transfiere directamente al objeto o sustancia que se va a calentar, reduciendo o eliminando transformaciones energéticas intermedias, y ofreciendo, en consecuencia, una eficiencia energética mayor a la de los sistemas centralizados de generación de vapor.

En los subsectores industriales correspondientes a los códigos CIU del 10 al 18, se encuentra que muchos procesos finales que utilizan el vapor son de baja temperatura (temperatura de procesos de calentamiento de menos de 100 °C), los cuales generalmente son del siguiente tipo:

- Calentamiento de líquidos industriales y producción de agua caliente para procesos, con temperaturas comprendidas entre 45 °C y 100 °C.
- Calentamiento de aire de secado industrial con temperaturas de procesos comprendidas entre 40 °C y 120 °C.

Estos procesos de calentamiento y otros pueden ser realizados mediante tecnologías de combustión y calentamiento directo como las que se presentan en la Tabla .

**Tabla 31. Tecnologías de combustión y calentamiento directo de alta eficiencia [79]**

<b>Tipo de tecnología</b>	<b>Características</b>	<b>Eficiencia de combustión con respecto al PCS</b>
Quemadores de combustión sumergida	Para calentamiento de líquidos a temperaturas menores a 65 °C con pH básico y tensión superficial baja	85% al 90% para 60 °C
Tubos sumergidos compactos	Para calentamiento de líquidos menores de 100 °C, cualquier pH y tensión superficial, con potencia menor de 150 kW	80% para una temperatura de procesos 80 °C
Intercambiadores sumergidos compactos	Para precalentamiento de líquidos industriales, de cualquier grado de pH, temperaturas menores de 65 °C y potencias mayores a 1000 kW	85% para temperaturas de procesos de 75 °C
Bombas de calor	Para calentamiento de líquidos industriales y para producción de aire caliente en procesos con temperaturas menores de 120 °C	92% para temperaturas de proceso de 80 °C
Calentadores de agua a alta temperatura	Para producción de agua caliente para procesos de más de 85 °C y para potencia de calentamiento elevada mayores de 1000 kW	90% un calentamiento de agua fría menor de 21 °C
Paneles y tubos radiantes con recuperación de calor	Para proceso de secado en los sectores textiles, papel y cuero	Entre 60% y 70%

Del análisis precedente se puede concluir que, siempre que sea posible técnicamente aplicar tecnologías de combustión de alta eficiencia o bombas de calor en calentamiento directo, con respecto a un sistema centralizado de vapor, se pueden obtener importantes ahorros de energía. Si se asume como línea base de manera conservadora una eficiencia global del 60% en un sistema centralizado de vapor y se compara con las tecnologías descritas, es posible evidenciar el ahorro de energía que se puede obtener cuando se utilicen tecnologías de calentamiento directo para satisfacer las demandas de energía térmica en los proceso de uso final, como se muestra en la Tabla .

**Tabla 32. Ahorro de energía con respecto a sistemas de vapor convencional por la aplicación de tecnologías de calentamiento directo**

<b>Tecnología</b>	<b>Ahorro de energía (%)</b>
Combustión sumergida	33,3
Tubos sumergidos compactos	25,0
Intercambiadores sumergidos compactos	29,4
Bombas de calor	34,8
Calentadores de agua a alta temperatura	33,3

## 5.13 Potenciales de ahorro

### 5.13.1 Potenciales de ahorro y opciones de eficiencia energética

En tanto los mayores potenciales de ahorro y opciones de eficiencia energética en sistemas de vapor se identifican en la caldera, a continuación, se presentan los resultados encontrados en lo que tiene que ver con el uso de vapor en los sectores manufactureros, códigos CIU 10- 18 (alimentos, bebidas, tabaco, confecciones, cueros, madera, impresiones, papel y textil) y, posteriormente, el desarrollo de dos propuestas de aumento de eficiencia energética en sistemas de vapor. Este estudio fue realizado por la Red de Investigación e Innovación de Combustión Avanzada de Uso Industrial - INCOMBUSTION para la UPME.

En las empresas pertenecientes a los códigos CIU 10 a 18, objeto del estudio del proyecto, el vapor se utiliza principalmente en los sectores de alimentos, bebidas, textiles y papel. Para el universo de 212 empresas analizadas, se encontró que 116 de estas tienen instalados por lo menos una caldera y un sistema de distribución de vapor para procesos de calentamiento a temperaturas menores de 130 °C y para uso directo en el producto.

Se encontró que el tipo de caldera más utilizado en la industria es la caldera pirotubular, con el 73,8% de la cantidad de calderas (161 calderas), seguido por las calderas acuotubulares con el 22% (48 calderas). Si se observa desde el punto de vista de la potencia instalada, las calderas acuotubulares son las que mayor capacidad instalada presentan, principalmente en los sectores de alimentos (subsector de producción de azúcar), papel y textiles, con una potencia media de 2400 BHP, 3000 BHP y 2700 BHP, respectivamente. Este tipo de calderas utiliza principalmente como combustible carbón mineral y biomasa (bagazo de caña, y residuos de palma de aceite).

En las calderas pirotubulares, el rango de potencia más frecuente está entre 200 BHP y 900 BHP, siendo 1000 BHP la potencia máxima encontrada para este tipo. Las calderas pirotubulares son utilizadas en todos los sectores industriales y el tipo de combustible más común es el gas natural, siendo los sectores de alimentos con 75 calderas, bebidas con 21 y papel con 13, las industrias que más utilizan este tipo de caldera. Lo anterior está de

acuerdo con lo hallado en el estudio de caracterización industrial de calderas en Estados Unidos del año 2005, en Perú en el 2000 y en Chile en el 2012 que muestra valores similares para los mismos tipos de industrias [81],[82] y [83].

Respecto al uso de combustible, el 56% de las calderas utiliza gas natural (123 calderas) como fuente de energía, seguido por el carbón mineral con el 22% (48 calderas), y la biomasa con el 9,6% (21 calderas). En menor proporción están los combustibles líquidos como el ACPM y el fuel oil, que son utilizados como combustibles de reserva ante un eventual fallo en el suministro del gas natural. De acuerdo con este estudio, en la región suroccidental del país es predominante el uso de carbón mineral y biomasa como combustible en calderas acuotubulares, debido a que en dicha región se encuentran las grandes industrias de producción de azúcar (CIIU 107) y papel (CIIU 170). En las grandes industrias de alimentos y bebidas, se está comenzando a utilizar, o se tiene como proyecto a mediano plazo, utilizar el biogás producido en las plantas de tratamiento de aguas residuales para la generación de vapor, aunque la capacidad de generación de vapor es menor a la producción neta de biogás en la planta.

En este estudio se encontró que las calderas tienen en promedio un tiempo de servicio de 23 años, aunque se encontraron casos de calderas que están en servicio desde 1948 y otros donde la caldera tenía menos de un año de operación. También se encontró que entre menor sea la potencia de la caldera, esta es relativamente más nueva, y para las calderas de mayor potencia y acuotubulares el tiempo de servicio es superior a los 23 años. El criterio de eficiencia energética de la caldera no es considerado para el cambio de la misma. Las empresas medianas y pequeñas tienden a adquirir las calderas de segunda mano, con más de 10 años de servicio. Las modificaciones y repotenciones que se realizan son, en su mayoría, para adaptarlas a un combustible en específico. Bien sea para cambiarlas de combustible líquido o sólido a gas natural, o para convertirlas de combustible líquido a sólido.

El análisis de combustión que se realizó en las calderas mostró que para el caso de las que operan a partir de gas natural, el exceso de aire es de 38% en promedio, pero se presentan casos en los cuales el exceso de aire es superior al 100%. Esto quiere decir que se encontraron empresas con valores por encima de 100% y empresas con exceso de solo 10%. Para el caso del carbón, la variación del exceso de aire es de  $\pm 100$  y se sitúa en promedio en 101%. Si bien en las empresas manifiestan realizar de manera periódica la calibración de la combustión de las calderas, lo anterior evidencia un potencial de ahorro de energía por ajuste del exceso de aire, que es aproximadamente un incremento del 1% en la eficiencia, por la reducción de 15% en el exceso del aire o reducción en 4,40 °C de la temperatura a la salida de la caldera de los gases de combustión [84].

En la medición de la eficiencia de combustión en las calderas, las pirotubulares de gas natural con base en el poder calorífico superior (10,5 kWh/m<sup>3</sup>), este valor se centra en 74,1%; para las calderas acuotubulares y de combustible sólido, la eficiencia de combustión fue del 65%. Es de notar que la mayoría de las calderas no tiene instalado un economizador para recuperar el calor. Al igual que ocurre con el exceso de aire, también se

evidencia un potencial de ahorro de energía mediante la recuperación de calor con sistemas economizadores.

En los sectores intervenidos en el estudio, las principales aplicaciones del vapor son:

- Cocción por serpentín y calentamiento directo
- Secado y deshidratación de productos
- Empaque de producto con plásticos termoencogibles
- Pasteurización
- Control de humedad
- Calentamiento de agua para lavado
- Vapor directo para el lavado
- Fijado de tintas y estampados
- Calentamiento de plancha para dar textura al cuero
- Secado
- Producción de resinas
- Formación, prensado y secado de papel
- Fuerza motriz en turbobombas
- Generación de electricidad

Con respecto a lo planteado anteriormente, la Red de Investigación e Innovación en Combustión Avanzada de Uso Industrial (INCOMBUSTION) desarrolló una guía de buenas prácticas y sus respectivos potenciales de ahorro, dentro de las cuales las principales medidas para ahorrar energía en la red de vapor, partiendo de un diseño correcto de los tramos de tubería de vapor y condensado, son [51]:

- Reparar fugas de vapor
- Reparar o cambiar purgadores de vapor
- Seleccionar e instalar correctamente purgadores de vapor
- Monitorear periódicamente los purgadores de vapor
- Aislar tuberías de vapor y condensado
- Recuperar los condensados
- Usar vapor a la presión de compromiso entre pérdidas térmicas en red y aportes energéticos en caldera
- Eliminar aire de los circuitos, ya que la presencia de un gas no condensable afecta el coeficiente de transferencia de calor en equipo que usa el vapor [85]
- Usar vapor *flash* en equipos de baja presión

Adicional a la guía de buenas prácticas, la Red INCOMBUSTION propone cuatro opciones para el incremento de la eficiencia energética en calderas piro-tubulares a gas natural y uno para sustitución de calderas acuotubulares superiores a 1000 BHP por tecnología en lecho fluidizado. Estas opciones fueron analizadas económicamente para

diferentes escenarios en los que se tenían en cuenta: las horas de operación al año, el factor de carga, la potencia y la eficiencia de combustión. En resumen, las opciones propuestas se presentan a continuación, teniendo en cuenta 74,1%, como línea base en la eficiencia de combustión para las calderas pirotubulares a gas natural, y 65% para calderas de carbón y biomasa:

- Incorporación de quemadores modernos con control de la relación aire/combustible, óptimo mezclado de aire y el gas, con alta modularidad.
- Incorporar sistemas para el monitoreo y control en línea de la relación aire /combustible o exceso de aire. Con esta medida se puede tener una reducción del consumo de combustible del 2,5% cuando el exceso de aire se reduzca del 50% al 15%, valor óptimo del control para el caso del gas natural, como también que se garantice buen mezclado entre el combustible y el aire para evitar la formación de monóxido de carbono como resultado de la combustión incompleta, lo cual es posible con la aplicación de quemadores modernos que incorporen estos mecanismos, con alta modularidad, es decir, condiciones eficientes de operación (mínimas variaciones de la relación aire/combustible y de la eficiencia de combustión). Ante variaciones de carga en la caldera, se estima que una modularidad de 10:1 a 12:1 y muy alta modularidad de 35:1 para combustibles gaseosos, pueden garantizar un ahorro de energía de aproximadamente 1% [86]. Además, los quemadores con alta modulación tienen otras ventajas, como reducción del número de arranques, disminución del desgaste del quemador, desgaste del refractario y reducción de requerimientos de purga de aire.

Al obtenerse como resultado de la combinación de las acciones descritas anteriormente, un incremento aproximado de la eficiencia de combustión de 2,5 a 6 puntos porcentuales, estimándose que con respecto a una línea base de eficiencia de 74% encontrada para calderas pirotubulares que usan gas natural en los sectores manufactureros colombianos códigos CIU 10-18, se puede obtener entre 3% y 7% de ahorro de combustible.

Se estima que una caldera pirotubular con área de transferencia de calor adecuada y tubos limpios, con quemadores que controlan el exceso de aire a un valor óptimo (15% - 3% O<sub>2</sub>), con temperatura de salida de los gases de combustión de la chimenea de 400 °F (204 °C), puede alcanzar una eficiencia de combustión del 80% con base en el poder calorífico superior, la cual es superior a la mayoría de las eficiencias de combustión de calderas pirotubulares medidas durante los diagnósticos energéticos realizados en los subsectores de los códigos CIU 10-18.

### **5.13.2 Instalación de recuperadores de calor sensible y latente**

En calderas pirotubulares que utilizan combustibles gaseosos en buen estado y condiciones óptimas de operación, la instalación de economizadores o economizadores con condensación, para precalentar el agua de alimentación a la caldera a partir de la recuperación de calor sensible de los gases de combustión, permite lograr eficiencias de

combustión entre 83% y 85% (economizador de una etapa) y entre 85% y 90% con economizadores de condensación, para un exceso óptimo de aire de 15%.

Con respecto a la eficiencia de combustión establecida en la línea base en el estudio mencionado para códigos CIU 10-18, la instalación de economizadores puede garantizar ahorro de combustible entre 11% y 13%, siempre que se tengan condiciones óptimas de combustión, como lo es una combustión completa y un exceso de aire no mayor del 15%.

### **5.13.3 Sustitución de calderas ineficientes, obsoletas y en mal estado por calderas de condensación**

Las calderas de condensación permiten la condensación del vapor de agua y con ello la recuperación del calor latente de vaporización, el cual representa para los combustibles gaseosos el 10% de la energía obtenida con base en el poder calorífico superior del combustible. Con el calor latente de vaporización y el calor sensible recuperado de los gases de combustión se precalienta el agua de alimentación a la caldera, lográndose eficiencias de combustión con base en el poder calorífico superior entre 90% y 95%, dependiendo de la temperatura de retorno del agua de alimentación a la caldera y bajo el supuesto de que la combustión es completa y con un exceso de aire óptimo.

Con respecto a la eficiencia de combustión establecida en la línea base, en la sustitución de calderas convencionales por calderas de condensación se pueden obtener eficiencias de combustión con base en el poder calorífico superior entre 90% y 94%, garantizándose un ahorro de combustible entre 18% y 20%, y garantizando también bajas emisiones de CO y NOx, y ahorro de agua de reposición al poderse utilizar el agua formada durante la condensación del vapor.

De otro lado, en relación con el estudio realizado para UPME por la corporación CORPOEMA en los subsectores manufacturero código CIU 19-31, para el caso de los sectores demandantes de calor indirecto aparece el uso de calderas, siendo estas las mayores consumidoras de energía térmica, especialmente en los CIU 20 (fabricación de productos químicos), 21 (fabricación de productos farmacéuticos), 22, 23, 25 (fabricación de productos elaborados de metal) y 31 (fabricación de muebles, colchones y somieres) estas calderas son de las tres tecnologías acuotubulares, pirotubulares y mixtas. En cuanto a la obsolescencia de las tecnologías, el análisis de las edades promedio de las calderas encontradas en la muestra arrojó que el 70% de los equipos tienen más de 20 años y el 20% tienen edades entre 10 y 20 años, aunque las industrias química y farmacéutica tienen las calderas más modernas de menos de 10 años.

A continuación, en la Tabla 33, se presentan las propuestas realizadas en relación con calderas y sistemas de vapor, las cuales son clasificadas dentro del estudio en tres tipos:

- A. Opciones con baja inversión y tiempos de recuperación menores a un año.
- B. Opciones con inversiones moderadas y tiempos de recuperación entre uno y tres años.
- C. Opciones con alta inversión y tiempos de recuperación superiores a tres años.

**Tabla 33. Medidas de eficiencia energética en calderas. (Adaptada del estudio)**

Tipo de medida	MEDIDA	Potencial de ahorro %
A	Buenas prácticas: Reducir la presión del vapor, reducir las pérdidas por hollín e incrustaciones, mejorar aislamiento, optimización de purga	3% al 7%
B	Control de la combustión y reducción del exceso de aire.	3% al 9%
B	Actualización de los aislamientos térmicos, aislamiento de válvulas, codos y demás accesorios, control de fugas, recuperación de condensados. Por cada 10% recuperado se ahorra 1,5% de combustible; el máximo es 90% y el mínimo 75%	10% al 30%
C	Economizador para calderas de más de 1000 BHP	10% al 15%

### 5.14 Factores que afectan el potencial de ahorro

El cálculo del ahorro de combustible en las diferentes opciones para el incremento de la eficiencia energética y optimización en los sistemas de vapor se realiza mediante el siguiente algoritmo.

Estimación del ahorro de combustible gaseoso en metros cúbicos estándar al año ( $m^3_{st}/año$ ), para combustibles gaseosos y en kg/año para combustibles sólidos:

$$A_1 = \left(1 - \frac{\eta'_i}{\eta_i}\right) \frac{P_u * f_c * f_h}{\eta'_i * PCS} * 85935,6$$

donde:

$A_1$ : Ahorro de combustible en ( $m^3_{st}/año$ ) para combustibles gaseosos, y en kg/año para combustibles sólidos

$\eta'_i$ : Eficiencia de la línea base, en fracción

$\eta_i$ : Eficiencia que se puede alcanzar en el programa, en fracción

$P_u$ : Potencia de la caldera, en BHP

$f_c$ : Factor de carga de la caldera, en fracción

$f_h$ : Factor de utilización de la caldera, en fracción

$PCS$ : Poder calorífico superior del combustible, para combustibles gaseosos en  $kWh/m^3_{st}$  en kWh/kg para combustibles sólidos

Luego para el cálculo del ahorro de energía, en kWh/año y el ahorro de dinero, en pesos (\$)/año:

$$A_2 = A_1 \times PCS$$

$$A_3 = A_1 \times p$$

donde:

$A_2$ : Ahorro en términos energéticos, en kWh/año

$A_3$ : Ahorro en dinero, en \$/año

$p$ : Costo del combustible,  $\$/m^3$  para combustibles gaseosos y en  $\$/kg$  para combustibles sólidos.

Como puede observarse, la relación de la eficiencia de combustión entre la situación actual y la que se obtenga de los programas propuestos resulta ser un factor de alta sensibilidad en la obtención de ahorros de energía. Otros factores importantes son el precio de los combustibles, el factor de carga y el factor de utilización de la caldera, en los análisis de evaluación económica y financiera. Se deben realizar sensibilidades para evaluar el efecto combinado de estos factores, teniendo en cuenta el comportamiento estadístico de orden de magnitud de los valores encontrados en los diagnósticos energéticos.

## 5.15 Costos de operación

El costo del combustible es el parámetro más importante para calcular el costo de la generación de vapor y el indicador del costo de vapor.

$$K_{caldera} = m_{combustible} \cdot k_{combustible}$$

donde  $K_{caldera}$  es el costo operativo total del combustible de la caldera y  $m_{combustible}$  y  $k_{combustible}$  son las tasa de flujo y el costo del combustible, respectivamente:

$$k_{vapor} = \frac{m_{combustible} \cdot k_{combustible}}{m_{vapor}}$$

donde  $k_{vapor}$  es el indicador del costo del vapor (costo unitario de la producción del vapor) obtenido de la caldera y  $m_{vapor}$  es la tasa de flujo de vapor.

**Ejemplo.** Calcule el costo por hora del combustible de una caldera de gas natural que genera vapor a 20 Tph (constante – todo el año), con un factor de utilización de 7000 h/año. Se midió una tasa de flujo de gas natural de 1693 m<sup>3</sup>/h (28 m<sup>3</sup>/min) y el costo del gas natural es de (\$800/m<sup>3</sup>).

$$\begin{aligned} K_{caldera} &= 1693 \cdot 800 = \$1\,354.400/h \\ K_{caldera} &= 1693 \cdot 800 \cdot 7000 = \$9\,480\,800\,000/año \\ k_{vapor} &= \frac{1693}{20} \times 800 = \$67\,200/ton \end{aligned}$$

El costo por hora para generar 20 Tph con esta caldera de gas natural es de \$1 354 400/h y el costo marginal del vapor relacionado con el combustible (indicador del costo del vapor) es de \$ = \$67 720/ por tonelada de vapor generado.

## 5.16 Software disponibles para estudios de optimización y eficiencia energética en calderas

Los usuarios y operadores de sistemas de vapor, a menudo se encuentran con la tarea de evaluar los parámetros de operación actuales de su sistema. Existen herramientas de libre acceso en internet para evaluar estos parámetros y conocer cómo se está comportando el sistema con el fin de identificar los potenciales de ahorro y optimizar su funcionamiento. A continuación se describen dos de estos *software* que pueden resultar de interés en la optimización de calderas.

### 5.16.1 CombuGas

El diagnóstico de una combustión tiene como objetivo generar información, que permita introducir ajustes en los equipos de combustión para optimizar la combustión, esto es, incrementar la eficiencia de combustión. Los principales datos que se generan en un diagnóstico de combustión son los siguientes:

- Tipo de combustión que ocurre en el equipo térmico
- Factor de aireación, exceso de aire y fracción utilizada y no utilizada
- Composición de los gases de combustión en base seca
- Ubicación del punto de operación del equipo en el diagrama de combustión
- Eficiencia de combustión

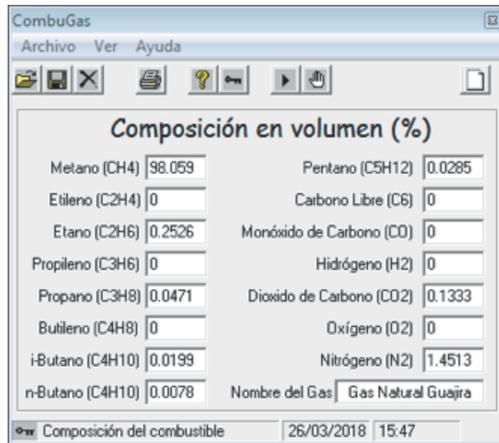
La información e instrumentos requeridos para realizar un diagnóstico de combustión son los siguientes:

- Composición química del combustible usado en el equipo
- Composición de los gases de combustión de alguna de las siguientes parejas:  $CO/CO_2$ ,  $CO/O_2$  y  $O_2/CO_2$ , la cual se determina mediante un analizador de gases
- La temperatura con la cual salen los gases de combustión del equipo
- Un algoritmo de cálculo que, a partir de alimentarle la información anterior, realiza el diagnóstico de combustión

A continuación se ilustra la aplicación y manejo del *Software*:

**Ejemplo.** Consideremos una caldera que funciona con gas natural de la Guajira, donde el muestreo de los gases de combustión a través de un analizador de gases presenta una composición de  $O_2 = 6,5\%$ ,  $CO_2 = 6,5\%$  y la temperatura con la cual salen es de 250 °C. Determinar la composición de los gases de combustión, el factor de aireación y la eficiencia de combustión.

### Paso 1

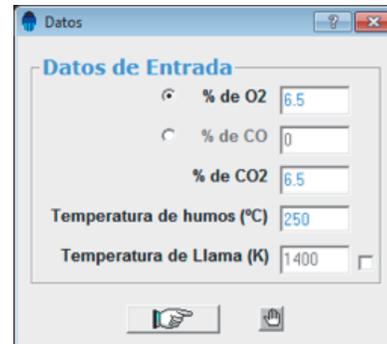


**Composición en volumen (%)**

Metano (CH4)	98.059	Pentano (C5H12)	0.0285
Etileno (C2H4)	0	Carbono Libre (C6)	0
Etano (C2H6)	0.2526	Monóxido de Carbono (CO)	0
Propileno (C3H6)	0	Hidrógeno (H2)	0
Propano (C3H8)	0.0471	Dioxido de Carbono (CO2)	0.1333
Butileno (C4H8)	0	Oxígeno (O2)	0
i-Butano (C4H10)	0.0199	Nitrógeno (N2)	1.4513
n-Butano (C4H10)	0.0078	Nombre del Gas	Gas Natural Guajira

Composición del combustible | 26/03/2018 | 15:47

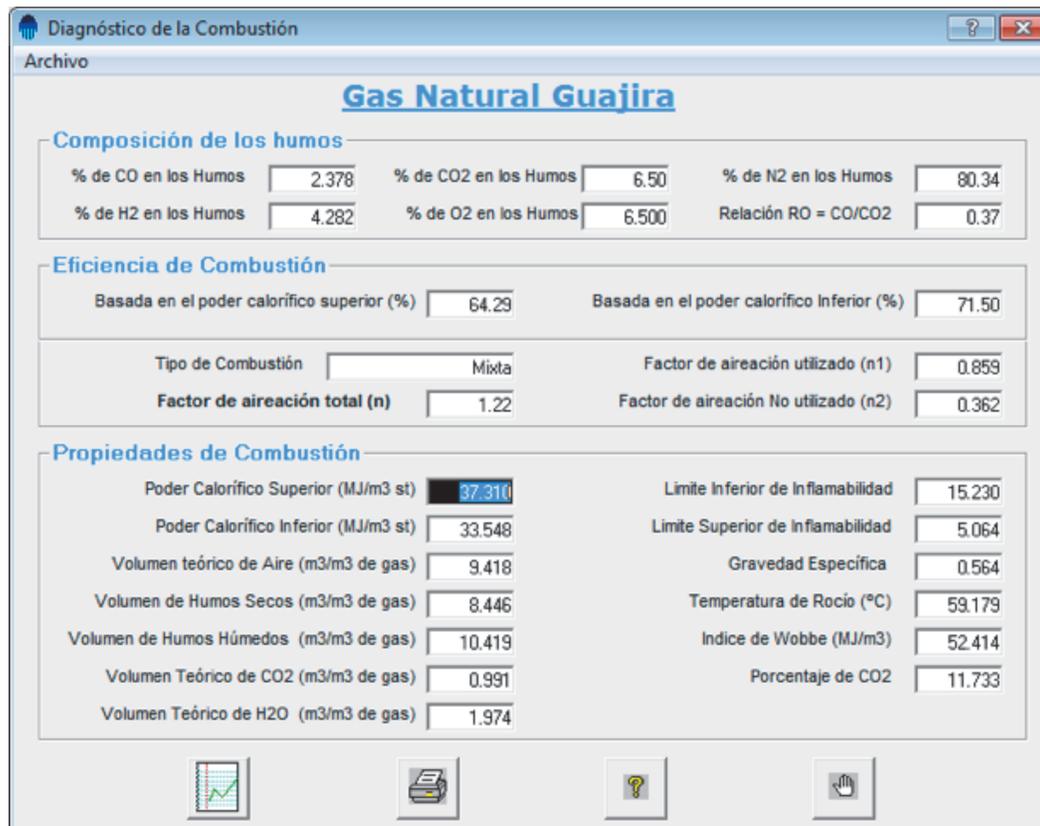
### Paso 2



**Datos de Entrada**

- % de O2: 6.5
- % de CO: 0
- % de CO2: 6.5
- Temperatura de humos (°C): 250
- Temperatura de Llama (K): 1400

### Resultados



**Diagnóstico de la Combustión**

**Gas Natural Guajira**

**Composición de los humos**

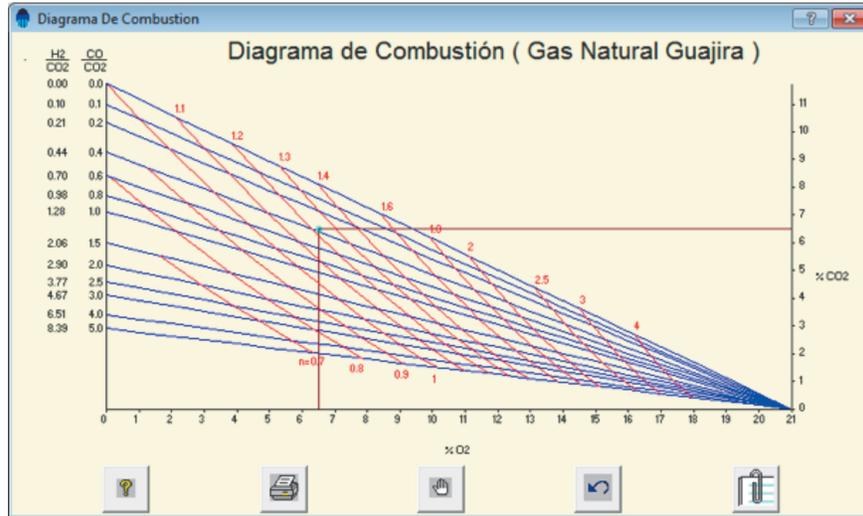
% de CO en los Humos	2.378	% de CO2 en los Humos	6.50	% de N2 en los Humos	80.34
% de H2 en los Humos	4.282	% de O2 en los Humos	6.500	Relación RO = CO/CO2	0.37

**Eficiencia de Combustión**

Basada en el poder calorífico superior (%)	64.29	Basada en el poder calorífico inferior (%)	71.50
Tipo de Combustión	Mixta	Factor de aireación utilizado (n1)	0.859
Factor de aireación total (n)	1.22	Factor de aireación No utilizado (n2)	0.362

**Propiedades de Combustión**

Poder Calorífico Superior (MJ/m3 st)	37.310	Limite Inferior de Inflamabilidad	15.230
Poder Calorífico Inferior (MJ/m3 st)	33.548	Limite Superior de Inflamabilidad	5.064
Volumen teórico de Aire (m3/m3 de gas)	9.418	Gravedad Específica	0.564
Volumen de Humos Secos (m3/m3 de gas)	8.446	Temperatura de Rocio (°C)	59.179
Volumen de Humos Húmedos (m3/m3 de gas)	10.419	Indice de Wobbe (MJ/m3)	52.414
Volumen Teórico de CO2 (m3/m3 de gas)	0.991	Porcentaje de CO2	11.733
Volumen Teórico de H2O (m3/m3 de gas)	1.974		



Como puede observarse, el *software* calcula las eficiencias de combustión con base en el poder calorífico superior e inferior, el factor de aireación  $n$  y su descomposición en la fracción de aire utilizado  $n_1$  y la fracción de aire no utilizado  $n_2$ , la composición de humos secos y reporta también las propiedades de combustión del gas utilizado.

De los resultados se observa que se tiene una combustión mixta y un factor de aireación de  $n = 1,22$  ( $n_1 = 0,859$  y  $n_2 = 0,362$ ), es decir, que hay combustión incompleta con exceso de aire. Por otro lado, la eficiencia de combustión con base en el PCS de 64,29% y se tiene la siguiente composición de los gases de combustión en base seca  $O_2 = 6,5\%$ ,  $CO_2 = 8,1\%$ ,  $H_2 = 4,282\%$ ,  $CO = 2,378\%$ .

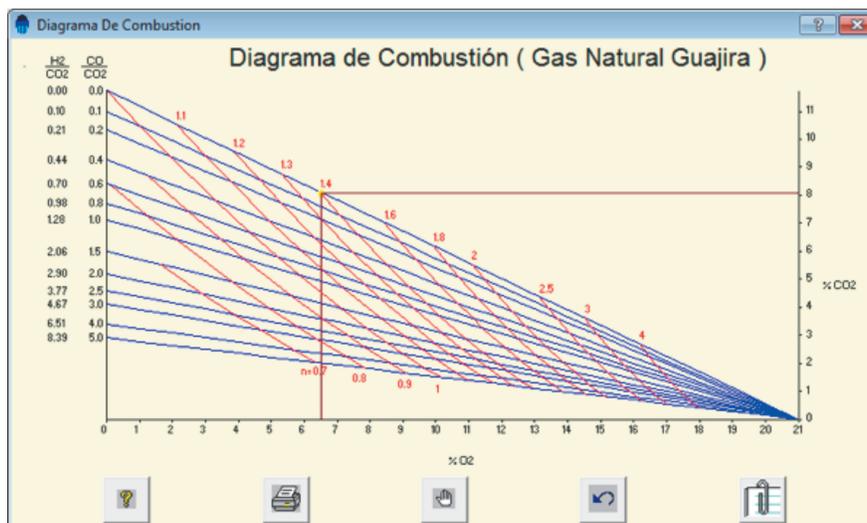
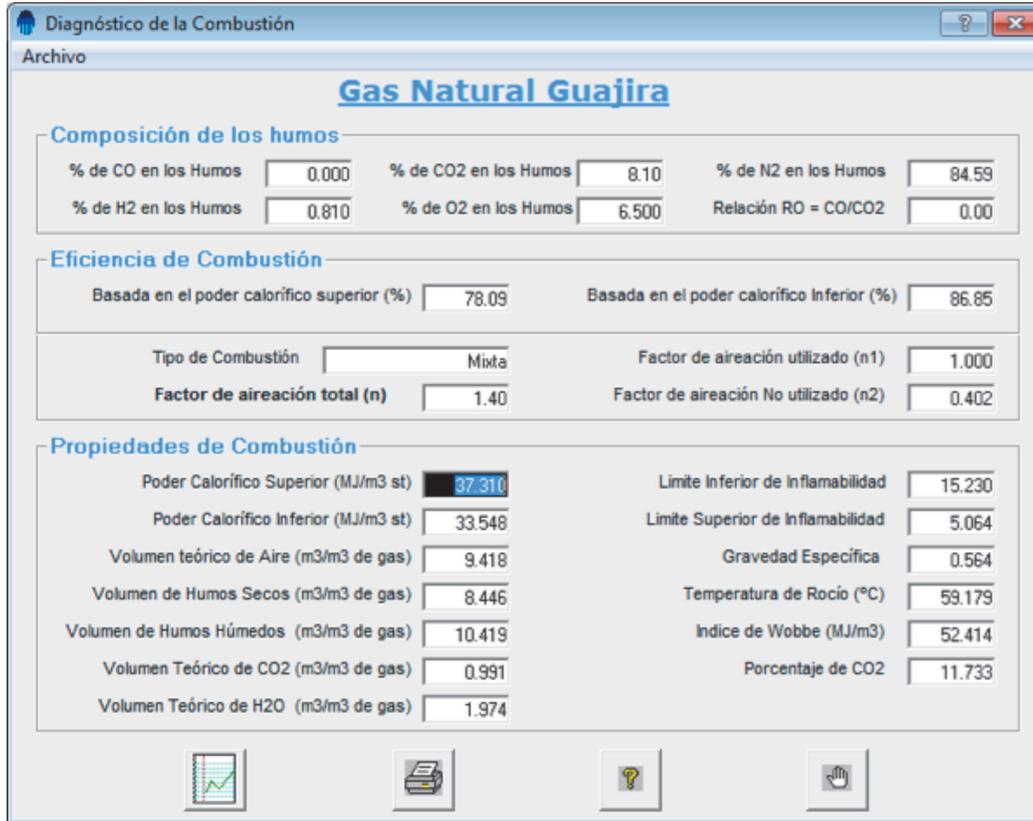
**Ejemplo.** Consideremos una caldera que funciona con gas natural de la Guajira, donde el muestreo de los gases de combustión a través de un analizador de gases presenta una composición de  $O_2 = 6,5\%$ ,  $CO_2 = 8,1\%$  y la temperatura con la cual salen es de 250 °C. Determinar la composición de los gases de combustión, el factor de aireación y la eficiencia de combustión.

**Paso 1**

Composición en volumen (%)	
Metano (CH4)	98.059
Pentano (C5H12)	0.0285
Etileno (C2H4)	0
Carbono Libre (C6)	0
Etano (C2H6)	0.2526
Monóxido de Carbono (CO)	0
Propileno (C3H6)	0
Hidrógeno (H2)	0
Propano (C3H8)	0.0471
Dioxido de Carbono (CO2)	0.1333
Butileno (C4H8)	0
Oxígeno (O2)	0
i-Butano (C4H10)	0.0199
Nitrógeno (N2)	1.4513
n-Butano (C4H10)	0.0078
Nombre del Gas	Gas Natural Guajira

**Paso 2**

## Resultados



Los resultados permiten concluir que se tiene una combustión completa si se tiene en cuenta que el porcentaje de  $H_2$  es muy bajo. Para este caso, se tiene un factor de aireación de  $n = 1,40$  ( $n_1 = 1$  y  $n_2 = 0,402$ ), una eficiencia de combustión con base al PCS de 78,09% y la composición de los gases de combustión en base seca es  $O_2 = 6,5$ ,  $CO_2 = 8,1\%$ ,  $H_2 = 0,81\%$ ,  $CO = 0\%$ .

Se puede concluir entonces que mejorar el mezclado del aire de combustión con el combustible permite obtener una mayor eficiencia de combustión, tal como se mostró en los dos ejemplos inmediatamente anteriores, pasando de una eficiencia de combustión con base en el PCS de 64,29% a 78,09%.

### 5.16.2 Process Heating Assessment and Survey Tool

En otra aplicación del DOE (*U.S. Department of Energy*) debemos determinar la eficiencia de combustión, el *software* es el *Process Heating Assessment and Survey Tool (Excel Version)* [61], este es utilizado para determinar la eficiencia global y los flujos de energía principalmente en hornos. Para determinar la eficiencia de combustión, es necesaria la temperatura ambiente, la temperatura de los productos de combustión y la concentración de oxígeno en los productos de combustión o el exceso de aire. Abrimos el aplicativo de Excel que se puede obtener en [61] y se selecciona la opción *flue gases*.

#### Paso 1

  			
Developed by E3M Inc. under contract with Oak Ridge National Laboratory			
What is PHASTEx?			
Control Page			
PHASTEx_ - US Units For Excel v1.01.xls			
No.	Items	Number of Components	
1	Plant General Information		<a href="#">Enter Data</a>
2	Furnace Data		<a href="#">Enter Data</a>
3.1	Charge material- Solids (wet or dry) Enter "0" if none	1	<a href="#">Enter Data</a>
3.2	Charge material- Liquids Enter "0" if none	1	<a href="#">Enter Data</a>
3.3	Charge material- Gases/vapors Enter "0" if none	1	<a href="#">Enter Data</a>
4	Fixtures, trays, conveyor etc. Enter "0" if none	1	<a href="#">Enter Data</a>
5	Wall surface heat losses	4	<a href="#">Enter Data</a>
6	Water or air cooling (internal) Enter "0" if none	1	<a href="#">Enter Data</a>
7	Atmosphere or makeup air Enter "0" if none	1	<a href="#">Enter Data</a>
8	Flue Gases		<a href="#">Enter Data</a>
9	Radiation losses from openings- Enter "0" if none	2	<a href="#">Enter Data</a>
10	Power use by Electric Motors & Other Devices	2	<a href="#">Enter Data</a>
11	Other heat loss or generation	2	<a href="#">Enter Data</a>
View PHASTEx Summary Report			<a href="#">Go To Report</a>

Continuando con el ejemplo anterior, para una temperatura ambiente de 25 °C (77 °F), una temperatura de humos de 250 °C (482 °F) y una concentración de oxígeno de 6,5% encontramos que la eficiencia de combustión es de 78,7%.

### Resultado

Exhaust Gases Available Heat or Combustion Efficiency			
		Current	Modified
		Please enter values in both Current and Modified columns.	
Furnace Flue Gas Temperature	deg. F.	482	482
Select Input (% XS Air or % O2)		% Oxygen	% Oxygen
Oxygen in Flue Gases (%)	%	6.5	6.5
% Excess Air	%		
Combustion Air Temperature	deg. F.	77	77
Calculated % XS Air	%	40.1	40.1
Available Heat (%)	%	80.3	80.3
Available Heat (If User Defined) (%)	%	78.7	78.7
Available Heat to Use In Calculation		User Defined	User Defined
<b>Available Heat</b>	%	<b>78.7</b>	<b>78.7</b>

Como puede observarse, este *software* asume que la combustión es completa, ya que a diferencia del CombuGas este no tiene en cuenta si existe monóxido de carbono en los productos de combustión.

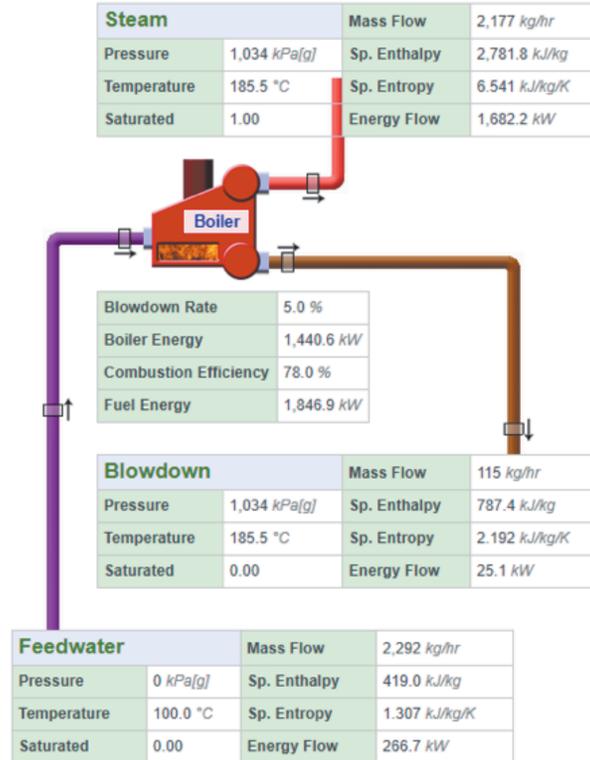
### 5.16.3 Steam System Modeler Tool (SSMT)

En el *Steam System Modeler Tool (SSMT)* del DOE [60], dependiendo del componente que se va a utilizar, se requiere la siguiente información: presión y temperatura del vapor, eficiencia de combustión, eficiencia del generador, flujo del vapor generado, tasa de purga, pérdida de calor, entre otros. Esta herramienta permite configurar las unidades para el Sistema Internacional, y para el caso del análisis solo en la caldera las entradas son: presión en el desaireador (manométrica), eficiencia de combustión con base en el PCS, porcentaje de purga, presión de generación de vapor, calidad del vapor y flujo másico del vapor.

A modo de ilustración se presenta cómo determinar la energía necesaria a suministrar por el combustible a la caldera, para el caso de las dos eficiencias de combustión determinadas anteriormente (64,29% y 78,09%), con una presión de generación de vapor de 1034 kPa, un porcentaje de purga de 5%, una presión del desaireador de 0 kPa y un flujo másico de vapor de 2177 kg/h.

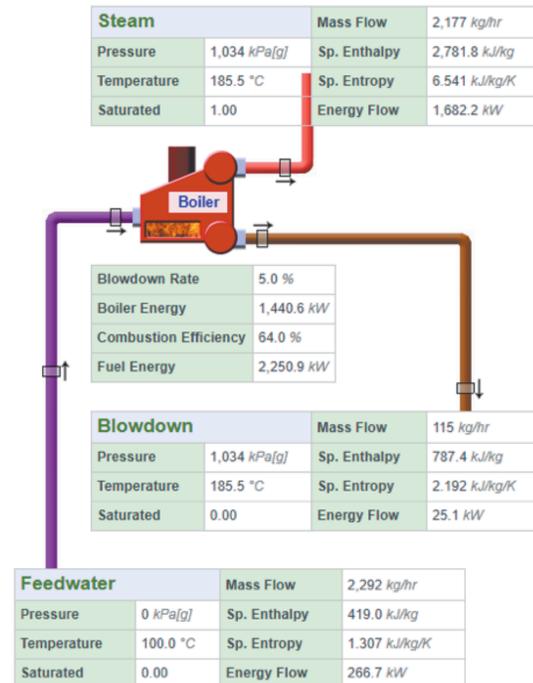
### Caso 1: Eficiencia de combustión 78%

Deaerator Pressure*	<input type="text" value="0"/> kPa[g]
Combustion Efficiency*	<input type="text" value="78"/> %
Blowdown Rate*	<input type="text" value="5"/> %
Steam	
Pressure*	<input type="text" value="1034"/> kPa[g]
Saturated Quality ▾ *	<input type="text" value="1"/>
Steam Mass Flow *	<input type="text" value="2177"/> kg/hr
* Required	<input type="button" value="Enter"/> <input type="button" value="reset"/>



### Caso 2: Eficiencia de combustión: 64%

Deaerator Pressure*	<input type="text" value="0"/> kPa[g]
Combustion Efficiency*	<input type="text" value="64"/> %
Blowdown Rate*	<input type="text" value="5"/> %
Steam	
Pressure*	<input type="text" value="1034"/> kPa[g]
Saturated Quality ▾ *	<input type="text" value="1"/>
Steam Mass Flow *	<input type="text" value="2177"/> kg/hr
* Required	<input type="button" value="Enter"/> <input type="button" value="reset"/>



De los resultados anteriores, se concluye que una mala estimación de la eficiencia de combustión conducirá a un error en el cálculo de la energía suministrada por el combustible.

## OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR

# 6

La operación y mantenimiento de calderas requiere de personal calificado, debidamente entrenado y certificado, de tal manera que pueda garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de la caldera, teniendo en cuenta que debe realizar las siguientes funciones [87]:

- Operar, controlar y supervisar el funcionamiento de la caldera y el sistema de vapor con eficiencia y seguridad, siguiendo las prácticas, normas y estándares establecidos.
- Monitorear y registrar los parámetros de operación y funcionamiento del sistema de vapor. Interpretar las lecturas e indicaciones básicas de presión y temperatura.
- Efectuar las tareas básicas de limpieza, lubricación, ajustes y reparaciones menores de la caldera y de los equipos adicionales del sistema de vapor.
- Diseñar, programar y aplicar planes de mantenimiento del sistema de vapor.

Garantizar el cumplimiento de estas funciones depende de la calidad de la capacitación y del entrenamiento recibido. A continuación, se presenta el contenido básico indispensable de un proceso de capacitación de operadores de calderas.

### 6.1 Capacitación de operadores de calderas

El proceso de capacitación para operador de calderas debe incluir los siguientes aspectos [1]:

- **Conceptos básicos.** Presión y temperatura, su medida y unidades. Cambios de estado: vaporización y condensación. Transmisión del calor: Radiación, convección y conducción. Vapor saturado y sobrecalentado. Volumen específico y calor específico. Relación entre la presión y la temperatura del vapor.
- **Combustibles.** Clasificación y propiedades. Almacenamiento seguro según el tipo.
- **Combustión.** Tipos de combustión, relación aire/combustible, concepto de poder calorífico. Hogares en depresión y sobrepresión. Chimeneas, Impulsión de aire para la combustión: Aire primario y aire secundario, gases de la combustión.

- **Generalidades sobre calderas.** Elementos que componen una caldera. Requisitos de seguridad. Superficie de calefacción: Superficie de radiación y de convección. Transmisión del calor en las calderas. Clasificación de las calderas.
- **Quemadores.** Clasificación y funcionamiento. Dispositivos de seguridad. Encendido y vigilancia de la llama. Regulación, control y suministro de aire.
- **Accesorios y elementos adicionales para calderas.** Válvulas. Indicadores, medidores y Controles. Bombas de agua de alimentación. Inyectores de agua.
- **Tratamiento del agua.** Características del agua para calderas. Métodos y procesos de tratamiento: Ablandamiento, Desgasificación, Control de pH. Recuperación de condensados. Purgas.
- **Montaje y pruebas.** Pruebas de estanquidad y resistencia mecánica de tuberías y conductos. Procedimientos y ensayos de puesta en operación. Limpieza de tuberías, chimeneas y salidas de humos.
- **Operación y mantenimiento de calderas.** Inspecciones. Puesta en servicio. Puesta fuera de servicio. Causas que hacen aumentar o disminuir la presión y descender bruscamente el nivel. Comunicación/aislamiento de una caldera con otras. Conservación en paro prolongado.
- **Sala de calderas.** Ventilación, detección de fugas, corte y suministro de combustible. Requisitos de instalación eléctrica, protección acústica y contra incendios.
- **Otros sistemas.** Calderas de recuperación. Sistemas de cogeneración. Ciclos combinados. Sobrecalentadores. Economizadores y precalentadores. Instrumentación y control.

## 6.2 Medidas generales de operación de calderas y sistemas de vapor

En la operación de calderas y sistemas de vapor deben llevarse a cabo prácticas que permitan la operación segura pero también el buen desempeño del sistema, con el fin de reducir costos, aumentar eficiencia del proceso y preservar el medio ambiente. Las siguientes prácticas pueden llevarse a cabo de manera repetida y al menos una vez al año, con el fin de aumentar la eficiencia y reducir las emisiones contaminantes [89]:

- Desarrollar e implementar procedimientos e instrucciones de trabajo. Entrenar a los operadores de calderas y otros empleados cuando sea necesario.
- Aplicar programas de inspección y mantenimiento preventivo y rutinario a la caldera y a los sistemas de distribución de vapor y condensación de la misma.
- Elaborar programas de inspección y limpieza. Monitorear el estado de las superficies de transferencia de calor del sistema de vapor.

- Tratar de estabilizar la demanda de vapor, realizando y revisando un cronograma de demanda, para minimizar las oscilaciones de carga de la caldera y maximizar la eficiencia. Intente operar la caldera a plena carga.
- Mantener la buena calidad de vapor aplicando programas regulares de tratamiento químico de agua y regímenes programados de purga.
- Reemplazar las calderas obsoletas con unidades de alta eficiencia y bajas emisiones equipadas con nueva tecnología de quemador y opciones de recuperación de calor.
- Actualizar el quemador de combustible. Convierta el quemador de gasoil a gas natural.
- Actualizar o instalar equipos de recuperación de calor en el sistema de gases de combustión (economizadores, precalentadores de aire de combustión). Considere aprovechar corrientes de desecho para precalentar el aire de combustión.
- Verificar la necesidad de calentamiento de los tanques de combustible (combustibles líquidos) o si la temperatura de calentamiento es adecuada y si las tuberías están adecuadamente aisladas (válido en regiones donde el clima obliga al calentamiento del combustible líquido para evitar el aumento de la viscosidad).

### 6.3 Procedimientos de operación y mantenimiento de calderas

En general, para garantizar la operación correcta y segura de un sistema de vapor y en particular de una caldera, se debe poner atención a los siguientes elementos:

- Quemador de la caldera
- Tapas, aislamiento y refractarios
- Bombas de alimentación a caldera
- Sistema de alimentación de combustible y tratamiento de agua
- Válvulas de purga, seguridad, aislamiento y tuberías
- Elementos de control y medidores de presión, temperatura y nivel
- Trampas de vapor

Y no pasar por alto los siguientes eventos:

- Seguir las recomendaciones del fabricante y cumplir estrictamente el plan de operación y mantenimiento establecido.
- No permitir irregularidades en indicaciones de nivel.
- No abrir nunca una válvula de agua o vapor a presión en forma rápida.
- No dejar nunca una válvula de purga abierta sin atención directa.
- No apretar tornillos o tuercas, ni golpear objetos bajo presión de aire o vapor.
- No dar nunca órdenes verbales para operaciones importantes: registrar siempre por escrito.

- No modificar el ajuste de la presión de escape de las válvulas de seguridad sin la debida autorización.
- No permitir la intervención en ninguno de los equipos de la planta de vapor por personas no autorizadas.

A continuación se enuncian las actividades que se deben desarrollar durante la operación y mantenimiento de una caldera, de manera periódica [90-93]

### **6.3.1 Mantenimiento y operación diario**

- Limpiar las boquillas del quemador de la caldera y no encenderlo sin barrido previo de gases. La demora en el encendido es causa de explosión.
- Verificar el sistema de alimentación de agua: nivel, temperatura, presión bomba.
- Chequear la posición de todas las válvulas: purgas, venteos, niveles, manómetros, etc., antes de encender la caldera.
- Efectuar las purgas a la caldera: fondos, columnas de control de nivel si las hay (al menos cada ocho horas de trabajo).
- Verificar condiciones de operación: presión y temperatura (si corresponde) del combustible, temperatura de salida de gases, presión de vapor, análisis de gases, parámetros del agua y demás condiciones de operación.
- Verificar la forma y color de la llama. Controlar que la llama no esté tocando las paredes de la cámara de combustión (fogón en una caldera pirotubular) y que el color sea el correcto, según el combustible que se esté utilizando.

### **6.3.2 Mantenimiento semanal**

- Comprobar que no hay fugas de gases, ni de aire en tubería y en los demás equipos por donde circulan.
- Comprobar que las trampas de vapor operen correctamente.
- Verificar el adecuado cierre de la válvula de combustible, luces indicadoras y alarmas, controles de seguridad y conexiones, ruido, vibraciones, condiciones anormales, etc.
- Realizar limpieza del quemador.
- Verificar operación de los interruptores termostáticos de combustible (en aquellas calderas que lo posean) operen a la temperatura para la que fueron calibrados al hacer la puesta en marcha.
- Drenar el tanque de condensados.
- Realizar limpieza del filtro de combustión (en unidades donde esté disponible).
- Limpiar y verificar el funcionamiento de las bombas de agua.

### 6.3.3 Mantenimiento quincenal/mensual

- Hacer limpieza de los filtros de agua, combustible (combustible líquido) y lubricante.
- Probar la operación por falla de flama.
- Revisar, a las condiciones del quemador, presión, temperatura, etc.
- Chequear el funcionamiento de la bomba de purga.
- Comprobar los dispositivos de corte por bajo nivel, por ejemplo, bajando el interruptor de la bomba de alimentación de agua.
- Comprobar el voltaje y cargas de los motores disponibles.
- Verificar el funcionamiento de las válvulas de seguridad y válvulas solenoides.
- Corregir fugas, si las hay.
- Determinar el grado de las incrustaciones.
- Verificar los controles eléctricos.
- Limpiar los ventiladores en aquellas unidades donde estén disponibles.

### 6.3.4 Mantenimiento trimestral/semestral

- Revisar los controles y circuitos eléctricos.
- Observar la temperatura de gases de la chimenea de la caldera. Si hay 80 °C por encima de la temperatura del vapor saturado, puede indicar que la caldera tiene exceso de hollín y es necesaria una limpieza.
- Inspeccionar el refractario. Limpiar las grietas y saque el material refractario que se haya desprendido.
- Revisar y cambiar, de ser necesario, los empaques de las bombas.
- Accionar las palancas de las válvulas de seguridad para que escapen y evitar que se peguen.
- Inspeccionar el sistema de suministro de combustible y los controles de gas.
- Verificar tubos. La efectividad del tratamiento de agua y el porcentaje de agua de repuesto requerida determinarán los siguientes periodos de limpieza.
- Comprobar la limpieza de las columnas de control y de las entradas del agua de la bomba de alimentación.
- Verificar los elementos de detección de llama en las calderas que los tiene.

### 6.3.5 Mantenimiento anual

- Drenar la caldera y retirar las tapas de los orificios de mantenimiento (manhole), para realizar un chequeo visual interno de la caldera.
- Hacer mantenimiento rutinario del quemador. Verificar los quemadores de gas (en las calderas donde esté disponible) en busca de suciedad, pelusas o materias extrañas. Asegurarse de que los puertos, pasajes de gas y conductos de aire estén

libres de obstrucciones. Verificar las uniones de gas/aire y las piezas móviles en los quemadores de potencia. Verificar también que los pilotos de los quemadores y el equipo de ignición estén en buenas condiciones y ajustados.

- Abrir las válvulas de escape de gases, en calderas con quemadores de potencias.
- Limpiar el calentador de combustible en las calderas donde esté disponible.
- Verificar el estado de funcionamiento de todas las válvulas de la caldera y del sistema de vapor.
- Examinar la superficie del fogón de la caldera y los conductos, en busca de evidencia de incrustaciones, corrosión, como reflejo del tratamiento de agua.
- Usar una manguera de alta presión para lavar los sedimentos del fondo y otras partes internas de la caldera.
- Inspeccionar los tubos en busca de fugas.
- Desarmar e inspeccionar las válvulas de seguridad, así como las tuberías de drenaje.
- Verificar las juntas de las puertas de humos y otras juntas para asegurarse de que estén en buenas condiciones y que estén debidamente aseguradas. Reemplazar si es necesario. Un sello ineficaz puede permitir que los gases de combustión se escapen a la sala de calderas y produzcan juntas quemadas y puertas de combustión deformadas.
- Realizar la calibración de instrumentos y elementos de control e indicadores: manómetros, termómetros, válvulas de seguridad, indicadores de nivel, tapón fusible, etc. y ajustar el sistema de control de combustión.
- Verificar que no haya evidencia de formación de hollín o corrosión en la chimenea del horno y los tubos de fuego. Verificar los materiales refractarios, si están en su lugar. Reparar o reemplazar si es necesario.
- Cerrar las puertas de la chimenea e instalar nuevamente las cubiertas, después de inspeccionar las superficies del lado de la chimenea y del agua, y de completar el trabajo Conectar todas las tuberías asociadas y cargar la caldera. Encender la caldera y verificar si hay fugas de aire, gas o agua.
- Realizar prueba hidrostática y cambio del tapón fusible.
- Chequear y verificar la eficiencia de la caldera.

A continuación, la Tabla resume la frecuencia con la que se deben realizar ciertas pruebas y chequeos en la caldera para su correcto funcionamiento:

**Tabla 34. Frecuencia de chequeos para verificar el funcionamiento de la caldera.**  
Adaptado de [92][94][95].

<b>Elemento</b>	<b>Frecuencia</b>
Manómetros, termómetros y aparatos indicadores	Diaria
Ajustes de instrumentos y equipos	Diaria
Control de tasa de combustión	Semanal Semestral Anual
Compuertas de gases, tiro, chimenea o compuerta exterior	Mensual
Antorcha de encendido	Semanal
Válvulas piloto y principal de combustible	Semanal
Piloto principal de combustible líquido o gaseoso	Anual
Controles de seguridad de la combustión	Semanal
Fallo de llama	Semanal
Fallo de tensión o señal de llama	Semanal
Pruebas encendido de la antorcha o llama piloto	Cuando se precise/Anual
Estado de los refractarios (toberas)	Cuando se precise/Anual
Alarma y corte por nivel de agua bajo	Diario/Semanal
Control de seguridad de nivel alto	Anual
Control operativo	Anual
Tiro, ventilador, presión de aire y dispositivos de gobierno de compuertas	Mensual
Aire de atomización – interconexión de vapor	Anual
Seguridad y controles de presión de gas, alta y baja	Mensual
Seguridades e interconexión de presión de combustible, alta y baja	Mensual
Seguridad e interconexión de la temperatura del combustible, alta y baja	Mensual
Control de interconexión de la válvula de combustible	Anual
Control de purga	Anual
Control e interconexión de la posición del quemador	Anual
Control de arranque en fuego bajo	Anual
Control automático de cambio de combustible (Combustible dual)	Al menos anual
Válvulas de seguridad	Cuando se requiera
Inspección de las piezas esenciales del quemador	Semestral

## 6.4 Procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de alimentación y tratamiento de agua

De un buen tratamiento de agua depende que la caldera esté libre de problemas operacionales, reparaciones de importancia y accidentes [96]. El objetivo principal del tratamiento de agua es evitar problemas de corrosión e incrustaciones, asegurando la calidad del agua de alimentación y del agua contenida en la caldera [97]. A continuación, se enuncian los parámetros, métodos de análisis, pruebas y procedimientos de control.

### 6.4.1 Parámetros y métodos de muestreo y análisis del agua de calderas

Los parámetros de análisis del agua que se deben tener en cuenta para mantener una caldera en condiciones óptimas de operación son:

- **pH.** Determina las características ácidas o alcalinas del agua. Se determina para el control directo de la corrosión (bajo pH) e indirecto de incrustaciones y depósitos (alto pH).
- **Dureza.** Determina la cantidad de iones de calcio y magnesio presentes en el agua. Permite mantener el control de la formación de depósitos e incrustaciones sobre las superficies de transferencia de calor de la caldera.
- **Sólidos en suspensión.** Son los responsables, junto con trazas de aceites o detergentes, de formación de espuma y arrastre de gotas en el vapor. Pueden provocar incrustaciones, que afectan la transferencia de calor.
- **Oxígeno y dióxido de carbono.** Son parámetros de control de la corrosión sobre los componentes metálicos de una caldera.
- **Conductividad.** Permite controlar la cantidad de sales (iones) disueltos en el agua.

En la Tabla y Tabla se muestran algunos requerimientos del agua de alimentación y de caldera, para prevenir incrustaciones y corrosión en calderas de baja presión (hasta 10 bar), según la norma BS 2486 y la Tabla muestra los requerimientos según la presión de la caldera.

**Tabla 35. Parámetros para agua de alimentación en calderas de baja presión (<10 bar) [92, 96, 98].**

PARÁMETRO	VALOR REQUERIDO
Dureza total	< 2 ppm
Contenido de oxígeno	< 8 ppb
Dióxido de carbono	< 25 mg/L
Contenido total de hierro	< 0,05 mg/L
Contenido total de cobre	< 0,01 mg/L
Alcalinidad total	< 25 ppm
Contenido de aceite	< 1 mg/L
pH a 25 °C	8,5 - 9,5
Condición general	Incoloro, claro y libre de agentes insolubles

**Tabla 36. Parámetros para agua de caldera [96, 98]**

PARÁMETRO	VALOR RECOMENDADO
pH a 25 °C	10,5 - 11,8
Alcalinidad total CaCO <sub>3</sub>	< 700 ppm
Alcalinidad cáustica	> 350 ppm
Secuestrantes de oxígeno:	
▪ Sulfito de sodio	30 - 70 ppm
▪ Hidracina	0,1 - 10 ppm
▪ Taninos	120 - 180 ppm
▪ Dietilhidroxilamina	0,1 - 1,0 ppm (en agua alimentación)
Fosfato Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub>	30 - 60 mg/L
Hierro	< 3,0 ppm
Sílice	150 ppm

PARÁMETRO	VALOR RECOMENDADO
Sólidos disueltos	< 3500 ppm
Sólidos en suspensión	< 200 ppm
Conductividad	< 7000 $\mu$ S/cm
Condición general	Incoloro, claro y libre de agentes insolubles

Tabla 37. Parámetros para agua según la presión de caldera [96, 98]

Presión de trabajo	Hierro	Cobre	Dureza total	Grasas	pH
kg/cm <sup>2</sup>	ppm Fe	ppm Cu	ppm CaCO <sub>3</sub>	ppm	@25 °C
0 a 21	0,100	0,050	0,300	1,00	7,5 – 10,0
22 a 31	0,050	0,025	0,300	1,00	7,5 – 10,0
32 a 42	0,030	0,020	0,200	0,5	7,5 – 10,0
42,2 a 52,7	0,025	0,020	0,200	0,5	7,5 – 10,0
52,8 a 63,3	0,020	0,015	0,100	0,5	7,5 – 10,0
63,4 a 70,3	0,020	0,010	0,050	0,2	8,5 – 9,5
70,4 a 105,4	0,010	0,010	0,000	0,2	9,0 – 9,6
105,5 o superior	0,010	0,005	0,000	0,2	9,0 – 90,6

Para garantizar que los análisis sean representativos y confiables, las muestras tomadas deben representar el tiempo y la cantidad de agua y el número de calderas, para que el tratamiento químico sea efectivo [97]. Los procedimientos indicados para el muestreo y análisis del agua de alimentación, agua de caldera, vapor y/o vapor condensado según norma ASTM se indican en la Tabla y Tabla .

Tabla 38. Métodos de muestreo de agua y vapor.

Muestreo de agua industrial. Método ASTM D510
Muestreo de vapor. Método ASTM D1066
Muestreo de agua de la caldera. Método ASTM D860

Tabla 39. Método de análisis para control de agua en caderas.

Parámetro	MÉTODO ASTM
pH	D 1884
Aluminio	D 857
Amoníaco	D 1426
Calcio	D 511
Dióxido de carbono, carbonato y bicarbonato	D 513
Ion cloro	D 512
Cobre	D 1688
Oxígeno disuelto	D 888
Conductividad eléctrica	D 1125
Dureza	D 1126
Ion hidróxido, OH <sup>-</sup>	D 514
Hierro	D 1068
Magnesio	D 511
Níquel	D 1886
Nitrato	D 992
Fosfato	D 515

## 6.4.2 Pruebas y procedimientos de control y tratamiento de agua

Los tratamientos y pruebas o procedimientos se clasifican, en tratamientos fisicoquímicos, químicos y biológicos [99].

- **Tratamientos fisicoquímicos:** Se incluyen procesos como la filtración, la precipitación, la sedimentación, la flotación.
- **Tratamientos biológicos.** Usados principalmente para el tratamiento de aguas residuales o los efluentes. Se incluyen procesos como la nitrificación de fangos activados para transformar el nitrógeno amoniacal en nitrógeno libre y lechos oxidantes o sistemas aeróbicos (lagunas aireadas aerobias, estanques de precipitación y digestión aerobia), que transforman la materia orgánica de los fangos en metano y dióxido de carbono.
- **Tratamientos químicos:** Incluye precipitación química (reacción de un compuesto no deseado con otro para formar un compuesto que se precipita), transferencia de gases, absorción (retener un gas por medio de un sólido, el carbón activado), desinfección para eliminar las bacterias, virus y quistes amebianos, por medio químico (cloro, bromo, yodo, ozono, alcohol, fenol) o con agentes físicos (calor luz, rayo ultravioleta, rayos gamma) y la dechloración para eliminar el cloro residual, usando dióxido de azufre o carbón activado.

En general, se aplican dos tipos de tratamientos: externos, si se trata del agua de alimentación, el agua de aporte, y sobre el retorno de condensado, o internos, si se trata del agua de caldera al interior de la misma: en tratamientos externos y tratamientos internos, respectivamente [100].

El agua de alimentación se debe ablandar y desmineralizar, normalmente usando resinas de intercambio iónico, que no modifica el total de sólidos disueltos, sino que reemplaza la dureza (calcio y magnesio) por sodio. Es utilizada en calderas de baja presión y con aguas no muy salinas. Para el agua de caldera se usan formulaciones químicas para minimizar los problemas ocasionados por el agua fuera de especificación. Se emplean inhibidores anódicos, secuestrantes de oxígeno, acondicionadores de lodos, agentes de precipitación, reguladores de pH, desincrustantes, entre otros. A continuación, en la Tabla se muestra la frecuencia con la cual se deben monitorear los parámetros del agua de calderas y el agua de alimentación.

**Tabla 40. Frecuencia de monitoreo de los parámetros del agua de alimentación [98]**

Ítem que se va a monitorizar	Frecuencia recomendada*	
	Óptima	Aceptable
Conductividad	En continuo	En continuo
COT (carbónico orgánico total)	En continuo	Semisemanal
SiO <sub>2</sub> disuelto	En continuo	Diario
SiO <sub>2</sub> total	Diario	Semisemanal
Na <sup>+</sup> , Cl <sup>-</sup>	En continuo	En continuo
F <sup>-</sup> , SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> , K <sup>+</sup>	Semisemanal	Semanal

Ca <sup>++</sup> , Mg <sup>++</sup>	Semisemanal	Semanal
Fe, Cu	Semisemanal	Semanal
O <sub>2</sub> disuelto**	En continuo	En continuo
Sólidos en suspensión	En continuo	Semisemanal
Bacterias***	Semisemanal	Semanal
pH****	Cuando sea necesario	Cuando sea necesario

\* Frecuencia dictada por la disponibilidad de analizadores o medidores en línea; la instrumentación para monitorización continua puede no estar disponible para todos los parámetros.

\*\* Para el sistema con desgasificador de vacío.

\*\*\* Crítico para sistemas de membranas de OI o UF; diagnóstico útil para otras sustancias.

\*\*\*\* Para diagnósticos.

Fuente: Líneas maestras de *Power Research Institute*.

## 6.5 Sistema de distribución y elementos auxiliares del sistema de vapor

### 6.5.1 Tuberías

Las actividades de mantenimiento implican el control de corrosión por adecuado tratamiento del agua, la vigilancia de presión de vapor en las líneas para reducir el riesgo de fractura y ruptura, y posibles fugas, para lo cual es fundamental atender las siguientes recomendaciones:

- ✓ Inspeccionar continuamente las líneas de distribución y retorno de condensados para detectar fugas y corregirlas si es necesario.
- ✓ Considerar chequeos periódicos de espesor de pared de los tubos. Esto ayudará a determinar la efectividad del tratamiento químico y medir la condición de la tubería.
- ✓ Usar trampas de vapor adecuadas para remover el condensado.
- ✓ Usar aislamiento adecuado para evitar pérdidas de calor.
- ✓ Realizar un diseño correcto de las líneas de vapor. El subdimensionamiento reduce la presión del vapor al usuario final, lo que puede confundirse con problemas de transferencia de calor o falla en válvulas de control. El sobredimensionamiento implica sobrecostos.
- ✓ Controlar el flujo de vapor. En todo caso, no debería superar 10 000 pie/min
- ✓ El mantenimiento debe incluir también los equipos conectados a las tuberías. Se recomienda el uso de ciertos químicos para mantener el pH y evitar la corrosión interna.

### 6.5.2 Colector de condensados

Es un recipiente que contiene el agua de alimentación a la caldera y debe cumplir con tres funciones primordiales: i) Mantener una reserva mínima de agua, suficiente para alimentar la caldera durante 20 minutos, ii) recuperar el agua suave de la línea de retorno de condensados y iii) precalentar el agua de alimentación a la caldera, la cual debe estar a

la mayor temperatura posible para evitar daños internos a la caldera al introducirle agua “fría” y también para reducir el consumo de combustible.

### 6.5.3 Trampas de vapor

Las trampas de vapor están sujetas a desgaste y, por lo tanto, requieren mantenimiento para prevenir fugas de vapor o bloqueos en la descarga del condensado. A continuación se describen actividades de mantenimiento para inspeccionar el desempeño de las trampas [101]:

- ✓ Análisis visual como primer paso para determinar la operación correcta de la trampa. La ausencia de descarga de condensado o fuga de cantidades de vapor extremadamente grandes pueden indicar que se debe reparar (para sistemas abiertos). Para sistemas cerrados, instalar una mirilla de flujo a la salida de la trampa puede ayudar como indicación visual.
- ✓ Verificar la temperatura del condensado a la entrada de la trampa (debe ser cercana a la temperatura del vapor saturado, excepto cuando el condensado se subenfía intencionalmente).



Figura 23. Posición del punto de medida de la temperatura [101]

- ✓ Análisis de sonido (ultrasonido). Si la trampa no funciona correctamente (por desgaste, ensuciamiento u otra razón), el sonido cambia. Los estetoscopios pueden usarse para amplificar el sonido dentro de la trampa, aunque carecen de exactitud.

### 6.5.4 Sistemas auxiliares de sistemas de vapor

**Válvula de seguridad.** Durante la verificación, mantenimiento y prueba de válvulas de seguridad y relevo de presión es necesario tener en cuenta [102]:

- ✓ Las válvulas de relevo de presión que están equipadas con válvulas de bloqueo a la entrada y salida de esta: se debe asegurar que la válvula de entrada esté cerrada, antes que la de salida y despresurizar los tramos entre los bloqueos y la válvula de relevo de presión.

- ✓ Examinar las condiciones exteriores de la válvula, que el resorte no tenga cuerpos extraños en las espirales. La palanca de la válvula debe funcionar perfectamente. NO se debe levantar la válvula en una caldera apagada.
- ✓ Las válvulas son ajustadas y selladas por el fabricante y solo él, o su representante aprobado, debe cambiar algún ajuste ya hecho.

Los tres problemas comunes en las válvulas de seguridad son: fugas, traqueteo y disparo prematuro [103]. Las principales causas son: esfuerzo para maximizar el rendimiento del proceso, corrosión o erosión, tolerancia de disparo de la válvula, sólidos en el asiento y el disco de la válvula, tubería mal soportada, vibración de la tubería o del recipiente protegido, válvula no instalada verticalmente, armado incorrecto de la válvula e incorrecto pulimiento del asiento, errores u omisiones durante las pruebas previas a la instalación, válvulas sobreespecificadas, variación o caída excesiva de presión a la entrada de la válvula, manómetros en mal funcionamiento. Las actividades de prueba y mantenimiento que deben tenerse en cuenta para válvulas de seguridad son:

- Accionar la válvula usando la palanca manual o elevando la presión del vapor de la caldera para hacer que se dispare la válvula.
- Comprobar el correcto funcionamiento del manómetro, para descartar este como problema de la válvula de seguridad, si esta sopla a menor presión que la normal según el manómetro.
- En caso de reparaciones de las válvulas de seguridad, posterior a ellas deberán ser realizadas pruebas de verificación de funcionamiento, por un laboratorio para demostrar que las válvulas cumplen los criterios operativos y funcionales.

**Válvula de purga.** Para realizar el procedimiento de purga se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Primero, abrir la válvula de apertura lenta lo bastante despacio para evitar choques, pero con la rapidez suficiente para que no se deformen los asientos.
- Para cortar la purga, cerrar rápidamente la válvula de apertura lenta, luego cerrar la de apertura rápida.
- Nunca forzar la llave si no cierra. Abrir rápido unas cuantas vueltas para despejarla; cerrarla con lentitud. Si se fuerza contra los sedimentos, se daña el asiento.
- Purgar cuando la caldera esté operando a fuego bajo o con poca carga; es cuando los sedimentos se asientan.

**Aislamiento.** El uso y el tiempo son factores que desgastan inevitablemente el aislamiento térmico. Es fundamental realizar inspecciones periódicas, con el objetivo de buscar elementos dañados en el sistema. Cualquier pieza dañada o averiada se debe sustituir de inmediato, para mantener la seguridad del personal de la planta, reducir las pérdidas de energía y mantener la calidad del vapor de acuerdo con los requisitos del uso final.

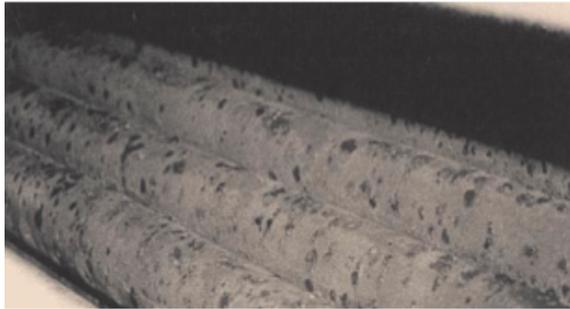
## 6.6 Problemas comunes en la operación de sistemas de vapor y calderas

A continuación se enuncian algunos de los problemas y sus efectos típicos ocurridos durante la operación de una caldera y su posible causa [92, 98, 104-107], las cuales a menudo guardan una estrecha relación con el mantenimiento inadecuado de los equipos o con la no implementación de programas de monitoreo y control de algunos parámetros como la calidad del agua:

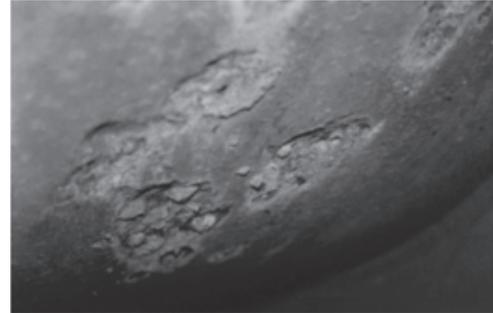
- **Bajo nivel de agua.** Este en una caldera puede generar desde una fuga hasta una explosión, dependiendo del tipo de caldera, la tasa de combustión y de lo bajo que haya llegado el nivel de agua. En las calderas pirotubulares, a medida que el nivel de agua baja y los tubos se exponen a los gases a temperatura elevada, la expansión y dilatación de los tubos es tan grande que se rompen por su unión a las placas. No es común una explosión en estas calderas, ya que diversos puntos de fuga alertan al personal. En las calderas acuotubulares, el efecto sobre los tubos es similar a la pirotubulares. Los tubos se dilatan a medida que el nivel de agua baja y abandona estos tubos, y se suelen romper por los asientos o puntos de unión, produciendo fugas. Un nivel de agua excesivamente bajo puede dar lugar a la rotura o fundido de los tubos. Las mejoras en la operación y cuidado de una caldera minimizan la posibilidad de desarrollar las condiciones de bajo nivel, lo cual depende del chequeo frecuente y de pruebas de alimentación de agua, retorno del condensado, bombas y componentes similares del circuito de agua del sistema de calderas que se supone debe mantener el circuito con agua.
- **Aumento o disminución de la presión de vapor.** Cambios bruscos de consumo pueden modificar la presión del vapor. El aumento de consumo conlleva un aumento de la presión, ya que el vapor se acumula en la caldera, lo que puede detener la producción de vapor de forma momentánea, llevando a un aumento en la temperatura también. En cambio, la disminución del consumo puede disminuir la presión, y el agua podría estar a una temperatura superior a la de vaporización a esas condiciones, por lo que puede darse una vaporización *flash*, ocasionando una disminución considerable del nivel del agua, provocando incluso una alarma y disparo por nivel bajo. Por otro lado, también podría ocurrir la dilatación del agua por expansión provocada al bajar la presión.
- **Aumento de la temperatura de los gases de combustión.** Se puede deber a: i) Ensuciamiento de los tubos de intercambio de calor. Es un buen parámetro de control para efectuar mantenimiento y limpieza de la caldera. ii) Dosificación incorrecta del combustible: debido a una mezcla incorrecta del combustible con el aire. iii) Velocidad excesiva de los humos, que reduce el tiempo de permanencia de los gases dentro de la caldera, disminuyendo la transferencia de calor.
- **Disminución de la temperatura de los gases de combustión.** Provocada por: i) Mal estado del quemador: entrada de combustible insuficiente con exceso inadecuado de aire enfría la llama y reduce el rendimiento. ii) Posibles filtraciones a

la cámara de combustión generan un aumento en la cantidad de aire arriba de la relación óptima. iii) Mala o incorrecta regulación de la entrada de agua de reposición.

- **Aumento de inquemados.** Estos aumentan debido a combustión incompleta y se puede deber a: i) Mal estado el quemador, con dosificación incorrecta de aire/combustible. ii) Mal estado del ventilador de tiro inducido del quemador. iii) Filtros sucios o en mal estado por mantenimiento inadecuado o falta de él.
- **Aumento en el contenido de oxígeno.** Indicativo del exceso de aire, y esto a su vez de una mezcla incompleta. Debido probablemente a problemas en el inyector o sistema de entrada de combustible. Lo que resulta en una disminución de la eficiencia de transferencia de energía y aumenta la posibilidad de fallas graves como explosiones.
- **Aumento de los sólidos en los sistemas de vapor.** Puede ocasionar corrosión, erosión y desbalanceo de las turbinas, pérdida de eficiencia, falla de los tubos de la caldera y de los sobrecalentadores, por sobrecalentamiento de los tubos con su consiguiente rotura, pérdida de rendimiento térmico (mayor consumo de combustible), desempeño ineficiente del aparato separador de vapor, restricción del flujo de agua y aumento en la frecuencia del mantenimiento con el consecuente aumento de costos.
- **Corrosión.** El vapor seco en presencia de oxígeno no es corrosivo por sí mismo, pero sí lo son los condensados formados bajo estas circunstancias. En una caldera, los mayores problemas de corrosión se dan en las líneas de vapor y condensado por acumulación de agua líquida. La presencia de oxígeno por entrada de aire a bajo pH acelera el proceso de corrosión, al igual que el CO<sub>2</sub>. En general, suelen presentarse corrosión por presencia de oxígeno o *pitting* y corrosión cáustica. También se incluye la corrosión en líneas de condensado.
  - La corrosión por picado o *pitting* se produce por reacción del oxígeno disuelto en el agua con los componentes metálicos de la caldera. Como resultado, se observan unos tubérculos negros en la superficie metálica. Esta corrosión puede prevenirse mediante un correcto proceso de desgasificación del agua de alimentación y mediante el uso de secuestrantes de oxígeno en el agua de caldera.
  - Corrosión cáustica se produce por sobreconcentración de sales alcalinas en zonas de elevada carga térmica (hogar). Se manifiesta en la forma de cavidades profundas, con óxidos de color negro, semejantes al *pitting*. Esta se puede prevenir manteniendo controlado el pH, la alcalinidad, oxidrilos dentro de los límites recomendados. En la Figura 24 se muestran algunas imágenes de este tipo de corrosión.



(a) Picado



(b) Cáustica

**Figura 24. Corrosión en calderas [108]**

- La corrosión en líneas de retorno de condensado se puede evitar mediante la aplicación de un correcto tratamiento de agua. El origen de esta corrosión es la presencia de ácido carbónico formado a partir del  $\text{CO}_2$ . Su control se realiza mediante el uso de aminas, las cuales al ser volátiles, salen por la corriente de vapor de la caldera. El control y monitoreo de la dureza, conductividad y contaminantes como hierro y cobre son claves para evitar o reducir la corrosión en líneas de retorno de condensados.
- **Incrustaciones.** Se presentan por la presencia de sales en el agua, tales como carbonato de calcio, hidróxido de magnesio, sulfato de calcio y sílice, estas sales presentan baja solubilidad, la cual decrece aún más por el aumento de la temperatura, formando depósitos muy duros y difíciles de remover. Estos depósitos son un problema, debido a que se forman muy rápido en los puntos de mayor transferencia de calor, reduciendo la conductividad térmica y aumentando, por tanto, el gradiente térmico entre el agua y los gases de combustión. También se deben a la presencia de vapor condensado contaminado, transporte de materiales generadores de corrosión a zonas favorables para deposición, tratamiento inadecuado de agua y regímenes de purga insuficientes. Estas incrustaciones provocan finalmente el sobrecalentamiento de las piezas, lo que podría ocasionar desgarros o rupturas.

**Figura 25. Incrustaciones en calderas [108]**

Estos depósitos se deben remover mediante planes de mantenimiento en los cuales se apliquen desincrustantes, dispersantes o se hagan lavados químicos con el fin de evitar la acumulación de estos, lo que podría bloquear tubos y las líneas de purgas de fondo, agravando el problema en la caldera.

- **Ensuciamiento por contaminación.** Se consideran como contaminantes aceites, grasas y algunos hidrocarburos. Dependiendo de las características y cantidad de estos, se pueden formar depósitos y espumas que luego son arrastradas con el vapor y los condensados, provocando incrustaciones y depósitos en las secciones poscaldera. Además, la presencia de hidrocarburos crea una capa aislante en las superficies de transferencia de calor, que con la temperatura y luego de un tiempo, se transforma en un material duro, que suele ser difícil de remover mediante tratamientos químicos simples, incrementando costos de mantenimiento. El método más económico es siempre el tratamiento adecuado del agua, como método preventivo.
- **Primado.** Se refiere a la elevación del agua de caldera por el vapor. El agua es transportada como aerosol o en pequeños cuerpos y a medida que se mueve en las líneas de vapor, su peso y velocidad pueden causar daños, como rupturas de las líneas de vapor, daños en turbinas, bombas y/o motores al final de la línea. Excluyendo las deficiencias de diseño, la causa es el elevado nivel de agua en comparación con la demanda de vapor. Para evitarlo, se recomienda no forzar o sobrealimentar la caldera conectada a equipos de uso final del vapor, mantener nivel constante en la caldera, llevar a cabo procedimientos adecuados de purga y evitar aperturas repentinas de válvulas de vapor en equipos de uso final.
- **Espumado.** Es más un problema químico que mecánico. La elevada tensión superficial del agua de caldera impulsa burbujas de vapor que se integran al agua. La causa de la formación de estas burbujas y, en principio, del aumento de la tensión superficial, es la elevada concentración de sólidos disueltos en el agua. Un adecuado control de los parámetros del agua de caldera, y un adecuado proceso de purga, evitan el espumado. La densidad del agua es una medida indirecta de la concentración de sólidos disueltos, los hidrómetros y medidores de conductividad son usados para hacer control de los parámetros para evitar espumado. La presencia de espuma afecta principalmente la calidad del vapor producido por incremento del contenido de humedad, lo que favorece el primado y arrastre.
- **Arrastre.** Hace referencia al transporte de material contaminante, sólidos minerales e impurezas que reducen la calidad del vapor generado. Se puede eliminar haciendo un análisis de las causas del mismo. A menudo no es posible determinar la magnitud de las pérdidas ocasionadas por el arrastre. Este problema afecta el consumo de combustible, el costo de mantenimiento y la seguridad del sistema.

A continuación, en la Tabla se describen los problemas, asociados al uso de agua fuera de parámetros en las calderas.

**Tabla 41. Problemas en la caldera por uso de agua fuera de parámetros [96][97]**

<b>CONSTITUYENTE</b>	<b>FÓRMULA QUÍMICA</b>	<b>FUENTE PRINCIPAL DEL CONTAMINANTE</b>	<b>EFFECTO POSIBLE CUANDO SE ENCUENTRA PRESENTE EN AGUA DE CALDERA</b>	<b>TRATAMIENTO PARA REMOVERLO DEL AGUA</b>
Sólidos en suspensión		Drenado superficial, residuos industriales	Arrastres, espumas, lodos o incrustación.	Sedimentación, coagulación, filtración, evaporación
Sílice	SiO <sub>2</sub>	Depósitos minerales	Incrustación	Sedimentación, coagulación, filtración, evaporación, intercambio iónico
Carbonato de calcio	CaCO <sub>3</sub>	Depósitos minerales	Incrustación	Ablandamiento con productos químicos, intercambio iónico, evaporación
Bicarbonato de calcio	Ca(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Depósitos minerales	Incrustación	Ablandamiento por calentamiento con productos químicos, intercambio iónico, evaporación
Sulfato de calcio	CaSO <sub>4</sub>	Depósitos minerales	Incrustación, corrosión	Ablandamiento con productos químicos, intercambio iónico, evaporación
Cloruro de calcio	CaCl <sub>2</sub>	Depósitos minerales	Incrustación	Ablandamiento con productos químicos, intercambio iónico, evaporación
Carbonato de magnesio	MgCO <sub>3</sub>	Depósitos minerales	Incrustación	Ablandamiento con productos químicos, intercambio iónico, evaporación
Bicarbonato de magnesio	Mg(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Depósitos minerales	Incrustación	Ablandamiento con productos químicos, intercambio iónico, evaporación
Cloruro de magnesio	MgCl <sub>2</sub>	Depósitos minerales	Incrustación, corrosión	Ablandamiento con productos químicos, intercambio iónico, evaporación
Ácidos libres	HCl, H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Drenaje de minas, residuos industriales	Corrosión	Neutralización, seguida en ocasiones de ablandamiento o evaporación

CONSTITUYENTE	FÓRMULA QUÍMICA	FUENTE PRINCIPAL DEL CONTAMINANTE	EFFECTO POSIBLE CUANDO SE ENCUENTRA PRESENTE EN AGUA DE CALDERA	TRATAMIENTO PARA REMOVERLO DEL AGUA
Cloruro de sodio	NaCl	Aguas negras, residuos industriales, depósitos minerales.	Inerte, pero puede ser corrosivo bajo ciertas condiciones	Evaporación y desmineralización (intercambio iónico)
Carbonato de sodio	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Depósitos minerales	Arrastre, espuma	Evaporación y desmineralización (intercambio iónico)
Bicarbonato de sodio	NaHCO <sub>3</sub>	Depósitos minerales	Arrastre, espuma	Evaporación y desmineralización (intercambio iónico)
Oxígeno	O <sub>2</sub>	Absorción de la atmósfera	Corrosión	Desaireación
Grasa y aceite		Residuos industriales	Corrosión, depósitos, arrastre, espuma	Coagulación, filtración, evaporación, coalescencia
Materia orgánica y aguas negras		Residuos domésticos e industriales	Corrosión, depósitos, arrastre, espuma	Coagulación, filtración, evaporación
Ácido carbónico	H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Absorción de la atmósfera, descomposición de materia orgánica, depósitos minerales.	Corrosión	Desaireación

- **Fallas en trampas de vapor.** Una trampa puede fallar en modo abierto o cerrado. En general, una trampa que ha fallado en posición abierta producirá aumento en el consumo de combustible, en las emisiones de gases, en los costos de agua y vertimiento de aguas residuales. En tanto que una trampa que ha fallado en posición cerrada producirá golpe de ariete y vapor húmedo, aumento en el mantenimiento, tiempos más largos de puesta en marcha y reducción en el rendimiento de proceso.



## CONSIDERACIONES AMBIENTALES

# 7

La Cumbre de Estocolmo, celebrada en 1972, fue la primera reunión internacional donde se llamó la atención sobre el papel del hombre respecto al medio que habita y su responsabilidad para preservarlo. En Colombia, es solo desde la expedición del Decreto-Ley 2811 de 1974 y casi 20 años después mediante la Ley 99 de 1993, que el Estado comienza a manifestarse respecto al aprovechamiento y conservación de sus recursos naturales y establece ciertos mecanismos de compensación ambiental por actividades realizadas por particulares que utilizan o afectan los recursos naturales o por la generación de desechos, aguas negras, humos, vapores y sustancias nocivas en consecuencia de sus actividades, productos o servicios. A partir de entonces, se han emitido diferentes leyes y decretos en favor de la protección del medio ambiente.

Particularmente las calderas, y con estas los sistemas de vapor, merecen especial atención, teniendo en cuenta que son, en el sector industrial, los mayores aportantes de emisiones contaminantes al ambiente (64%) [109], en particular debido al almacenamiento y distribución, a la combustión, al tratamiento de agua para la generación de vapor y a las actividades de mantenimiento. De esta manera, es necesario que las emisiones generadas por una caldera sean monitoreadas y controladas para garantizar el cumplimiento de las normas ambientales vigentes para fuentes fijas, tanto a nivel nacional como internacional y en virtud de los compromisos adquiridos por Colombia con el COP21 (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático), en donde se obliga a reducir en 20% las emisiones de los gases de efecto invernadero.

Es importante tener en cuenta que las emisiones contaminantes tienen efectos negativos, ya que afectan al equilibrio de la atmósfera, debido al efecto invernadero, la desaparición de la capa de ozono, alteración de la meteorología, etc., lo cual afecta la salud humana, la vida animal y vegetal y ensucian y deterioran materiales [2]. A continuación se enuncian los contaminantes emitidos al medio ambiente debido a los procesos de operación y mantenimiento de calderas, así como la normatividad que se debe tener en cuenta y algunos métodos para su control.

## 7.1 Emisiones contaminantes en calderas y sistemas de vapor

La operación de calderas implica riesgos ambientales por la generación de emisiones debidas al proceso de combustión, el vertimiento de aguas residuales y por la disposición de los residuos sólidos obtenidos por la operación y mantenimiento de la caldera y del sistema de vapor en general. Estas emisiones dependen principalmente del tipo y calidad de los combustibles utilizados, del estado y tipo de sistemas de combustión, pero también del tratamiento de aguas y de las actividades de mantenimiento realizadas a la caldera.

En general, las calderas pueden usar variados combustibles, incluyendo carbón (bituminoso, subbituminoso, antracita, lignito), petróleo y derivados, gas natural, biomasa (residuos de madera, bagazo), gas licuado de petróleo y una variedad de gases de proceso y materiales de desecho. Cada uno de estos con diferentes características de combustión, los cuales producen variadas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El carbón, por ejemplo, es el mayor productor de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) con un factor de emisión promedio de 88 136 kg CO<sub>2</sub>/TJ y el gas natural el de menor emisión, con un factor de emisión promedio de 55 539 kg CO<sub>2</sub>/TJ [110]. El uso de uno u otro depende de la disponibilidad, costo y tamaño de la unidad de combustión instalada. De esta manera, se puede ver que el impacto es mayor cuando se usan combustibles fósiles como carbón. En Colombia, en el sector industrial, la distribución por fuente de energía es: carbón (28%), gas natural (28%) y bagazo (21%) [111], lo que muestra el gran impacto, que sobre el medio ambiente, pueden ejercer estos combustibles.

El impacto ambiental de una caldera se da a nivel atmosférico, debido a la combustión, al suelo y al agua, debido a emisiones sólidas y líquidas por el enfriamiento y limpieza del agua de caldera y residuos sólidos por disposición de cenizas, tratamiento de agua y mantenimiento de equipos [112]. Los contaminantes generados en una caldera en virtud del tipo de combustible se muestran a continuación en la Tabla 31.

**Tabla 31. Contaminantes según el tipo de combustible en caldera [112]**

Combustible	Contaminantes	Residuos no asociados a la combustión	Residuos de la combustión
Carbón	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SO<sub>2</sub></li> <li>• NO<sub>x</sub></li> <li>• CO</li> <li>• VOC</li> <li>• PM</li> <li>• Azufre</li> <li>• Metales pesados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cloro</li> <li>• Químicos orgánicos</li> <li>• Metales</li> <li>• TSS</li> <li>• TDSS</li> <li>• Sulfato de hierro</li> <li>• Ácido sulfúrico</li> <li>• Pirita</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Metales pesados</li> <li>• Sulfuro de hierro</li> <li>• Ácido sulfúrico</li> <li>• Azufre</li> <li>• CaSO<sub>3</sub></li> <li>• CaO</li> </ul>
Líquido	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Arsénico</li> <li>- Berilio</li> <li>- Cadmio</li> <li>- Cromo</li> <li>- Mercurio</li> <li>- Plomo</li> <li>- Selenio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cloro</li> <li>• Químicos orgánicos</li> <li>• Metales</li> <li>• TSS</li> <li>• TDSS</li> <li>• Sulfuro de hierro</li> <li>• Ácido sulfúrico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• VOCs</li> <li>• Metales pesados</li> </ul>

Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NOx</li> <li>• CO</li> <li>• SO<sub>2</sub></li> <li>• PM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cloro</li> <li>• Químicos orgánicos</li> <li>• Metales</li> <li>• pH</li> <li>• TSS</li> <li>• TDSS</li> <li>• Metales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ninguno</li> </ul>
-----	---	--	---

Como se puede observar en la Tabla 31, son los combustibles líquidos y sólidos como el carbón los que aportan una mayor carga contaminante al medio ambiente, siendo predominantes las emisiones a la atmósfera, de CO, VOC, SO<sub>2</sub>, NOx y material particulado. Estos combustibles, además, son responsables de vertimiento de residuos pos-combustión y de otros no combustibles, que van a parar a las fuentes acuosas y al suelo, principalmente cenizas, que contiene metales pesados, otros metales provenientes de los químicos usados en el tratamiento del agua de la caldera y otros contaminantes procedentes de las actividades de mantenimiento de la caldera, como sólidos producto de la corrosión e incrustaciones en las superficies metálicas de la caldera. A continuación, en la Tabla se muestra la valoración del impacto ambiental por uso de una caldera.

**Tabla 43. Valoración del impacto ambiental por uso de calderas. Adaptado de [113]**

Proceso	Actividad	Aspecto ambiental	Impacto ambiental	Medidas de Prevención	Medidas de control
Puesta en funcionamiento	Suministro de agua a la caldera	Consumo de agua para la generación de vapor	Aumento de la demanda del recurso agua		Programa de ahorro y uso eficiente del agua Programa de ahorro
	Tratamiento de agua	Uso de agua industrial	Generación de vertimiento y/o filtraciones ocasionada por derrame de productos químicos Contaminación del agua		
		Uso de vapor de escape	Presión sobre recursos naturales: agua y combustibles	Generación y uso racional del vapor	
		Generación de vertimientos sólidos y líquidos por recipientes y empaques de tratamiento químico, uso de insumos,	Contaminación del suelo y del agua		Gestión Integral de Residuos Sólidos y Sistema de tratamiento de aguas industriales

Proceso	Actividad	Aspecto ambiental	Impacto ambiental	Medidas de Prevención	Medidas de control
		derrame de productos, agua de purga			
Operación y vigilancia	Suministro de combustible sólidos o líquidos fósiles a la caldera	Consumo de combustible	Aumento de la demanda de los recursos, posible agotamiento del recurso		Uso como combustible -Programa de Ahorro y Uso eficiente de la Energía
		Generación de emisiones de partículas y contaminantes atmosféricos por gases de combustión	Contaminación del aire por emisiones de material particulado	Sistema de control de emisiones a la atmósfera	Control operacional de la relación aire: combustible • Programa de Ahorro y Uso eficiente de la Energía • Instalación de equipos externos de control de contaminante. Ver sección 7.3.
			Contaminación del aire por emisiones de gases NOx y SOx, CO y CO <sub>2</sub> ,	Programas de capacitación para el control de la combustión	
	Generación de residuos sólidos: cenizas	Contaminación del suelo		• Sistema de manejo y disposición de cenizas • Uso en compostaje	
	Producción de vapor	Generación de condensados	Disminución de la presión sobre recurso agua		Programa de ahorro sobre el recurso agua
	Purga de la caldera	Generación de vertimiento de aguas alcalinas con cargas contaminantes químicos y fosfatos sin tratar	Deterioro de la calidad del agua por aumento de la alcalinidad, fosfatos, sólidos suspendidos y químicos		

Proceso	Actividad	Aspecto ambiental	Impacto ambiental	Medidas de Prevención	Medidas de control
		Generación de vertimientos líquidos: agua residual industrial, agua de purga	Aumento de la cantidad de residuos a manejar y posible afectación del agua		Sistema de tratamiento de aguas industriales
Inspección y mantenimiento	Retiro de hollín, cenizas y escoria de la caldera y sistema de control de emisiones	Generación de vertimiento y/o filtraciones, ocasionado por incorrecto almacenamiento y/o incorrecta disposición de hollín, cenizas y escoria	Contaminación del agua		Sistema de tratamiento de aguas industriales
		Generación de residuos no peligrosos: hollín, ceniza y escoria	Contaminación del suelo por disposición final de residuos sólidos		Gestión Integral de Residuos Sólidos
	Mantenimiento general	Generación de vertimiento y/o filtraciones ocasionadas por derrame de sustancias químicas	Contaminación del agua		
		Generación de residuos peligrosos por recipientes y empaques de aceite para lubricado y usado	Contaminación del suelo		Gestión Integral de Residuos Sólidos

Los mayores aportes contaminantes a la atmósfera se presentan por la operación de la caldera, en particular por el proceso de combustión, como lo muestra la Tabla . Así mismo, se observa que la carga contaminante a los efluentes proviene del tratamiento de aguas, de las purgas y de las actividades de limpieza de la caldera durante la remoción de cenizas, incrustaciones y corrosión, en la etapa de mantenimiento. A continuación se especifican los diferentes contaminantes producidos en las calderas, según sean emitidos al aire, al agua o al suelo.

## 7.1.1 Emisiones contaminantes al aire o humos

Las emisiones al aire debidas a la combustión del combustible de la caldera incluyen monóxido de carbono (CO), material particulado (PM), compuestos gaseosos que producen smog como NO<sub>x</sub> y compuestos orgánicos volátiles (VOC's), gases de efecto invernadero como CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> y otros compuestos gaseosos como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y otros derivados del azufre [112]. Los efectos negativos de la combustión están asociados particularmente, por generación de gases de efecto invernadero y emisiones de partículas, con el calentamiento global, y las demás emisiones con afectación a la salud [89][114, 115]. A continuación se muestra de forma más específica la composición de los contaminantes emitidos por una caldera a la atmósfera durante el proceso de operación y su afectación al medio ambiente y la salud.

- **Partículas primarias (PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>).** Las PM en el aire proceden de muchas fuentes y son una compleja mezcla heterogénea cuyo tamaño y composición química varía en el tiempo y en el espacio, en función de las fuentes de emisión y las condiciones atmosféricas y climáticas. Incluyen cenizas en suspensión, polvos metálicos, nieblas ácidas, hollín y humos. En términos de su daño potencial sobre la salud humana, las PM son uno de los contaminantes más importantes, ya que penetran en las regiones sensibles del sistema respiratorio y pueden causar problemas de salud y mortalidad prematura. El grupo de partículas que más preocupan tienen 2,5 micras de diámetro o menos (PM<sub>2,5</sub>). Algunas de estas son lo suficientemente pequeñas para pasar desde el pulmón hacia el flujo sanguíneo como las moléculas de oxígeno.
- **Partículas secundarias.** Incluyen material particulado que se genera por la emisión de partículas producto de reacciones que involucran los gases químicos precursores de PM. Se incluyen compuestos derivados del azufre (SO<sub>2</sub> y SO<sub>3</sub>), compuestos nitrogenados (NO<sub>x</sub>) y compuestos orgánicos volátiles (CH<sub>4</sub>, VOC's y HCl).
- **Compuestos gaseosos.** Los compuestos nitrogenados (NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>), azufrados y halogenados son compuestos acidificantes del aire, precursores de la lluvia ácida. Causan la inflamación de las vías respiratorias y una función pulmonar reducida. El CO<sub>2</sub>, principal contribuyente al efecto invernadero, es consecuencia inevitable de la combustión. El CO, monóxido de carbono se emite por la combustión incompleta de los combustibles y entra al cuerpo a través de los pulmones. La exposición al CO puede reducir la capacidad de la sangre para transportar oxígeno, lo que reduce la entrada de oxígeno a los órganos y tejidos del cuerpo. El tiempo de vida atmosférica de CO es de aproximadamente de tres meses. El ozono troposférico O<sub>3</sub> es un contaminante secundario que se forma en la parte más baja de la atmósfera, a partir de reacciones químicas complejas de las emisiones de gases precursores (NO<sub>x</sub> y COV, CO). El ozono es un agente oxidante potente y agresivo, cuyos altos niveles causan problemas de salud respiratoria y llevan a la muerte prematura. Los altos niveles de O<sub>3</sub> también pueden dañar las plantas, lo que lleva a una reducción de los

rendimientos de los cultivos agrícolas y una disminución del crecimiento de los bosques.

- **Metales pesados.** Los metales pesados —arsénico (As), cadmio (Cd), plomo (Pb), mercurio (Hg) y níquel (Ni)— se emiten principalmente como resultado de varios procesos de combustión y actividades industriales. Los metales pesados pueden residir o estar unidos a PM. Además de contaminar el aire, los metales pesados se pueden depositar sobre superficies terrestres o acuáticas y, posteriormente, acumularse en los suelos o sedimentos. Los metales pesados son persistentes en el medio ambiente y pueden bioacumularse en las cadenas alimenticias.

En la Tabla se resumen los efectos sobre la salud, el medio ambiente y el clima de los contaminantes gaseosos emitidos por calderas a la atmósfera.

**Tabla 44. Emisiones gaseosas de una caldera y sus efectos sobre la salud, el medio ambiente y el clima. Adaptado de [89, 115]**

<b>Contaminante</b>	<b>Efectos sobre la salud</b>	<b>Efectos ambientales</b>	<b>Efectos climáticos</b>
Partículas (PM)	Puede provocar o agravar enfermedades cardiovasculares y pulmonares, ataques cardíacos y arritmias, afectar al sistema nervioso central, el sistema reproductivo y causar cáncer. El resultado puede ser muerte prematura.	Puede afectar a animales de la misma manera que a los seres humanos. Afecta el crecimiento de plantas y procesos de los ecosistemas. Puede causar daños a los edificios. Reducción de visibilidad.	El efecto climático varía dependiendo del tamaño de las partículas y la composición: algunas conducen a un enfriamiento neto, mientras que otras conducen al calentamiento. Puede provocar cambios en los patrones de precipitación. La deposición puede originar cambios en el albedo de superficie.
Ozono (O <sub>3</sub> )	Puede disminuir la función pulmonar; agravar el asma y cualquier otra	Daña la vegetación, perjudica la reproducción y crecimiento de las	El ozono es un gas de efecto invernadero que contribuye al

<b>Contaminante</b>	<b>Efectos sobre la salud</b>	<b>Efectos ambientales</b>	<b>Efectos climáticos</b>
	enfermedad pulmonar. Puede causar muerte prematura.	plantas, y disminuye el rendimiento de cultivos. Puede alterar la estructura de los ecosistemas, reducir la biodiversidad y disminuir la absorción de CO <sub>2</sub> de las plantas.	calentamiento de la atmósfera.
Óxidos de nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	El NO <sub>x</sub> puede afectar el hígado, el pulmón, el bazo y la sangre. Puede agravar enfermedades pulmonares que conducen a síntomas respiratorios y una mayor susceptibilidad a las infecciones respiratorias.	Contribuye a la acidificación y la eutrofización del suelo y del agua, dando lugar a cambios en la diversidad de especies. Actúa como precursor de O <sub>2</sub> y PM, con efectos ambientales asociados. Puede causar daños en los edificios.	Contribuye a la formación de O <sub>3</sub> y PM, con efectos climáticos asociados.
Óxidos de azufre (SO <sub>x</sub> )	Agrava el asma y puede reducir la función pulmonar e inflamar el tracto respiratorio. Puede causar dolores de cabeza, malestar general y ansiedad.	Contribuye a la acidificación del suelo y de las aguas superficiales. Produce lesiones en la vegetación y pérdida de especies locales en sistemas acuáticos y terrestres. Contribuye a la formación de PM con efectos ambientales asociados. Daña edificios.	Contribuye a la formación de gases de efecto invernadero como el CO <sub>2</sub> y el O <sub>3</sub> .
Monóxido de carbono (CO)	Puede dar lugar a enfermedades del corazón, dañar el sistema nervioso y	Puede afectar a los animales del mismo modo que a los humanos.	Contribuye a la formación de efecto invernadero como el CO <sub>2</sub> y el O <sub>3</sub> .

Contaminante	Efectos sobre la salud	Efectos ambientales	Efectos climáticos
	causar dolores de cabeza, mareos y fatiga.		
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )			Calentamiento global.
Compuestos orgánicos volátiles (VOCs)			Precursor de PM y ozono calentamiento global y efecto invernadero.
Metales pesados	Arsénico: el As inorgánico es un carcinógeno humano. Puede producir daños en la sangre, el corazón, el hígado y los riñones. También puede dañar el sistema nervioso periférico.	Altamente tóxico para la vida acuática, aves y animales terrestres. Los suelos con alto contenido de As reducen el crecimiento de las plantas y los rendimientos de los cultivos. Los compuestos orgánicos de As son persistentes en el medio ambiente y dados a la bioacumulación.	Sin efectos específicos
	Cadmio: Especialmente el óxido de cadmio, es probable que sea un carcinógeno. Puede producir daños a los sistemas reproductivo y respiratorio.	Tóxico para la vida acuática. El cadmio es muy persistente en el medio ambiente y se bioacumula.	
	Plomo: Puede afectar a casi todos los órganos y sistemas, especialmente al sistema nervioso. Puede causar parto prematuro, retraso	Bioacumula y afecta negativamente tanto a los sistemas terrestre como a los acuáticos. Los efectos sobre la vida animal incluyen problemas	

<b>Contaminante</b>	<b>Efectos sobre la salud</b>	<b>Efectos ambientales</b>	<b>Efectos climáticos</b>
	del desarrollo mental y crecimiento reducido.	reproductores y cambios en la apariencia y comportamiento.	
	Mercurio: Puede dañar el hígado, los riñones y el sistema digestivo y respiratorio. También puede causar daños cerebrales y neurológicos y perjudicar el crecimiento.	Se bioacumula y afecta negativamente tanto a los sistemas terrestres como acuáticos. Puede afectar a animales de la misma manera que a los seres humanos. Es muy tóxico para los organismos acuáticos.	
	Níquel: Varios compuestos de Ni se clasifican como carcinógenos humanos. Puede causar reacciones alérgicas en la piel y afectar los sistemas respiratorio, inmunológico y de defensa.	El níquel y sus compuestos pueden tener una toxicidad muy aguda y crónica para la vida acuática. Puede afectar a los animales de la misma manera que a los humanos.	
Compuestos halogenados	Son potencialmente cancerígenos.	Contribuye a la acidificación del suelo y aguas superficiales. Daña edificios por efecto de lluvia acida.	Contribuye al calentamiento global.

En conclusión, la Tabla muestra que la afectación principal de los contaminantes que son producto de la combustión de una caldera está relacionada con la formación de esmog, y partículas en suspensión, cuyos compuestos son nocivos para la salud y provocan calentamiento global, debido al efecto invernadero. En la Tabla se pueden observar los límites admisibles de los contaminantes generados en una caldera, según la normatividad nacional para fuentes fijas [116].

**Tabla 45. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para calderas (25 °C y 760 mmHg) con oxígeno de referencia del 11%. Adaptado de [116]**

Contaminante	Flujo del contaminante [kg/h]	Estándares de emisión admisibles de contaminantes [mg/Nm <sup>3</sup> ]	
		Calderas existentes	Calderas nuevas
Material particulado (PM)	≤ 0,5	250	150
	> 0,5	150	50
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	Todos	550	500
Óxidos de nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	Todos	550	500
Compuestos de cloro inorgánico (HCl)	Todos	40	
Hidrocarburos totales (HC <sub>T</sub> )	Todos	50	
Neblina ácida o trióxido de azufre expresados como H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Todos	150	

\*Sistemas de generación eléctrica con motores de combustión interna PM 50 mg/m<sup>3</sup>, SO<sub>2</sub> 400 mg/m<sup>3</sup> y NO<sub>x</sub> 300 mg/m<sup>3</sup>, a oxígeno de referencia 15%.

Esta tabla, sin embargo, deja por fuera el CO, altamente nocivo y reflejo de una combustión no eficiente, cuyo límite se muestra a continuación en la Tabla, donde se establecen los límites de contaminantes al aire para varios países.

**Tabla 46. Límites de concentración de contaminantes en el aire para algunos países.**

País/ Ciudad	PM <sub>10</sub> 24h (µg/Nm <sup>3</sup> )	NO <sub>x</sub> 1h (µg/Nm <sup>3</sup> )	CO (µg/Nm <sup>3</sup> )	SO <sub>x</sub> 1h (µg/Nm <sup>3</sup> )	O <sub>3</sub> (µg/Nm <sup>3</sup> )	Metales pesados (Cd y PB) <sup>1</sup> (ng/Nm <sup>3</sup> )		Fuente
						5	500	
OMS	50	200	10	500	100	5	500	[115, 117]
Medellín	50	500		500				[109]
Colombia	60	200	10	250	120			[118]
Chile*	50	400	8,6	250	120			[119]
Ecuador	142	434	50	50 <sup>2</sup>	160			[120]
Brasil	50	100	9	80	160			[121]
UE	25	200	10	350	120	5	500	[115]
USA	50	0,053 ppm	9	0,14 ppm	0,12 ppm			[122]

\* Unidades en mg/Nm<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Medida como contenido en PM<sub>10</sub>

<sup>2</sup> Anual

Como se puede observar en la Tabla, los límites de emisión según la normatividad para fuentes fijas, en Colombia algunos contaminantes superan levemente los límites correspondientes para la Organización Mundial de la Salud y países como Estados Unidos y la Unión Europea, especialmente para material particulado, principal precursor de enfermedades respiratorias.

Las unidades generalizadas de presentación de concentración de los contaminantes en las normas de la mayoría de los países es  $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ . En algunos aparece en el orden de mg y ppm. Por tratarse de cantidades pequeñas, el uso de SI no es conveniente, se usan sus prefijos.

### 7.1.2 Vertimientos de aguas residuales

Proviene de las actividades relacionadas con el tratamiento y adecuación del agua para generación del vapor, conocidos como residuos de no combustión. Se incluye el agua de enfriamiento cuando es usado una sola vez (un solo paso), la purga del sistema de enfriamiento, la purga de la caldera, residuos líquidos del proceso de limpieza del agua de caldera y el proceso de desmineralización. El análisis de las características fisicoquímicas determina la calidad del agua de alimentación y, por ende, la calidad del vapor que se está generando, y las características fisicoquímicas del agua de purga determinan la composición de contaminantes químicos que se vierten en el medio. En la Tabla se muestran los límites de los parámetros del agua que será vertida en los sistemas de alcantarillado, según Resolución 0631 de 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Tabla 47. Límites de parámetros de vertimientos. Adaptado de [123]

Parámetro	Unidades	Aguas residuales domésticas – ARD y Aguas residuales no domésticas – carga 625 - 3000 kg/día DBO	Aguas residuales domésticas – ARD y Aguas residuales no domésticas – carga mayor a 3000,00 kg/día DBO
<b>Generales</b>			
pH	-	6,00 a 9,0	6,00 a 9,0
Demanda química de oxígeno (DBO)	mg/L O <sub>2</sub>	180,00	150,00
Demanda bioquímica de oxígeno (DBO <sub>2</sub> )	mg/L O <sub>2</sub>	90,00	70,00
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	90,00	70,00
Sólidos sedimentables (SSED)	mg/L	5,00	5,00
Grasas y aceites	mg/L	20,00	10,00

Parámetro	Unidades	Aguas residuales domésticas – ARD y Aguas residuales no domésticas – carga 625 - 3000 kg/día DBO	Aguas residuales domésticas – ARD y Aguas residuales no domésticas – carga mayor a 3000,00 kg/día DBO
<b>Hidrocarburos</b>			
Hidrocarburos totales (HTP)	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Compuestos orgánicos halogenados adsorbibles (AOX)	mg/L		Análisis y reporte
<b>Compuesto de nitrógeno</b>			
Nitratos (N-NO <sub>3</sub> )	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Nitritos (N-NO <sub>2</sub> )	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Nitrógeno amoniacal (N-NH <sub>3</sub> )	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Nitrógeno total (N)	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
<b>Iones</b>			
Cianuro total (CN <sup>-</sup> )	mg/L	0,50	0,50
Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Sulfatos (SO <sub>x</sub> <sup>+</sup> )	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Sulfuros (S <sup>2-</sup> )	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
<b>Metales y metaloides</b>			
Aluminio (Al)	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10	0,10
Zinc (Zn)	mg/L	3,00	3,00
Cobre (Cu)	mg/L	1,00	1,00
Cromo (Cr)	mg/L	0,50	0,50
Hierro (Fe)	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Mercurio (Hg)	mg/L	0,02	0,02
Níquel (Ni)	mg/L	0,50	0,50
Plata (Ag)	mg/L		Análisis y reporte
Plomo (Pb)	mg/L	0,50	0,50
<b>Otros parámetros para análisis y reporte</b>			
Acidez total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Alcalinidad total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Dureza cálcica	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Dureza total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	Análisis y reporte	Análisis y reporte
Color real (medidas de absorbancia: 436 nm, 525 nm y 620 nm)*	No aplica	Análisis y reporte	Análisis y reporte

\* Norma ISO-7887.

De acuerdo con esta Tabla, muchos de los parámetros que se deben determinar en las aguas que son vertidas al alcantarillado no presentan límites mínimos para cumplir, solo se exige que sean analizados y reportados. Los parámetros que requieren cumplimiento de

límites son el pH, el DQO, DBO, sólidos y metales pesados, los cuales son parámetros relacionados con la operación y el mantenimiento de calderas.

### 7.1.3 Vertimientos al suelo

Los residuos generados de la combustión de algunos combustibles son principalmente cenizas y *slurry* para combustibles sólidos y líquidos, respectivamente, y los sólidos resultantes del proceso de tratamiento de aguas, como lodos contenidos en el agua de purga y los sólidos resultantes de la remoción del material incrustado en la caldera, luego del mantenimiento. Las cenizas contienen principalmente metales pesados y otros compuestos peligrosos que deben ser apropiadamente desechados. Así mismo, están presentes calcio y magnesio, principales responsables de la formación de depósitos en sistemas de baja presión; hierro, cobre, sílice y aluminio, para sistemas a alta presión. Muchos sólidos que son solubles en el agua de alimentación se precipitan, se convierten en sólidos en suspensión en el agua de la caldera. Este fenómeno se produce a raíz de la solubilidad inversa de algunas sales, las cuales se tornan menos solubles conforme aumenta la temperatura. El manejo inadecuado de los residuos sólidos produce múltiples impactos negativos en la salud de las personas y en el medio ambiente. Cuando estos residuos no son manejados conforme a normas sanitarias establecidas sobre almacenamiento, recolección, transporte y disposición final, pueden provocar enfermedades como dengue. En Colombia, la entidad encargada de licencias y control de vertimientos es ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales).

## 7.2 Monitoreo, caracterización y análisis de contaminantes

Para determinar el contenido de los contaminantes producidos durante la operación de la caldera y el sistema de vapor se requieren muestreos periódicos de los gases de salida de la chimenea, del agua de alimentación y de caldera, así como de las cenizas y residuos del tratamiento mismo del agua. Este análisis permite tener control de las variables de operación de la caldera y también de los parámetros de control de las autoridades ambientales, para dar cumplimiento con la normatividad correspondiente.

En general, los métodos de muestreo se clasifican en dos grupos: muestreo instantáneo o puntual y muestreo continuo o prolongado. La determinación de los contaminantes se puede hacer de manera directa o previo muestreo y análisis posterior, independiente de si se trata de una medición puntual o continua. Así, se conocen instrumentos de medición directa donde el muestreo y el análisis se hacen directamente en el instrumento e instrumentos de toma de muestras para el análisis posterior en laboratorio. Las pruebas isocinéticas, mediciones directas de la concentración de contaminantes en un volumen conocido de gas y de la tasa de flujo del gas de la chimenea son los métodos usados principalmente para fuentes de emisiones de procesos de combustión. La EPA tiene reglamentados siete métodos de muestreo para fuentes fijas, cuyo objetivo principal es obtener muestras representativas de material particulado, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

A continuación, en la Tabla se enuncian los métodos de muestreo y análisis de contaminantes producidos en fuentes fijas, como las calderas y sistemas de vapor adaptados para Colombia.

**Tabla 48. Métodos de muestreo de contaminantes en fuentes fijas.** [124, 125]

<b>Método</b>
Método 1 – Localización de los puntos de muestreo
Método 1A - Determinación del punto y velocidad de muestreo para fuentes estacionarias con ductos o chimeneas pequeñas
Método 2 – Determinación de la velocidad y tasa de flujo volumétrica de gases en chimenea (Tubo Pitot tipo S)
Método 3 – Análisis de gases para la determinación del peso molecular base seca
Método 3B – Análisis de gases para la determinación del factor de corrección de tasa de emisión o exceso de aire
Método 4 – Determinación del contenido de humedad en gases de chimenea
Método 5 – Determinación de las emisiones de material particulado en fuentes estacionarias
Método 6 – Determinación de las emisiones de dióxido de azufre en fuentes estacionarias
Método 7 – Determinación de las emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes estacionarias
Método 12 – Determinación de las emisiones de plomo inorgánico en fuentes estacionarias
Número de pruebas o corridas para la medición de contaminantes
Protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas

Estas técnicas están descritas y amparadas bajo normas ISO, EPA y EN, desarrolladas por agencias de protección ambiental americanas, europeas, asiáticas y por la Organización Mundial de la Salud [125], fueron adaptadas para Colombia por entidades gubernamentales como el IDEAM, y pueden consultarse online.

También se dispone de metodologías instrumentales más avanzadas de medición y análisis que permiten determinar el contenido de gases como CO<sub>2</sub>, CO, hidrocarburos como CH<sub>4</sub>, SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>, y metales. La mayoría de las empresas que utilizan calderas no disponen de estos equipos. Sin embargo, se puede acceder a ellas mediante servicios técnicos contratados con laboratorios especializados en medición y análisis químicos disponibles en muchas instituciones universitarias y entidades privadas. Los métodos más usados están basados en técnicas de cromatografía, fluorescencia de Rayos X, espectroscopia UV/VIS,

Según estudios hechos en Colombia, muchas de las empresas no realizan medición de las emisiones; por lo tanto, no es posible determinar si están cumpliendo con la normatividad ambiental vigente en el país [125]. Es importante, entonces, por parte del Ministerio de Medio Ambiente, efectuar seguimiento periódico a todas las empresas que

trabajan con calderas, con el fin de verificar la eficiencia del proceso de combustión, el tipo de combustibles utilizados y las emisiones que se realizan.

Adicional a los muestreos isocinéticos e instrumentales, cuando no se dispone de datos de emisión medidos directamente de la fuente, Colombia en particular dispone de una herramienta online, que se conoce con el nombre de “Calculadora de Factores de Emisión de Combustibles Colombianos” – FECOC [126], cuyo manual de usuario y aplicativo Excel descargable están disponibles en la página de la UPME [127]. Esta permite calcular la cantidad de emisiones de los gases de efecto invernadero:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{NO}_2$  en procesos de combustión, por tipo combustible. Es una herramienta que permite hacer un cálculo teórico rápido de las emisiones de los gases de efecto invernadero durante la operación de un sistema de vapor, basado en la combustión de la caldera.

Para el monitoreo de efluentes vertidos al agua, se usan los métodos de muestreo, análisis y caracterización de agua de purga especificados en el capítulo de mantenimiento y operación de una caldera, la sección de tratamiento de agua de caldera (consultar sección 6.3.2).

### 7.3 Medidas para reducir emisiones contaminantes en calderas

En general, existen dos formas de reducir las emisiones en calderas: el control de la combustión y uso de combustibles menos contaminantes y controles en la fuente (poscombustión).

Los métodos de ajuste a la combustión y el remplazo de combustible representan la mejor opción porque mitigan las emisiones, utilizando el principio preventivo. Las medidas relacionadas con este parámetro incluyen: mejorar la eficiencia del proceso de combustión en la caldera, tratando de conseguir combustiones completas para reducir, por ejemplo,  $\text{CO}$  y la optimización relación aire/combustible, de modo que se consuma el mínimo combustible necesario, produciendo así la menor cantidad de  $\text{NO}_x$  y  $\text{CO}_2$ , cambiar propiedades de materias primas (lavar o mezclar el carbón para disminuir cenizas y azufre), actualizar o remplazar tecnologías de combustión (quemadores de bajo  $\text{NO}_x$ , sistemas de combustión avanzada: combustión sin llama, combustión en medio poroso, quemadores de mezcla pobre) y cambio de combustible, por ejemplo con menor producción de  $\text{CO}_2$  para la misma energía o con menor contenido de azufre, pues son los responsables de la generación de los  $\text{SO}_x$ , como el gas natural y la biomasa.

El control en la fuente consiste en la instalación de sistemas o equipos adicionales poscombustión para la remoción de las emisiones, mediante captura o destrucción del contaminante. Constituye el mecanismo más utilizado en nuestro medio y su utilización depende de la naturaleza del contaminante, las condiciones operativas del proceso productivo y los requerimientos ambientales solicitados por la entidad ambiental territorial, de la tecnología del equipo de combustión y el combustible empleado. Para la selección o el diseño de un equipo de control es necesario tener presente el volumen del gas contaminado (operación continua o intermitente), las condiciones geneales (T, P, humedad)

y propiedades especiales (explosividad, corrosividad, reactividad, toxicidad, etc.) del gas contaminado.

Entre los sistemas de control más utilizados en las empresas donde utilizan calderas, se destacan principalmente los equipos diseñados para la retención del material particulado grueso ( $> 5 \mu\text{m}$ ) como ciclones y la unión de varios de estos dispositivos en una batería llamados multiciclones, en una proporción de 20,4% y 24,3%, respectivamente. Es de notar que este tipo de sistemas de control se presenta principalmente en calderas que emplean carbón como combustible y debido a que proporcionan una buena eficiencia en la retención de partículas gruesas, presentan bajos costos en comparación con equipos de mayor rendimiento, requieren de poco espacio y su mantenimiento es sencillo [109, 125]. Los equipos más usados para remover compuestos gaseosos como  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ , halogenados,  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$  y partículas son los lavadores y los filtros. A continuación se describe cada uno de estos equipos de uso en instalaciones donde se dispone de caldera [109, 128, 129].

- Los ciclones también son llamados separadores centrífugos. Estos equipos operan bajo el principio inercial (tendencia de continuar una trayectoria), el cual normalmente genera un efecto muy superior a la fuerza gravitacional, lo que permite la separación de material particulado contenido en la corriente gaseosa.
- Lavadores: Operan adicionando un líquido en forma de gotas muy pequeñas a la corriente de gas contaminado, con el fin de impactar contra las partículas emitidas y provocar su precipitación o con los compuestos químicos para el proceso de absorción.
- Filtros de mangas o de tela: Consiste en el uso de filtros cilíndricos de tela a través de los cuales se aplica una diferencia de presión para atraer hacia las paredes de la tela las partículas presentes en el flujo de gases, desde donde precipitan y son capturadas y removidas en el fondo del equipo. Para este tipo de dispositivo, existen dos tipos de filtros: los desechables y los no desechables, normalmente los primeros son usados en la industria para capturar el material particulado tóxico, los segundos requieren mecanismos de limpieza para garantizar un tiempo de vida aceptable.
- Sistemas de lecho fijo o absorción (gas-sólido): emplean sólidos que absorben los compuestos contaminantes. Los más usados son el carbón activado, alúmina activada, sílica gel y mallas moleculares (zeolitas).

## 7.4 Normatividad ambiental

A continuación se presentan las principales normas relacionadas con las emisiones al aire, al suelo y al agua que se relacionan y aplican a calderas, a nivel internacional y nacional.

### 7.4.1 Normatividad internacional

Cada país tiene establecida normatividad para la medición, análisis y control de emisiones al ambiente. A continuación, en la Tabla se recopilan algunas normas, el país y el campo de aplicación, según se trate de emisiones al aire, al agua o al suelo, las cuales aplican a calderas.

**Tabla 49. Normatividad ambiental en algunos países.**

<b>País</b>	<b>Norma</b>	<b>Aplicación</b>
Estados unidos	EPA-454/R-98-004	Aire
México	NOM-021 a 025 SSA1-1993	Aire
Ecuador	Acuerdo Ministerial No. 028	Donde se fijan los límites para emisiones al aire debido a fuentes fijas, incluida las calderas.
Unión Europea	2010/75/UE 2001/80/CE 2001/81/CE	Directiva 2010/75/UE sobre las emisiones industriales. Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. Directiva 2001/81/CE sobre límites anuales de emisiones de contaminantes atmosféricos, incluidos los contaminantes responsables de la acidificación, eutrofización y contaminación por ozono troposférico.
México	NOM-156-SEMARNAT-2012	Muestreo aire

Cada una de estas normas determina los límites para las emisiones al medio ambiente, particularmente al aire debido a fuentes fijas, cuyos valores fueron mostrados en la Tabla como comparativo con los límites dados por las normas colombianas.

### 7.4.2 Normatividad nacional [109]

A continuación se presentan las normas y leyes que regulan las emisiones al medio ambiente y se muestran los límites de emisiones que se aplican en calderas vigentes para Colombia y algunas resoluciones particulares para ciertas regiones del país, caso Medellín y área metropolitana. La Tabla muestra las normas ambientales vigentes que son aplicables a calderas.

Tabla 50. Normatividad ambiental colombiana.

Normatividad sobre el recurso atmosférico	
Decreto 2811 de 1974	Código de recursos naturales y del medio ambiente Art. 33, 192, 193 Control de ruido en obras de infraestructura
Ley 09 de 1979	Código sanitario nacional
Decreto 02 de 1982	Contempla normas de emisión de material particulado para industrias productoras de cemento, para industrias metalúrgicas que poseen hornos de inducción o arco eléctrico, plantas productoras de asfalto y mezclas asfálticas, para industrias que en general no queden cubiertas en forma explícita y, por último, para plantas que utilizan calderas para la generación de vapor, empleando en dicha actividad carbón como combustible.
Decreto 948 de 1995	Normas para la protección y control de la calidad del aire
Resolución 1351 de 1995	Se adopta la declaración denominada Informe de Estado de Emisiones-IE1
Resolución 005 de 1996	Reglamenta niveles permisibles de emisión de contaminantes por fuentes móviles
Resolución 864 de 1996	Identifica equipos de control ambiental que dan derecho al beneficio tributario según Art. 170, Ley 223 de 1995
Resolución 6982 de 2011	"Por la cual se dictan normas sobre prevención y control de la contaminación atmosférica por fuentes fijas y protección de la calidad del aire.
Normatividad sobre vertimientos sólidos y líquidos	
Ley 09 de 1979	Medidas sanitarias sobre manejo de residuos sólidos
Resolución 2309 de 1986	Define los residuos especiales, los criterios de identificación, tratamiento y registro. Establece planes de cumplimiento vigilancia y seguridad.
CONPES 2750 de 1994	Políticas sobre manejo de residuos sólidos
Decreto 605 de 1996	Reglamenta la Ley 142 de 1994. En cuanto al manejo, transporte y disposición final de residuos sólidos
Ley 430 de 1998	Por la cual se dictan normas prohibitivas en materia ambiental referentes a los desechos peligrosos y se dictan otras disposiciones.
Decreto 1541 de 1978	Por el cual se reglamenta la parte III del Libro II del Decreto-Ley 2811 de 1974: "De las aguas no marítimas" y parcialmente la Ley 23 de 1973.
Decreto 1594 de 1984	Por el cual se reglamenta parcialmente el título 1 de la Ley novena de 1979, así como el capítulo 2 del título 5- parte3- Libro 2 y del título 3 de la parte 3 – Libro 1- del Decreto-Ley 2811 de 1974 en cuanto a uso del agua y recursos líquidos
Decreto 475 de 1998	Algunas normas técnicas de calidad del agua
Resolución 1433 de 2004 Resolución 2145 de 2005	Por la cual se reglamenta el artículo 12 del Decreto 3100 de 2003, sobre Planes de Saneamiento y Manejo de Vertimientos, PSMV, y se adoptan otras determinaciones.
Resolución 631 de 2015	Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillados público y se dictan otras disposiciones.



## PROTOCOLOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR

# 8

### 8.1 Protocolos de evaluación

Cuando se va a llevar a cabo la evaluación de una planta, es importante identificar y definir el foco de atención o sistema de control en el cual se va a concentrar el personal que la va a realizar. Dependiendo del alcance, podemos encontrar evaluación: a toda la planta, a un sistema específico o a un proceso.

Las evaluaciones energéticas generales de toda la planta se hacen en forma transversal y, en general, se trata de análisis de alto nivel que brindan un estimado aproximado del potencial de ahorros energéticos totales de la planta. La inspección de toda la planta es útil para generar ideas que llevan a evaluaciones energéticas más detalladas, para lograr que la dirección de la empresa acepte la idea de evaluar sus plantas.

Las evaluaciones de un sistema determinado son las que se dedican específicamente a un sistema consumidor de energía, como por ejemplo, los sistemas de vapor, aire comprimido, bombas, calentamiento de procesos, etc. En general, este tipo de evaluación dura varios días y requiere una cantidad considerable de planificación, recopilación de datos en el sitio, modelado de sistemas, comprensión de los impactos sobre la producción y la estacionalidad, etc.

Por lo general, las evaluaciones centradas en un proceso se realizan a partir de un proyecto de optimización de energía de un proceso o suministro de los identificados durante una evaluación de un sistema específico.

El propósito general de estos tipos de evaluaciones energéticas en la industria es identificar y cuantificar las oportunidades de ahorro de energía que lleven a optimizar el sistema, mejorar la intensidad energética (reducción del consumo específico de energía), bajar los costos operativos y las emisiones de gases de efecto invernadero.

La norma ASME (ASMEEA-3-2009) *Energy Assessment for Steam Systems* es una norma no prescriptiva que identifica claramente los procesos, protocolos y entregas de las evaluaciones de vapor. Las diferentes secciones de la norma ASME son: ámbito e introducción, definiciones, referencias, organización de la evaluación, realización de la evaluación, análisis de los datos de la evaluación, informes y documentación, y *Apéndice A – Referencias clave*.

Es importante entender que cada planta industrial es diferente y única. Además, cada sistema de vapor de una planta industrial es distinto y puede haber variaciones incluso en plantas de una empresa que fabrican el mismo producto. Por lo tanto, es necesario evaluar cada instalación o planta industrial de manera individual, y cuantificar las oportunidades específicas de optimización del sistema de vapor de cada planta. No obstante, en toda evaluación de sistemas de vapor industrial, se debe evaluar cada una de las siguientes oportunidades de optimización:

- Mejora de la eficiencia de las calderas
- Cambio de combustibles
- Investigación de la recuperación de la energía térmica de la purga
- Cambios de la demanda de vapor
- Integración de procesos y suministros
- Aislamiento térmico
- Recuperación de condensado
- Recuperación del vapor evaporado súbitamente
- Gestión de las fugas de vapor
- Gestión de las trampas de vapor
- Recuperación del calor residual
- Operación de las turbinas de vapor
- Operación de las turbinas y de las válvulas de alivio de presión
- Operación de las turbinas de condensación
- Integración térmica

## 8.2 Recopilación de datos e instrumentos portátiles de evaluación

Cuando se evalúa un sistema de vapor industrial es necesario recopilar una cantidad considerable de datos con el fin de que éstos sean una muestra representativa del comportamiento del sistema. Los datos pueden estar en formatos diferentes y dependen de las características específicas de la planta industrial, del sistema que se está evaluando, del alcance de la evaluación y de los proyectos de optimización de sistemas de vapor que se deseen proponer para el sistema en cuestión. En general, la estrategia de recopilación de datos se centra en dos áreas de recopilación:

- Información sobre el diseño
- Datos operativos

## 8.2.1 Información sobre el diseño

Generalmente, la información sobre el diseño se usa para comprender el funcionamiento del sistema de vapor, las restricciones y los límites operativos mínimos y máximos, los parámetros de eficiencia energética, etc. La mayor parte de estos datos se pueden encontrar en:

- Documentación de ingeniería de la planta (si está disponible)
- Información de las placas de características de los equipos o sistemas
- Información publicada por el fabricante
- Una combinación de las fuentes anteriores

La información sobre el diseño también se utiliza para comparar las condiciones operativas y la eficiencia actuales, con las de diseño; pero en la mayoría de los casos, los sistemas de vapor operan sin respetar las condiciones de diseño, por lo que en ocasiones resulta como comparar dos cosas que no tienen nada que ver una con la otra. No obstante, es una fuente de información importante que no debería faltar en ninguna evaluación de sistemas de vapor industrial.

## 8.2.2 Datos operativos

Los datos operativos actuales del sistema de vapor industrial son extremadamente importantes. Es necesario recopilarlos con instrumentos de medición calibrados con el mayor grado de fidelidad posible. Existen diferentes fuentes de información, entre ellas:

- Información de los medidores de los suministros
- Indicadores locales de la planta
- Instrumentos de medición en la planta con sistema de adquisición de datos
- Información histórica de la planta
- Instrumentos de medición portátiles (para obtener una visión instantánea)

Otra variable que debe elegirse adecuadamente en el proceso de recopilación de datos para la evaluación de sistemas de vapor es la frecuencia de los datos operativos. Lo anterior se debe a que las cargas de la producción y del sistema de vapor no son constantes (fijas en el tiempo), sino que varían dependiendo de los procesos, estacionalidad, programación, etc. Por la tanto, es importante comprender el perfil de la carga de los procesos industriales que usan vapor antes de definir el periodo y la frecuencia (pasos de tiempo) de recopilación de datos. A modo de ejemplo, un flujo de vapor que alimenta un proceso por lotes puede tener muchas variaciones, de manera que los pasos de tiempo de recopilación de datos tendrán que ser mucho menores que los periodos de tiempo del proceso por lotes.

Por lo general, es muy difícil recopilar datos de la planta de los indicadores in situ o de los instrumentos de medición portátiles durante periodos prolongados de tiempo, a menos que se usen también registradores de datos y otro tipo de dispositivos de grabación de

datos. No obstante, los instrumentos *in situ* con transmisores y registros de datos históricos son excelentes para obtener datos operativos en el formato que más convenga. Además, los sistemas de adquisición de datos y los registros históricos permiten acceder a datos del pasado y averiguar promedios, valores instantáneos de las variables del proceso en cualquier frecuencia o paso de tiempo que se desee (por segundo, minuto, hora, día) y durante el periodo que se necesite (hora, día, mes, año).

A nivel de los sistemas de vapor industrial, es habitual que se midan los siguientes datos operativos de los procesos y de los suministros:

- Temperatura
- Presión
- Flujo
- Análisis de la combustión
- Uso de la energía
- Química del agua
- Producción de energía eléctrica
- Registro de condiciones atmosféricas

En el documento orientativo EA-3G de la norma de la ASME sobre evaluaciones energéticas es posible encontrar información adicional sobre estas mediciones. No se incluye en este documento y se espera que los expertos en sistemas de vapor busquen la información pertinente en dicha norma. Esta sección se centra en los instrumentos portátiles que necesitan los expertos en sistemas de vapor para realizar una evaluación energética detallada del sistema, de acuerdo con la norma *ASME EA-3-2009: Energy Assessment Standard for Steam Systems*.

### 8.3 Instrumentos portátiles

El objetivo principal de los instrumentos portátiles en la evaluación de los sistemas de vapor industrial es recopilar datos operativos instantáneamente con el fin de detectar las oportunidades de optimización del sistema de vapor. La mayoría de los sistemas de suministro de las plantas industriales, tales como los sistemas de vapor, no cuentan con los instrumentos suficientes para calcular de manera detallada el balance de masa y de energía del sistema, realizar diagnóstico de la combustión y medición de emisiones contaminantes. Esto hace que sea difícil analizar los sistemas de vapor industrial y comprender sus condiciones operativas con el fin de identificar las oportunidades de optimización del sistema. Es por esta razón que muchas evaluaciones terminan calculando los ahorros energéticos a través de estimaciones generales. Adicionalmente, cuando se llevan a cabo proyectos de mejora y ocurre que no cumplen con las expectativas de ahorros de energía y de costos del informe de evaluación del sistema, las evaluaciones de los sistemas de vapor pierden credibilidad. No menos importante es la medición de las condiciones atmosféricas (presión atmosférica, temperatura, humedad relativa, velocidad

local del viento e intensidad de radiación) debido a que estas también inciden en el comportamiento y optimización de los sistemas de vapor.

La información acerca de los instrumentos portátiles se divide en categorías basadas en lo que utilizan para la medición. Puede ser que se necesiten varios instrumentos para medir un proceso o una variable de suministro determinada. Se supone que el experto en energía del sistema de vapor que está haciendo una evaluación energética del sistema de una planta tiene acceso a este equipo (instrumentos portátiles). Es importante señalar que el objetivo de esta sección no es promover determinado fabricante de equipos. Lo más importante es la funcionalidad de los instrumentos y las especificaciones técnicas de los mismos, con vistas a obtener los datos operativos de campo que se necesitan.

### 8.3.1 Análisis de gases de la combustión

El análisis de los gases de la combustión es muy importante en la evaluación de los sistemas de vapor industrial. Este tipo de medición se puede realizar en cualquier equipo de combustión, de modo que no se limita solo a las calderas, como sería en el caso de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor. El principal objetivo de los análisis de los gases en chimenea es determinar la eficiencia de la combustión, en este caso, de las calderas. Una parte importante de la eficiencia de la caldera depende de la eficiencia de la combustión y para estimar la eficiencia de la caldera (usando el método indirecto) se requiere el cálculo de las pérdidas de energía por la chimenea, que son función de la temperatura y de la composición de los gases de combustión.

En la Tabla se presentan los diferentes principios de medición de gases; el más común en los analizadores de gases portátiles es el de valoración potenciométrica en que se usan sensores electroquímicos a través de los cuales se hace pasar la muestra de gas, generándose una reacción de oxidación o reducción (dependiendo del gas analizado); esta reacción produce una corriente eléctrica que es proporcional a la concentración del gas.

**Tabla 51. Principios de medición para diferentes gases [130]**

Principios de medición	Gases						
	SO <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	H <sub>2</sub> S	O <sub>2</sub>	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>
Conductimetría	•	•					
Infrarrojo no dispersivo (o sensor NDIR, por sus siglas en inglés, <i>Non Dispersive Infrared Detector</i> )	•	•	•	•			•
Ultravioleta no dispersivo (o sensor NDUV, por sus siglas en inglés, <i>Non Dispersive Ultraviolet</i> )	•			•			
Paramagnetismo						•	
Quimioluminiscencia				•			
Oxidación catalítica		•					•
Ionización de llama							•
Valoración potenciométrica	•	•		•	•	•	
Electrodo sólido						•	

• Principio de medición apropiado

Los analizadores de gases portátiles cuentan con una sonda para tomar las muestras de los gases de la combustión por medio de una pequeña bomba de vacío que tiene en su interior; esta extrae la muestra para hacerla circular por un medio que elimine la humedad de los gases de combustión y enviarla seca a los sensores electroquímicos. Adicionalmente, la sonda cuenta con un termopar integrado que permite determinar la temperatura de los gases de combustión. Hay varios fabricantes de analizadores de gases de la chimenea (o de gases de la combustión) portátiles, que ofrecen distintas funciones y opciones. En la Figura 26 se pueden ver imágenes de analizadores de gases de la chimenea y de cómo se usan en el marco de las evaluaciones de los sistemas de vapor.



**Figura 26. Uso de los analizadores de gases en las evaluaciones de los sistemas de vapor**

Las características mínimas que deben tener los analizadores de gases portátiles para realizar un diagnóstico energético en un sistema de vapor se presentan a continuación:

- Modelo electrónico digital
- Rango de medición del oxígeno ( $O_2$ ): 0-25 %
- Rango de medición del monóxido de carbono (CO): 0-4000 ppm, preferiblemente mayor para detectar condiciones extremas de combustión incompleta
- Para el caso del dióxido de carbono ( $CO_2$ ), los equipos portátiles generalmente no lo miden, sino que se calcula. El rango de medición del  $CO_2$  para los equipos que lo miden es de 0 a  $CO_{2\ max}$  [131], siendo el  $CO_{2\ max}$  el porcentaje máximo de  $CO_2$  en humos secos, el cual depende de la composición química del combustible usado.

- Rango de temperatura: de hasta 750 °C
- Bomba de muestreo, conjunto de manguera con filtro y trampa de agua
- Presión de corriente de aire: +/- 72 pulgadas de columna de agua
- Opciones para varios combustibles
- Posibilidad de almacenamiento en memoria

Preferiblemente, el analizador debe permitir cargar la composición química del combustible que usa en la caldera, debido a que como se ha estudiado en esta Guía, sección 3.3, esta incide sobre la eficiencia de combustión, trabajar con la composición química de un combustible de referencia puede conducir a errores e imprecisiones en el reporte de la eficiencia de combustión de una caldera. Por lo anterior, también es recomendable exigir al proveedor del combustible la composición química, es fundamental.

#### RECOMENDACIÓN

- Antes de realizar mediciones con los analizadores de gases portátiles, es indispensable verificar que el equipo se encuentre calibrado porque de lo contrario se obtendrán resultados erróneos en los cálculos de pérdidas de energía y eficiencia de combustión.
- Utilizar filtros de partículas adicionales a los de la sonda del analizador de gas portátil cuando se realicen mediciones en sistemas que usen combustibles sólidos o líquidos. En estos casos no es suficiente el filtro que posee la sonda de gases, por lo que el material particulado llega hasta los sensores electroquímicos, dañándolos o taponándolos, reduciendo su vida útil.
- El sensor electroquímico más crítico es el oxígeno porque a pesar de que el equipo se encuentre apagado, el sensor se desgastará, debido al contacto con el aire atmosférico.
- Exigir al proveedor la composición química del combustible.

Los principales errores incurridos durante el muestreo del gas en los sistemas de combustión son [132]:

- a) Perturbaciones aerodinámicas y térmicas debido a la inserción de la sonda
- b) Cambio en las composiciones locales alrededor del área de captura debido al cambio de flujo mediante la inserción de la sonda
- c) Cambio en la concentración debido al enfriamiento inadecuado de la reacción química
- d) Mejora o disminución de la velocidad de reacción debido a las reacciones catalíticas que ocurren dentro de la sonda

### 8.3.2 Medición de temperatura

La medición de la temperatura es una de las más comunes en los análisis de los sistemas de vapor. Se puede medir la temperatura de distintas maneras. El equipo de medición de la temperatura dependerá de la aplicación y del lugar donde hay que medir. En una evaluación de sistemas de vapor industrial se necesitan los siguientes instrumentos portátiles de medición de la temperatura: termopares, cámara termográfica, pistola de temperatura infrarroja (o pirómetro), termómetro digital manual y sonda de temperatura de inmersión.

#### 8.3.2.1 Termopares

Los termopares son el método de medición de temperatura más común y su principio de medición se basa en las propiedades termoeléctricas de los metales. En la Tabla se presentan las características de los diferentes tipos de termopares existentes, sus límites de temperatura de medición y sus aplicaciones.

Tabla 52. Tipos de termopares [132]

Termopar	Tipo	emf <sup>3</sup> ( $\mu\text{V}/^\circ\text{C}$ )	Límite de temperatura	Aplicaciones
Cromel <sup>4</sup> -Constantán <sup>5</sup>	E	76	1200	Gases calientes
Cromel-Alumel <sup>6</sup>	K	41	1200	Gases calientes
Platino, 10% rodio/platino	S	12	2030	Llamas
Platino, 13% rodio/platino	R	11	2030	Llamas
Platino/30% rodio; platino/6% rodio	B	20	2080	Llamas ricas
Tungsteno/5% renio; 36% renio/tungsteno	C	4,8	2800	Llamas ricas

#### 8.3.2.2 Cámara termográfica

Durante las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, es necesario contar con una cámara termográfica, ya que es una herramienta muy poderosa que cumple distintas funciones importantes durante el proceso de medición. Su objetivo principal es obtener una imagen térmica del área que se está analizando, dando idea de la temperatura a la que se encuentra la superficie del objeto de análisis: tubería, vasija, intercambiador de calor, trampa de vapor, etc. Para el uso de estas cámaras es importante resaltar que las

<sup>3</sup> Del inglés, *electromotive force*.

<sup>4</sup> Aleación compuesta de aproximadamente 90% de níquel y 10% de cromo.

<sup>5</sup> Aleación generalmente formada por 55% cobre y 45% níquel (Cu55Ni45).

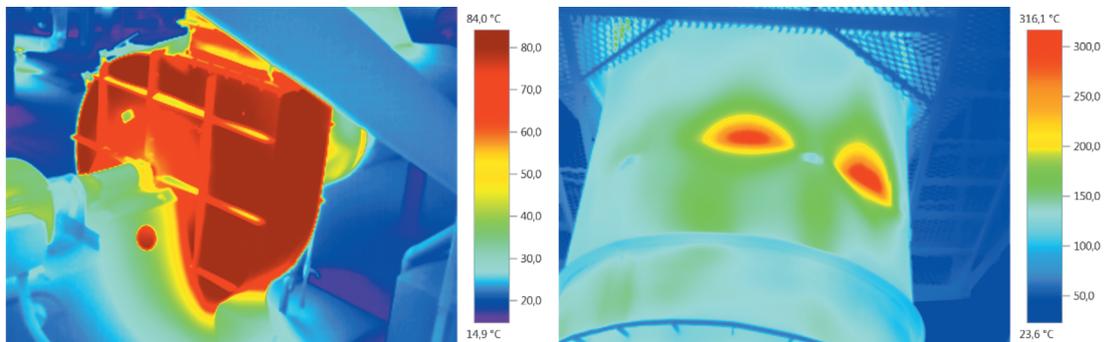
<sup>6</sup> Aleación que consiste en aproximadamente 95% de níquel, 2% de manganeso, 2% de aluminio y 1% de silicio.

superficies tienen distintos rangos de temperatura y su precio varía de acuerdo con las opciones y funciones de la cámara. Las características recomendadas que deben tener las cámaras termográficas son las siguientes: rango de temperatura de hasta 500 °C, posibilidad de cambiar la emisividad, resolución de detector de infrarrojos (píxeles) de 160 x 120 (19 200), resolución de luz visible de 320 x 240, precisión de la temperatura de +/- 2%, puntero láser, tarjeta de memoria, imagen sobre imagen entre las configuraciones IR y digital.

En la Figura 27 se presentan algunas imágenes del uso de una cámara termográfica en la evaluación de un sistema de vapor industrial, mientras que la Figura 28 muestra algunas imágenes térmicas de componentes registrados por una cámara termográfica.



**Figura 27. Uso de una cámara termográfica en una evaluación de un sistema de vapor**



**Figura 28. Imágenes tomadas por una cámara termográfica durante la evaluación de un sistema de vapor**

### 8.3.2.3 Pistola de temperatura infrarroja (IR)

Las pistolas de temperatura infrarroja (o pirómetros) son una alternativa mucho más económica que la cámara termográfica industrial, pero no por esto dejan de ser una herramienta útil para recopilar información sobre la temperatura de la superficie del objeto de análisis. Tienen distintos rangos de temperatura y al igual que la cámara termográfica, su precio depende de sus opciones y funciones. Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se necesita que las pistolas de temperatura infrarrojas tengan por lo menos las siguientes características: rango de temperatura de hasta 500 °C, posibilidad de cambiar emisividad, precisión de la temperatura +/- 1%, puntero láser.

#### RECOMENDACIÓN

No se deben hacer mediciones con pistolas infrarrojas cuando existe una cantidad considerable de partículas entre la superficie que se va a medir y el pirómetro, ya que en tal caso una parte de la radiación que se está capturando hace parte de las partículas y no de la superficie que se desea medir.

#### 8.3.2.3.1 Consideraciones para la medición de temperatura con equipos infrarrojos

Superficies metálicas altamente reflectivas como el acero pulido y el aluminio presentan valores bajos de emisividad, ya que la reflectividad  $p$  está relacionada con la emisividad por  $p = 1 - \epsilon$ . Una superficie altamente reflectiva es un emisor de radiación térmica pobre y sus valores pueden estar por debajo de 0,50 y ser tan bajos como 0,05 [133]. En la Figura 29 se presenta una imagen del uso de un pirómetro para determinar la temperatura de las paredes de una caldera.



Figura 29. Uso de un pirómetro en una evaluación de un sistema de vapor

Una manera de medir las superficies reflectivas es haciendo una superficie más emisiva, lo cual solo puede hacerse experimentalmente. Existen diferentes métodos para la medición con equipos infrarrojos, como el método de la comparación, el método del contacto vs. no contacto, el método del estrechamiento con rodillo y el método *Gold Cup*. A continuación se presenta la metodología de los métodos de comparación y contacto vs. no contacto, ya que son los más usados [133].

### **Método de la comparación**

- a) Coloque el medidor de temperatura infrarrojo sobre un soporte y apuntando hacia la parte de la muestra donde se desea medir la emisividad.
- b) Si está disponible, use una función de medición de temperatura infrarroja apropiada para medir y compensar el error de temperatura reflejado que incide sobre la muestra.
- c) Aplique el material que modifica la superficie, de manera que su tamaño sea mayor que el del punto del medidor. Asegúrese de que el material esté seco y haga buen contacto con la muestra.
- d) Introduzca el valor de emisividad conocido del material de modificación de superficie en la configuración de emisividad del medidor.
- e) Mida la temperatura del material que modifica la superficie. Registre esta temperatura.
- f) Apunte el medidor sobre la parte de la muestra adyacente al material que modifica la superficie o retire dicho material y apunte con el medidor de temperatura infrarrojo a la muestra (donde la emisividad debe medirse).
- g) Ajuste la configuración de emisividad hasta que la lectura indique la temperatura registrada en el paso e). El valor de emisividad indicado es la emisividad de la muestra medida a esta temperatura y la banda de onda espectral.
- h) Repita a) – g) un mínimo de tres veces y promedie los valores de emisividad.
- i) Entre las lecturas de la superficie descubierta y la superficie modificada, la temperatura real de la superficie no debe variar más que la incertidumbre de medición deseada.
- j) Compense los errores de emisividad, ingresando el valor de emisividad promedio conocido de la muestra en la configuración de emisividad del medidor.

### **Método del contacto vs. no contacto**

- a) Coloque el medidor de temperatura infrarrojo sobre un soporte y apuntando hacia la parte de la muestra donde se desea medir la emisividad.
- b) Si está disponible, use una función de medición de temperatura infrarroja apropiada para medir y compensar el error de temperatura reflejada que incide sobre la muestra.

- c) Use un termopar de contacto para medir la temperatura de la muestra. Registre esta temperatura.
- d) Ajuste la configuración de emisividad del medidor hasta que la lectura indique la temperatura registrada en c). El valor de emisividad indicado es la emisividad medida de la muestra, a esta temperatura y banda de onda espectral.
- e) Repita a) - d) un mínimo de tres veces y promedie los valores de emisividad.
- f) Entre las lecturas del termopar de contacto y el medidor de temperatura infrarrojo, la temperatura real de la superficie no debe variar más que la incertidumbre de medición deseada.

#### 8.3.2.4 Termómetro digital manual

Hay varias circunstancias durante la evaluación en las que es imposible contar con una buena superficie o no se puede medir la temperatura de un proceso a causa del aislamiento, por ejemplo. En estos casos, conviene usar un termómetro portátil con un termopar para introducir por debajo del aislamiento. Otro caso donde se usan los termómetros manuales es en corrientes de flujo (aire, agua, etc.) o de la temperatura ambiente, en donde se puede usar un termopar o una sonda. En el caso de que haya termopares *in situ*, el termómetro manual puede usarse para obtener mediciones locales mientras se recorre la planta. Hay diferentes tipos de termómetros digitales portátiles. Algunas de las características más convenientes son:

- Posibilidad de ver la temperatura mínima (MIN), máxima (MAX) y promedio (AVG) además de la instantánea durante el tiempo de duración de la lectura.
- Termocuplas K, S, R y E.

#### 8.3.2.5 Sonda de temperatura de inmersión

Es una sonda de temperatura revestida en acero inoxidable que puede usarse con un termómetro digital manual. Puede usarse para medir temperaturas en sistemas abiertos y con termopozos *in situ*. Normalmente, los termopares tipo K son una buena elección para las sondas de temperaturas de inmersión, debido al amplio rango de temperatura que ofrecen. La longitud de la sonda debería ser por lo menos de 12 pulgadas. Lo ideal serían 18 pulgadas o más. Hay otras opciones adicionales, como por ejemplo, una buena manija para que la persona que tome las mediciones pueda manipularla fácilmente y sin quemarse.

### 8.3.3 Medición de la presión

En los sistemas de vapor, las mediciones de presión por medio de instrumentos portátiles resultan mucho más difíciles que las mediciones de temperatura, debido a que el vapor o el fluido del proceso que se desea medir tienen que estar en contacto con el dispositivo de detección de la presión. Normalmente, estas mediciones se complican por cuestiones de seguridad relacionadas con las altas temperaturas y presiones. Además, es

posible que no sea necesario realizar este esfuerzo con instrumentos portátiles, a menos que se planee que el equipo se siga usando para registrar datos a largo plazo. No obstante, hay lugares en los que es necesario medir la presión para la evaluación energética del sistema de vapor usando instrumentos portátiles, como en las chimeneas (escape de gases de la combustión) o de la presión atmosférica con el fin de realizar correcciones de flujo de gas a los estados de referencia (estándar o normal)<sup>7</sup>.

En la mayoría de los casos, las mediciones de la presión diferencial (entre la presión total y la estática) se hacen con instrumentos portátiles. Esta carga de velocidad se puede usar muy bien en algunas áreas, tales como gases de combustión, aire, agua, venteo de vapor, etc., para estimar la velocidad del flujo y a partir de eso, para calcular el flujo aproximado. Los instrumentos portátiles son muy simples: tubo de Pitot, manómetro digital, tubo (de vinilo) flexible transparente y altímetros.

### 8.3.3.1 Tubo de Pitot

Un tubo de Pitot es un dispositivo sencillo que le permite al usuario medir la diferencia entre la presión total y la estática. En la Figura 30 se pueden apreciar algunos ejemplos de tubos de Pitot. Es un modelo de acero inoxidable de tubo en tubo con una longitud fija (también hay telescópicos - expandibles). Según su geometría, los tubos de Pitot tienen distintos estilos (L, S, etc.). Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se necesita que los tubos de Pitot tengan por lo menos las siguientes características: rango de temperatura hasta los 500 °C, longitud de inserción de 18 pulgadas, diámetro del tubo 5/16 pulgadas.



**Figura 30. Tubos de Pitot (y manómetro digital) usados en las evaluaciones de los sistemas de vapor.**

<sup>7</sup> Para la realización de los balances de masa y energía es necesario considerar que las especificaciones técnicas de los equipos están relacionadas con un estado de referencia y, por lo tanto, su desempeño varía con la altura sobre el nivel del mar y la temperatura en el sitio de operación; en consecuencia, se deben hacer las correcciones de acuerdo con el estado de referencia particular.

### 8.3.3.2 Manómetro digital

El manómetro digital sirve para medir la diferencia de presión (presión de la carga de velocidad), al igual que el tubo de Pitot. También se puede usar un manómetro de tubo en U con agua, en lugar de un manómetro digital. De cualquier manera, los manómetros digitales son más precisos y fáciles de transportar que el manómetro de tubo en U. Estos manómetros digitales se pueden usar también para medir la presión de la corriente de aire, si la misma está dentro del rango del manómetro. Por lo general, los manómetros tienen distintos rangos de presión: desde 10 pulgadas de columna de agua hasta 500 psi (35 bar). Es muy importante seleccionar este rango de acuerdo con la aplicación en la que hay que usarlos. Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, las características que deben tener son al menos las siguientes:

- Rango de presión: 0 a 10 pulgadas de columna de agua
- Resolución: 0,01 pulgadas de columna de agua
- Precisión de la presión: +/- 0,5 % a escala real

### 8.3.3.3 Tubo flexible transparente

Los tubos flexibles se usan para unir las conexiones de los tubos de Pitot con las terminales respectivas del manómetro digital. Normalmente, lo más económico son tubos de vinilo transparentes. El tamaño del tubo y de las conexiones entre el manómetro digital y los tubos de Pitot deben corresponder, para que no haya problemas operacionales.

### 8.3.3.4 Altimetros

Este equipo permite determinar la presión atmosférica que es determinante para un correcto cálculo de los flujos volumétricos de gases a las condiciones de referencia y poder calcular la potencia térmica de los equipos de combustión y calentamiento. El rango de medición es: 553 mmHg - 790 mmHg (737,3 mbar – 1053,2 mbar).

## 8.3.4 Medición de la energía

Es casi imposible medir la tasa de flujo del combustible por medio de instrumentos portátiles, a menos que se hagan cálculos en función del tiempo para un volumen fijo de combustibles en un tanque o área de almacenamiento. Para el caso de los combustibles líquidos y gaseosos, es posible medir el flujo mediante equipos fijos (no portátiles) instalados en la tubería, ya sea de forma manual o digital, dependiendo del equipo con que se cuente. Para el caso de los combustibles gaseosos, es posible tener medidores de volumen y determinar el flujo de combustible con un cronómetro, como también medidores digitales que indican el consumo de combustible en línea. Para el caso de los combustibles líquidos, se puede usar el método mencionado anteriormente del cálculo del consumo en función del tiempo para un volumen fijo de combustible o usar medidores tipo Coriolis<sup>8</sup>.

Finalmente, para el caso de los combustibles sólidos, se debe pesar la cantidad de combustible que se va a suministrar al sistema y se registra el tiempo en que éste se consume, o si se usa combustible pulverizado, es posible calibrar el suministro de combustible con un tornillo y la velocidad de giro de este.

Por otra parte, es fundamental conocer la composición química del combustible, información que generalmente tienen las empresas que proveen el combustible con el fin de calcular correctamente la potencia térmica del sistema.

### RECOMENDACIÓN

Medir el consumo de combustible del sistema con el fin de conocer en todo momento la potencia del sistema. Además, de ser posible, tener un medidor de gas en el caso de que el combustible sea gaseoso, para cada equipo de combustión macroconsumidor con el fin de caracterizar con mayor precisión cada sistema.

Tal vez sea necesario hacer mediciones de la energía eléctrica, en caso de que la evaluación del sistema de vapor necesite mediciones específicas de algunos equipos eléctricos, como ventiladores o bombas impulsados por motores y que son auxiliares de las calderas o del sistema de vapor. En la mayoría de los casos, el personal de las plantas industriales cuenta con un equipo de medición eléctrica, pero puede ser que hagan falta algunos instrumentos portátiles, tales como amperímetros o potenciómetros para medir el uso y la demanda de energía eléctrica, como también problemas asociados con armónicos en la red. Se pueden comprar distintos tipos de instrumentos portátiles para medir la energía eléctrica (véase la Figura 31). Es necesario que este tipo de equipo tenga por los menos las siguientes características:

- Capacidad para medir potencia real monofásica y trifásica (kW), potencia aparente (kVA) y potencia reactiva (kVAR), factor de potencia
- Registro de máximos y mínimos con indicación del tiempo transcurrido
- Autodetección de tensión CA/CC
- Capacidad de medir hasta 660 V

<sup>8</sup> Cuando un fluido pasa a través del tubo, la fuerza de Coriolis puede causar una variación en el cambio de fase, lo cual puede ser detectado por un sensor. Esta señal de salida resultante del sensor debido al movimiento de torsión relativo de los dos tubos es proporcional al caudal másico [132].



**Figura 31. Registrador de calidad de la energía para usar en las evaluaciones de sistemas de vapor**

### 8.3.5 Otras medidas y auxiliares

Existen otro tipo de mediciones que se pueden realizar en las evaluaciones de sistemas de vapor. Generalmente, los instrumentos para llevar a cabo las mediciones son los utilizados normalmente por el personal de mantenimiento o contratistas que realizan las mediciones. En esta sección se presenta un resumen de estos instrumentos portátiles y auxiliares.

#### 8.3.5.1 Detector ultrasónico de fugas

El detector ultrasónico de fugas se utiliza principalmente como una técnica acústica para comprobar el desempeño de las trampas de vapor y para inspeccionarlas periódicamente. Desde el punto de vista de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se espera que los expertos en energía sepan cómo se usan y que tengan claro que se trata de un instrumento portátil que conviene tener. No obstante, cabe señalar que la optimización del sistema de vapor no es lo mismo que la realización de una inspección detallada de las trampas de vapor de la planta. Es un instrumento costoso, y para poder usarlo de manera efectiva en la planta para detectar fallas a nivel de las trampas, hay que capacitarse. Además, puede usarse para detectar fugas de aire comprimido. Por lo tanto, se trata de un instrumento portátil muy útil que no debería faltar si el experto en energía quiere hacer hincapié en la detección de las fugas y de las fallas de las trampas de vapor. Los detectores tienen distintos tipos de sondas o módulos de exploración: módulo de estetoscopio y módulos de largo alcance. Además, hay que usar auriculares de reducción de ruidos.

#### 8.3.5.2 Cámara digital

Las cámaras digitales son muy útiles. Permiten que el experto en energía identifique las áreas que tienen oportunidades durante las discusiones con el personal de la planta y durante los informes de evaluación. Además, permiten que el experto aprecie la capacidad

virtual de la oportunidad y de las áreas de la planta cuando trabaje en la evaluación y en cualquier proyecto futuro. Sin embargo, es posible que haya plantas que restrinjan el uso de cámaras en sus instalaciones y que sea necesario obtener la autorización previa de la dirección para poder tomar fotos dentro la planta. Por lo tanto, es importante que el experto aclare esta cuestión con el personal de la planta antes de iniciar la evaluación de la energía. Las cámaras digitales vienen en varios modelos con distintas funciones. Cada usuario debe elegir las especificaciones y los requisitos de las cámaras digitales que más les convengan.

### 8.4 Ejemplo del uso de equipos portátiles en el diagnóstico energético de una caldera

En una empresa del sector alimenticio se cuenta con una caldera pirotubular para la generación de vapor entre 85 °C y 90 °C. Para establecer las condiciones atmosféricas se usó un altímetro para determinar la presión atmosférica y un termohigrómetro para determinar tanto la humedad como la temperatura ambiente. Las condiciones atmosféricas fueron: presión atmosférica de 79,4 kPa (2103 m s. n. m.), temperatura ambiente de 20 °C y humedad relativa de 42,5%. El combustible utilizado en la caldera fue gas natural Cusiana y su composición se presenta en la Tabla .

Tabla 53. Composición del gas natural usado en la empresa.

Componente	Fórmula química	Composición por volumen [%]
Metano	CH <sub>4</sub>	82,61
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10,1
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3,65
i-Butano	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,53
n-Butano	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,54
i-Pentano	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,1
n-Pentano	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,05
n-Hexano	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,03
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	1,85
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0,54
<b>Total</b>		<b>100</b>
<b>Poder calorífico superior (101,325 kPa, 15,6 °C) [kJ/kg]</b>		<b>43 583,7</b>
<b>Densidad relativa</b>		<b>0,6764</b>

Fuente: Reporte TGI

Para determinar el consumo de combustible de la caldera, se usó un medidor de flujo que tiene esta en la línea de gas, la cual se encuentra a 100 kPa de presión. El medidor es un contador de gas de tal manera que se realizaron varias mediciones del volumen desplazado por el medidor durante 5 minutos con un cronómetro; esta medición se hizo al menos ocho veces con el fin de establecer un promedio del consumo de gas de la caldera.

De esta manera se estableció que el flujo de gas ( $\dot{Q}_{sitio}$ ) fue de 0,16143 m<sup>3</sup>/s; posteriormente este flujo se corrigió a condiciones estándar con el fin de determinar la potencia térmica de la caldera.

$$P_{T@PCS} = \dot{V}_{std} \times PCS$$

$$\dot{V}_{std} = \dot{Q}_{sitio} \times \left( \frac{P_{sitio} \times T_{std}}{P_{std} \times T_{sitio}} \right) = 0,16143 \frac{m^3}{s} \times \left[ \frac{(79,4 + 100) kPa \times 288 K}{101,3 kPa \times 293 K} \right]$$

$$\dot{V}_{std} = 0,281 \frac{m^3_{std}}{s}$$

$$P_{T@PCS} = 0,281 \frac{m^3_{std}}{s} \times 43583,7 \frac{kJ}{m^3_{std}} = 12\,247\, kW$$

Una vez se determinó la potencia térmica se procedió con las mediciones de los gases de combustión en la chimenea de la caldera para lo cual se usó un analizador de gases portátil. La medición de la temperatura y concentración de los gases de combustión en chimenea es muy importante porque solo con saber esta información es posible calcular la eficiencia de combustión del sistema, teniendo así una primera aproximación a su eficiencia. Los resultados se presentan en la Tabla .

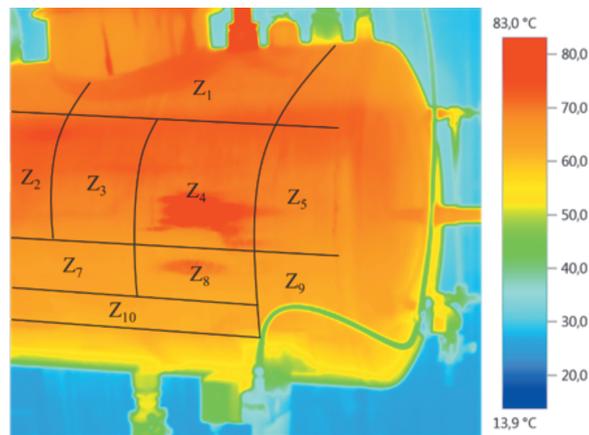
**Tabla 54. Emisiones de gases de combustión en la caldera para la generación de vapor**

<b>Gas de combustión</b>	<b>Concentración</b>
Monóxido de carbono (CO) [ppm]	14
Oxígeno (O <sub>2</sub> ) [%]	8,1
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> ) [ppm]	0,45
Monóxido de nitrógeno (NO) [ppm]	37
<b>Temperatura gases de chimenea [°C]</b>	<b>190</b>

Con la composición del gas natural y la información de la medición de los gases de combustión en chimenea se usa el *software* CombuGas, el cual da como resultado que la eficiencia de combustión es del 82,3% con base en el poder calorífico superior, con un exceso de aire del 57,6 %. Este exceso de aire es un foco de mejora, puesto que para la combustión del gas natural se recomiendan excesos de aire entre el 10% y el 15% [134], por lo que es posible disminuir las pérdidas por calor sensible de los gases de combustión, aumentando así la eficiencia del sistema.

La otra medición importante corresponde a las temperaturas de las paredes de la caldera con el fin de establecer las pérdidas de energía (radiación y convección) al ambiente. Para ello, se usa una cámara termográfica y un pirómetro, con los cuales se realiza un mapeo de temperatura en cada una de las caras de las paredes de la caldera. Asimismo, se usó un flexómetro con el fin de determinar el área de cada zona de la caldera

en la que la temperatura es diferente. Lo anterior se debe a que en una pared de la caldera puede haber zonas con temperaturas diferentes, de manera que si se toma una temperatura promedio se estaría incurriendo en una fuente de error; por ende, si una zona tiene una temperatura diferente a una zona contigua, lo mejor es medir el área de cada una de estas zonas para realizar un cálculo más preciso. En la Figura 32 se presenta una imagen de cómo puede hacerse el mapeo en la caldera en donde Z indica la zona, en este caso, para la termografía, hay diez zonas.



**Figura 32. Mapeo de temperatura con la cámara termográfica**

Las ecuaciones para determinar las pérdidas por radiación y convección se presentan a continuación:

$$L_{convección} = hA(T_{pared} - T_{ambiente})$$

$$L_{radiación} = \sigma \varepsilon A (T_{pared}^4 - T_{ambiente}^4)$$

donde  $h$  es el coeficiente convectivo de transferencia de calor,  $\sigma$  es la constante de Stefan- Boltzmann  $5,67 \times 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$ ,  $\varepsilon$  es la emisividad de la superficie y  $A$  es el área de la superficie. Con respecto al  $h$  este puede ser calculado con correlaciones [135] o tomado de normas [136]. Para este caso,  $\varepsilon = 0,92$  y  $h = 2,91 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{k})$ .

Para el caso de las pérdidas por radiación, las temperaturas tienen que estar en Kelvin (K). En esta empresa, las pérdidas de energía por las paredes fueron del 2,2% con respecto a la potencia térmica calculada con base en PCS.

Por lo tanto, la eficiencia útil de la caldera en función de la eficiencia de combustión y de las pérdidas por paredes, al considerar las otras pérdidas despreciables, queda definida por:

$$\eta_u = \eta_c - L_c = 82,3 + 2,2 = 80,1\%$$

Si la eficiencia útil de la caldera con base en el poder calorífico superior es del 80,1% y la potencia térmica, anteriormente estimada, es de 1224,7 kW, la potencia útil es:

$$P_u = P_{T@PCS} \times \eta_u = 12\,247 \text{ kW} \times 0,801 = 981 \text{ kW} \approx 1000 \text{ BHP}$$



---

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comunidad de Madrid. Guía Básica de Calderas Industriales Eficientes, 2013.
- [2] Betancur Sierra, J. J., Giraldo Aristizabal, W. A. Guía para el manejo de calderas, 2010.
- [3] Ministerio de Minas y Energía, UPME, Colciencias, Universidad Nacional de Colombia, UPB. e-URE: Uso racional de la energía, 2007. [En línea]. Disponible en: <http://www.si3ea.gov.co/Eure/>.
- [4] US Department of energy. Energy Efficiency and Renewable Energy. Improving Steam System Performance. A Sourcebook for Industry.
- [5] Amell, A.A., Estimación de propiedades de combustión de combustibles gaseosos. Ediciones CESET, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia, 2003.
- [6] North American Combustion Handbook. Volumen I. Third Edition, 1978.
- [7] Association Technique de l'Industrie du Gaz en France. La combustion et les flammes, Collection des techniques gazières, 1973.
- [8] De, S., Agarwal, A. K., Moholkar, V. S., Thallada, B. Coal and Biomass Gasification: Recent Advances and Future Challenges, Springer Singapore, 2017.
- [9] Vargas-Moreno, J. M., Callejón-Ferre, A. J., Pérez-Alonso, J., Velázquez-Martí, B. A review of the mathematical models for predicting the heating value of biomass materials, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 16 (5), (2012), pp. 3065–3083, 10.1016/J.RSER.2012.02.054.
- [10] Baukal, C.E., Oxygen – Enhanced Combustión. CRC Press, 1998.
- [11] British Gas School of Fuel Management, Combustión Engineering and Gas Utilisation. E&FN Spon. 1992.
- [12] UPME-INCOMBUSTION. Determinación del potencial de ahorro en los sectores manufactureros códigos CIU 10 al 18 en Colombia.
- [13] TGI - Poderes Caloríficos. .
- [14] Área Metropolitana del Valle de Aburra, Caracterización de combustibles en sitios de distribución, establecimientos comerciales, industriales y de servicios para verificar su calidad. Informe Final, Contrato N° 162, Universidad Nacional de Colombia Sede Me.

- [15] Jenkins, B. M., Baxter, L. L., Miles, T. R. Combustion properties of biomass, *Fuel Process. Technol.*, 54 (1–3), (1998), pp. 17–46, 10.1016/S0378-3820(97)00059-3.
- [16] Amell, A., Gil, E., Maya, R. D. Herramientas para el uso eficiente del gas: Diagramas de combustión, *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*, 9 (2), (1997), pp. 38–50.
- [17] Superintendencia de Industria y Comercio. SIC. .
- [18] Peña, J. A. P. Bubbling Fluidized Bed (BFB), When to use this technology?, *Ind. Fluid. South Africa*, (2011), pp. 1–12.
- [19] Oland, C. B. Guide to low-emission boiler and combustion equipment selection, 2002.
- [20] Steve Connor. Selecting the Right Boiler Type for the Application. Cleaver Brooks, 2013.
- [21] Steve Connor. Boiler Basics Design and Application Differences, 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.cleaverbrooks.com/reference-center/resource-library/webinars/2014-webinars/boiler-basics-design-and-application-differences.aspx>.
- [22] Cleaver-Brooks. Boiler Selection Considerations. [En línea]. Disponible en: <http://www.cleaverbrooks.com/reference-center/boiler-basics/boiler-selection.aspx>.
- [23] Superior Boiler Works. Boiler Selection Tool, 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.superiorboiler.com/manual-boiler-selection-tool/>.
- [24] CI TALSA. Marmita volcado a vapor con agitador CITALSA MV100, 2016. [En línea]. Disponible en: <http://citalsa.com/marmita-volcable-a-vapor-con-agitador-citalsa-mv100>.
- [25] STERIVAP. Catálogo de esterilizadores STERIVAP. [En línea]. Disponible en: <http://biotechmedical.com.co/pdfs/CSSD/ESTERILIZADORES/ALTA-TEMPERATURA/ESTERILIZADORES GRANDE/CATALOGO-STERIVAP.pdf>.
- [26] Dayu Light Industrial. Pasteurizador de placas UHT. [En línea]. Disponible en: <http://dye-quipment.com/product-2-11-plate-uht-pasteurizer-es/141497>.
- [27] Zhejiang Sanshon Machinery Manufacturing Co. Sanshon Machinery. [En línea]. Disponible en: <https://zj-sanxiong.en.alibaba.com/>.
- [28] Shanghai Beyond Machinery Co. Shangai Beyond Machinery. [En línea]. Disponible en: [https://sh-beyond.en.alibaba.com/?spm=a2700.md\\_es\\_ES.shnsopsi9.3.dab32ceQmB7vr](https://sh-beyond.en.alibaba.com/?spm=a2700.md_es_ES.shnsopsi9.3.dab32ceQmB7vr).
- [29] CI TALSA. Horno automático a vapor. [En línea]. Disponible en: <https://citalsa.com/horno-automatico-a-vapor-ci-talsa-r100>.
- [30] THOR. Tunel de vapor. [En línea]. Disponible en: <http://www.thor.com.co/documentos/catalogo/Ficha tecnica Tunel de vapor.pdf>.

- [31] Thermax. Chiller de absorción PROCHILL, 2008. [En línea]. Disponible en: [http://www.trane.com/content/dam/Trane/Commercial/lar/es/product-systems/comercial/Enfriadoras-de-liquido/por-absorcion/dos-etapas/catalogo/steam driven absorption chillers \(inglés\).pdf](http://www.trane.com/content/dam/Trane/Commercial/lar/es/product-systems/comercial/Enfriadoras-de-liquido/por-absorcion/dos-etapas/catalogo/steam driven absorption chillers (inglés).pdf).
- [32] NFPA 30. Código de Líquidos inflamables y combustibles. 1996.
- [33] NFPA 58. Liquefied Petroleum Gas Code. p. 104, 1998.
- [34] Centro de Información de Sustancias Químicas Emergencias y Medio Ambiente - Cistema. Manipulación y almacenamiento de materiales inflamables y combustibles. [En línea]. Disponible en: [https://www.arsura.com/files/materiales\\_inflamables.pdf](https://www.arsura.com/files/materiales_inflamables.pdf).
- [35] Centro de Información de Sustancias Químicas Emergencias y Medio Ambiente - Cistema. Tanques y cilindros de gas. [En línea]. Disponible en: [https://www.arsura.com/files/tanques\\_cilindros.pdf](https://www.arsura.com/files/tanques_cilindros.pdf).
- [36] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 074. Colombia, 1996.
- [37] Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1521 de 1998, 1998. [En línea]. Disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=1254>.
- [38] API 650: Welded Steel Tanks for Oil Storage, 2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.api.org/~media/Files/Publications/Whats New/650 e12 PA.pdf>.
- [39] API 651: Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks, 1997. [En línea]. Disponible en: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.651.1997.pdf>.
- [40] API Standard 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2014. [En línea]. Disponible en: [http://www.api.org/~media/files/publications/whats new/653\\_e5 pa.pdf](http://www.api.org/~media/files/publications/whats new/653_e5 pa.pdf).
- [41] ECOCARBON LTDA, Grupo de Energía y Termodinámica - Universidad Pontificia Bolivariana. Calderas a carbón. p. 143, 1998.
- [42] OSHA - Standard 1910.1000 TABLE Z-1. Limits for Air Contaminants, 1995. [En línea]. Disponible en: [https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDARD S&p\\_id=9992&p\\_text\\_version=FALSE](https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARD S&p_id=9992&p_text_version=FALSE).
- [43] Etiquetado de sustancias químicas.
- [44] Cemeli, X. Colección Fichas Seguridad Contra Incendios - Resistencia al fuego, requerimientos normativos y sectorización fija, ENGINYERS BCN, 2016. Barcelona.
- [45] AENOR. UNE-EN 13381-8:2015. Métodos de ensayo para determinar la contribución a la resistencia al fuego de los elementos estructurales. Parte 8: Protección reactiva aplicada a los elementos de acero. 2015.
- [46] Weather Underground. Hourly Weather History & Observations, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.wunderground.com/>.
- [47] Reed, R. J., Co, N. A. M. North American Combustion Handbook: Combustion, fuels, stoichiometry, heat transfer, fluid flow, North American Mfg. Company, 1986.

- [48] Republic Manufacturing. Republic Centrifugal Blower Brochure, 2016. [En línea]. Disponible en:  
<https://www.republic-mfg.com/images/Republic-Centrifugal-Blower-Brochure-Web.pdf>.
- [49] Ojeda, A. Control e instrumentación de un generador de vapor para la industria petroquímica. Universidad Nacional Autónoma de México, p. 182, 2014.
- [50] De la Sen Sanz, A., Galván Marcos, S., Bielza Lino, J. Curso: Control y seguridades de calderas. p. 186, 2000.
- [51] Junta de Castilla y León. Manual técnico de diseño y cálculo de redes de vapor, eficiencia energética en redes de vapor. Valladolid. España, p. 134, 2010.
- [52] Spirax Sarco. Guía referencia técnica - Distribución del vapor.
- [53] Forbes Marshall. Conservación de la energía. [En línea]. Disponible en:  
<https://www.forbesmarshall.com/EnergyConservation.aspx>.
- [54] NAIMA. North American Insulation Manufacturers Association (NAIMA), 2018. [En línea]. Disponible en:  
<https://insulationinstitute.org/about-naima/>.
- [55] North American Insulation Manufacturers Association (NAIMA). 3EPlus® Insulation Thickness.  
<https://insulationinstitute.org/tools-resources/free-3e-plus/>, 2018.
- [56] North American Insulation Manufacturers Association (NAIMA). Insulation Materials Specification Chart.  
<https://insulation.org/wp-content/uploads/2016/10/Insulation-Materials-Spec-Chart-Updated-JULY-2016.pdf> [Accessed 17-08-2017], 2016.
- [57] Amell, A., Cadavid, F., Copete, H. Manejo de combustibles. Area Metropolitana del Valle de Aburrá., 2007.
- [58] Amell, A., Gil, E. Herramientas para el uso eficiente del gas: Diagramas de eficiencia térmica, *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*, 16, (1998).
- [59] GASURE - Grupo de Ciencia y Tecnología del Gas y Uso Racional de la Energía, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://gasure.udea.edu.co/>.
- [60] DOE. Steam System Modeler Tool (SSMT). Boiler, 2015. [En línea]. Disponible en:  
[https://www4.eere.energy.gov/manufacturing/tech\\_deployment/amo\\_steam\\_tool/equipBoiler](https://www4.eere.energy.gov/manufacturing/tech_deployment/amo_steam_tool/equipBoiler).
- [61] DOE. Process Heating Assessment and Survey Tool (Excel Version) (PHASTExv1.01), 2016. [En línea]. Disponible en:  
<https://www.energy.gov/eere/amo/downloads/process-heating-assessment-and-survey-tool-excel-version-phastex-v101>.
- [62] Harrel, G. Steam System Survey Guide. U.S. Department of Energy BestPractices Steam Program, 2002.
- [63] ASME. ASME PTCs on Combustion and Heat Transfer. PTC 4-Fired Steam Generators. p. 294, 2008.
- [64] Pritchard, R., Guy, J. J., Connor, N. E. Handbook of Industrial Gas Utilization, Van Nostrand Reinhold Co, 1977.

- [65] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #4: Improve Your Boiler's Combustion Efficiency. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- [66] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #9: Minimize Boiler Blowdown. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- [67] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #7: Clean Firetube Boiler Waterside Heat Transfer Surfaces. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, (2012).
- [68] Amell, A. Estimación de las propiedades de combustión de combustibles gaseosos. Universidad de Antioquia. Tercera edición previa, 2018.
- [69] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #26a: Consider Installing a Condensing Economizer. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- [70] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #26b: Considerations When Selecting a Condensing Economizer. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- [71] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #10: Recover Heat from Boiler Blowdown. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- [72] Fang, J., Li, G., Aunan, K., Vennemo, H., Seip, H. M., Oye, K. A., Bee, M. A proposed industrial-boiler efficiency program in Shanxi : potential CO<sub>2</sub>-mitigation, health benefits and associated costs, *Appl. Energy*, 71 (4), (2002), pp. 275–285.
- [73] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #8: Return Condensate to the Boiler. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE. 2012.
- [74] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #18:Deaerators in Industrial Steam Systems. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- [75] Ente Vasco de la Energía. Aplicaciones Avanzadas del Gas Natural Natural en Procesos Industriales de Baja Temperatura. Serie Tecnológica Energética, Primera Ed., 1990.
- [76] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 005. Colombia, p.11, 2010.
- [77] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 047. Colombia, p.21, 2011.
- [78] US Environmental Protection Agency. Combined Heat and Power Partnership. Catalog of CHP Technologies, (December). p. 139, 2008.
- [79] Incombustion - Red de Investigación e Innovación en Combustión Avanzada de Uso Industrial, UPME. Determinación del Potencial de Reducción de Consumo Energético en los Subsectores manufactureros Código CIU 10 -18 en Colombia., 2014. [En línea]. Disponible en: [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INFORME\\_III\\_Caracterizacion\\_energetica\\_VerPub.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INFORME_III_Caracterizacion_energetica_VerPub.pdf).
- [80] Swagelok. Steam Systems Best Practices: Steam System Thermal Cycle Efficiency - Part One, 2011. [En línea]. Disponible en: [https://chicago.swagelok.com/Services/Energy-Services/~/\\_media/Distributor Media/C-G/Chicago/Services/ES - Thermal Cycle Efficiency\\_BP\\_33.ashx](https://chicago.swagelok.com/Services/Energy-Services/~/_media/Distributor Media/C-G/Chicago/Services/ES - Thermal Cycle Efficiency_BP_33.ashx).

- [81] Energy and Environmental Analysis. Characterization of the U.S. Industrial/ Commercial Boiler Population. Virginia. Estados Unidos, p. 65, 2005.
- [82] Ministerio de Industria Turismo Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales. Encuesta Nacional de Calderas Perú. 2000.
- [83] Unidad de Desarrollo Tecnológico, Universidad de Concepción. Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial. Chile. p. 345, 2012.
- [84] Becher, J. R. Optimizing Energy Saving Opportunities in Food and Dairy Plant Steam Boiler Systems, (November 2013), (2012), pp. 37–41.
- [85] Incropera, F. P., DeWitt, D. P. Fundamentos de transferencia de calor, 4th ed., Prentice Hall, 1999. México.
- [86] US Department of Energy. Steam Tip Sheet #24: Upgrade Boilers with Energy-201 | 224 Efficient Burners. ADVANCED MANUFACTURING OFFICE, 2012.
- [87] Consultoría ITC. Programa de capacitación para certificación como técnico en operación y mantenimiento de calderas de vapor pirotubulares y acuotubulares, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.industrialtijuana.com/calderas.htm>.
- [88] NavyBMR. Nonresident Training Course. Utilitiesman Basic. NAVEDTRA 14265A. Chapter 9: Boilers, p. 118.
- [89] Natural Resources Canada (NRCAN). Environmental Impacts of Combustion, 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/publications/efficiency/industrial/cipec/6695>.
- [90] BOSCH. CALDERAS EFICIENTES EN PROCESOS INDUSTRIALES.
- [91] ISSSTE. Guía técnica de operación y mantenimiento de generadores de vapor, México, <http://normateca.issste.gob.mx/webdocs/X10/200312100841372335.pdf?id=045700> .
- [92] Kohan, A. Manual de Calderas: Principios operativos de mantenimiento, construcción, instalación, reparación, seguridad, requerimientos y normativas, Volumen II., McGraw-Hill, 2000. Madrid.
- [93] Thermal Engineering LTDA. Mantención de calderas, Santiago de Chile, <http://norese.com/publicaciones/MantenciondeCalderas.pdf>.
- [94] Cleaver-Brooks. A Checklist of Boiler Maintenance Tasks, 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.cleaverbrooks.com/reference-center/resource-library/tip-sheets/2014-tip-sheets/pdf/tip-december14.aspx>.
- [95] Cleaver-Brooks. Boiler Room Guide, 2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.cleaverbrooks.com/reference-center/insights/boiler-room-guide.aspx>.
- [96] British Standar. BS 2486. Recommendations for Treatment of water for steam boilers and water heaters Amendments issued since publication Committees responsible for this British Standard. 1997.

- [97] Díaz Ortiz, A. L., Tavera Cardona, C. E. Tratamiento de agua para alimentación de calderas, Instituto Politécnico Nacional.
- [98] Kohan, A. L. Boiler Operator's Guide, Four editi., McGraw-Hill, 1998.
- [99] Universidad Nacional de Ingeniería- RUPAP. Máquinas y su mantenimiento. Mantenimiento de la Caldera y sus Componentes. Danilo Rojas. Presentación ppt.
- [100] Consultora de Aguas. LO QUE OCURRE EN EL INTERIOR DE LA CALDERA (Y EN EL RESTO DEL SISTEMA DE VAPOR) - Seminario sobre intercambio iónico, Agua y Energía - Rosario, 1990.
- [101] TVL. Una Guía para la Inspección de Trampas de Vapor. [En línea]. Disponible en:  
<https://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/steam-trap-test.html>.
- [102] Pemex. Instructivo para la inspección, mantenimiento y prueba de válvulas de relevo de presión en petróleos mexicanos y organismos subsidiarios, 2008. [En línea]. Disponible en:  
[http://www.ptq.pemex.com/RM/Adqleypemex/Lists/PrebasesLicitacionesLeyPemex/Attachments/183/Instructivo\\_Tecnico\\_PSV80016000DCOIT002.pdf](http://www.ptq.pemex.com/RM/Adqleypemex/Lists/PrebasesLicitacionesLeyPemex/Attachments/183/Instructivo_Tecnico_PSV80016000DCOIT002.pdf).
- [103] Greene, R. W. Válvulas: Selección, uso y mantenimiento, McGraw-Hill, 1989.
- [104] Universidad de Burgos. Manual de calderas industriales.
- [105] Palacios Rodrigo, A. Causa - Efecto en operación y mantenimiento de calderas, 2015. [En línea]. Disponible en:  
[http://www.rosmann.es/libros/OPER\\_SUPERVISA\\_Y\\_MANT\\_CALDERAS.pdf](http://www.rosmann.es/libros/OPER_SUPERVISA_Y_MANT_CALDERAS.pdf).
- [106] Storm, R. F. (Dick). Typical Causes of Slagging and Fouling Problems in Boilers, 2015. [En línea]. Disponible en:  
<http://www.powermag.com/typical-causes-of-slagging-and-fouling-problems-in-boilers/?printmode=1>.
- [107] PAUER, R. E. Lo que ocurre al interior de la caldera.
- [108] Alberto, M. Sugarcane: Tratamiento de Agua de Calderas - Problemas más frecuentes -, 2014. .
- [109] AMVA. Proponer mecanismos de mejoramiento en los procesos de combustión, análisis de alternativas de recambio tecnológico del tipo de combustibles de calderas y cumplimiento de la normativa ambiental en las fuentes fijas, ubicadas en la jurisdicción del área metropolitana, Medellín,  
[http://www.metropol.gov.co/CalidadAire/IsdocFuentesFijas/INFORME\\_FINAL\\_CONVENIO\\_559\\_DE\\_2008.pdf](http://www.metropol.gov.co/CalidadAire/IsdocFuentesFijas/INFORME_FINAL_CONVENIO_559_DE_2008.pdf).
- [110] UT. Incombustión, UPME. FECOC, 2016. [En línea]. Disponible en:  
[http://www.upme.gov.co/calculadora\\_emisiones/aplicacion/calculadora.html](http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html).
- [111] UPME, Ministerio de Minas y Energía. Guía didáctica para el desarrollo de Auditorías Energéticas, 2007. [En línea]. Disponible en:  
[http://www.si3ea.gov.co/portals/0/ure/auditorias\\_energeticas.pdf](http://www.si3ea.gov.co/portals/0/ure/auditorias_energeticas.pdf).
- [112] HERC. Boilers, 2015. [En línea]. Disponible en:  
<http://www.hercenter.org/facilitiesandgrounds/boilers.cfm>.

- [113] Asocaña. Anexo III: Identificación de aspectos e impactos ambientales de los procesos productivos, <http://www.asocana.org/documentos/2012011-1DBBA360-00FF00,000A000,878787,C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,FFFFFF,2D2D2D,B9B9B9.pdf>.
- [114] Gunn, David; Horton, R. Industrial Boilers, Longman Scientific & Technical, 1989.
- [115] European Environment Agency. Air quality in Europe -2015 report, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2015/>.
- [116] República de Colombia. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Resolución Número 909, 5 de Junio. 2008.
- [117] World Health Organization (WHO). WHO Air quality guidelines for particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulfur dioxide, 2005. [En línea]. Disponible en: [http://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO\\_SDE\\_PHE\\_OEH\\_06.02\\_eng.pdf;jsessionid=B848F1AE3B4354280064B4A9066394C3?sequence=1](http://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_eng.pdf;jsessionid=B848F1AE3B4354280064B4A9066394C3?sequence=1).
- [118] Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Resolución 0601 de 206. Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional.
- [119] Ministerio del Medio Ambiente de Chile. Decreto 29. Norma de emisión para incineración y co-incineración, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1054148>.
- [120] Ministerio de Ambiente de Ecuador. Acuerdo ministerial No. 028. 2015.
- [121] CONAMA. RESOLUÇÃO CONAMA nº 3, de 28 de junho de 1990. Padrões de qualidade do ar, previstos no PRONAR. Brasil.
- [122] US EPA. Reviewing National Ambient Air Quality Standards (NAAQS): Scientific and Technical Information, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/naaqs>.
- [123] Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. República de Colombia. Resolución 0631. 2015.
- [124] IDEAM. Métodos de medición de contaminantes y protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas. [En línea]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/web/contaminacion-y-calidad-ambiental/emisiones-por-fuentes-fijas>.
- [125] Área Metropolitana del Valle de Aburrá, Universidad Pontificia Bolivariana. Actualización del Inventario de Emisiones Atmosféricas en el Valle de Aburrá con Georreferenciación de éstas (Convenio 323/2005).
- [126] Incombustion, UPME. Calculadora Emisiones. [En línea]. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/calculadora\\_emisiones/aplicacion/calculadora.html](http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html).
- [127] Incombustion, UPME. Acerca de la calculadora FECOC 2016. [En línea]. Disponible en: [http://www.upme.gov.co/calculadora\\_emisiones/aplicacion/acercade.html](http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/acercade.html).

- [128] Ganapathy, V. Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators Design, Applications, and Calculations, Taylor & Francis, 2003.
- [129] Servicio de Evaluación Ambiental y Ministerio de Energía. Guía para la evaluación del impacto ambiental de centrales de generación de energía eléctrica con biomasa y biogás, Chile.
- [130] TESTO. Sensores, 2010. [En línea]. Disponible en: <http://www.academiatesto.com.ar/cms/sensores-0>.
- [131] TESTO. Flue gas analyzer. Testo 327-The special class entry instrument, 2013. [En línea]. Disponible en: [https://media.testo.com/media/84/ad/c5c5be445d7e/testo-327\\_Datasheet.pdf](https://media.testo.com/media/84/ad/c5c5be445d7e/testo-327_Datasheet.pdf).
- [132] Mishra, D.P. Experimental Combustion: An Introduction, Taylor & Francis, 2014.
- [133] ASTM E2758-15a. Standard Guide for Selection and Use of Wideband, Low Temperature Infrared Thermometers. 2015.
- [134] Tecnimiralles. Combustión - Ahorro y Uso Racional de la Energía de Combustión.
- [135] Çengel, Y. Transferencia de Calor y Masa - Fundamentos y Aplicaciones, 4ta Ed., McGraw-Hill, 2011.
- [136] International Organization for Standardization. ISO 13579-1: Industrial furnaces and associated processing equipment - Method of measuring energy balance and calculating efficiency, 2013, (2013), p. 67.
- [137] ASME. SIUNITS.1998.

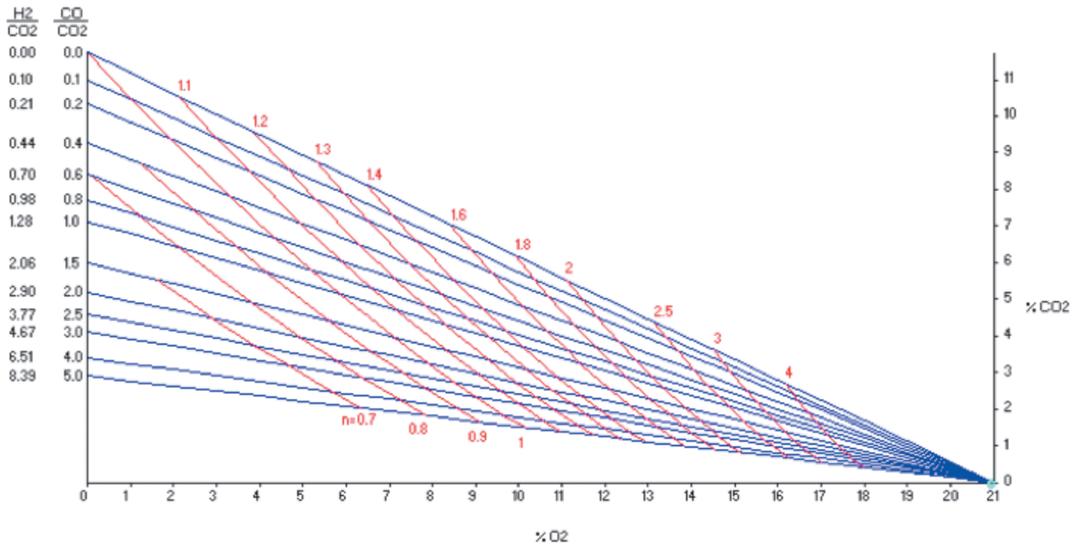


### ANEXO 1. DIAGRAMAS DE COMBUSTIÓN

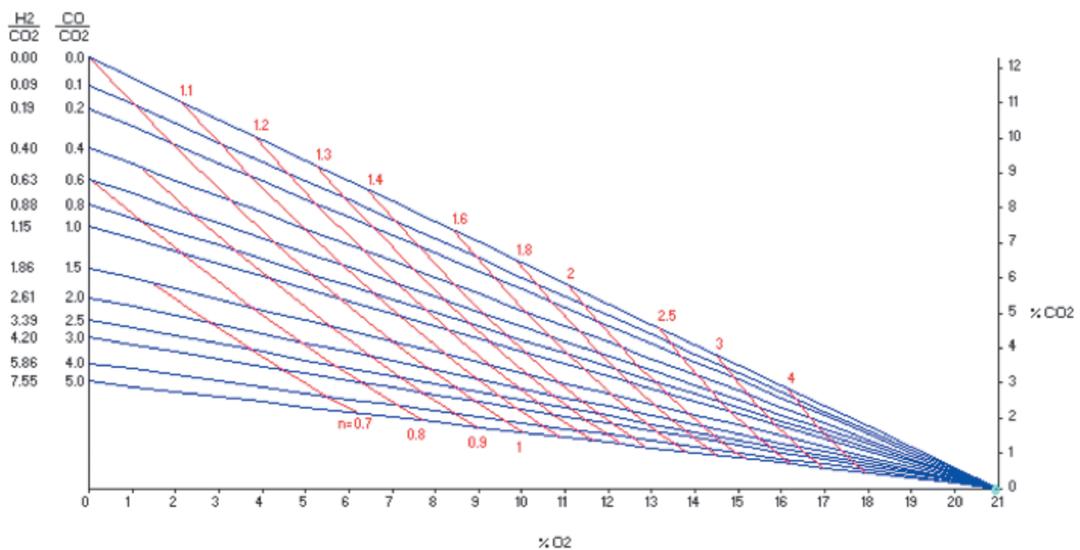
NOTA: En las gráficas de este Anexo, los decimales se representan con punto.

A continuación se presentan algunos diagramas de combustión para los combustibles gaseosos comúnmente utilizados.

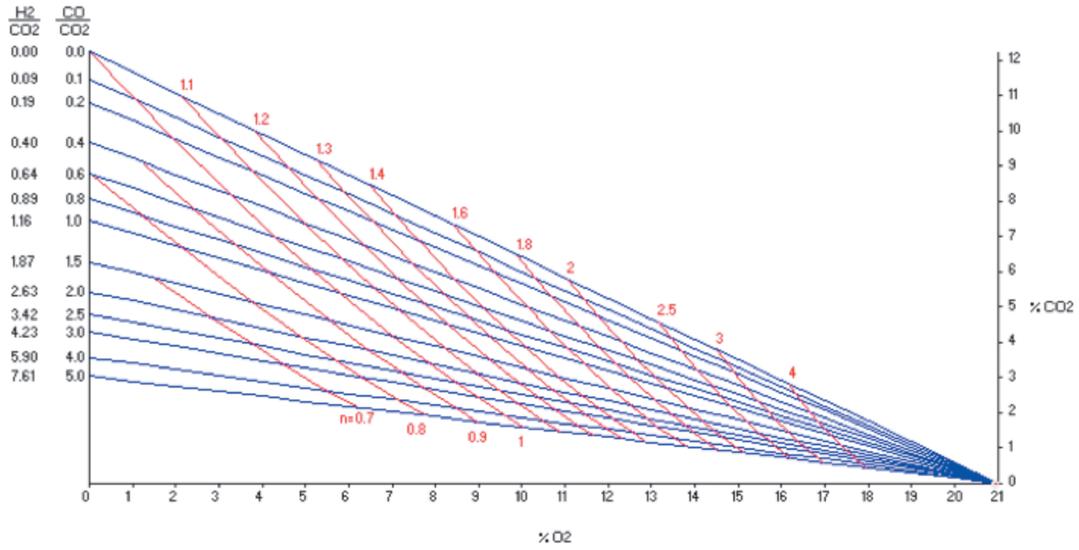
**Diagrama de Combustión (Gas natural Guajira)**



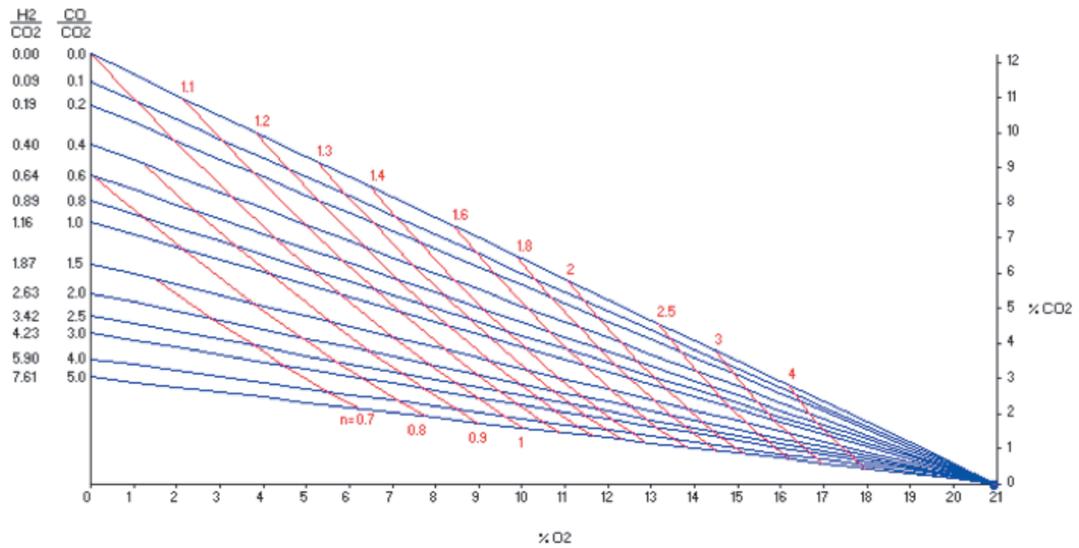
**Diagrama de Combustión (Gas natural Cusiana)**



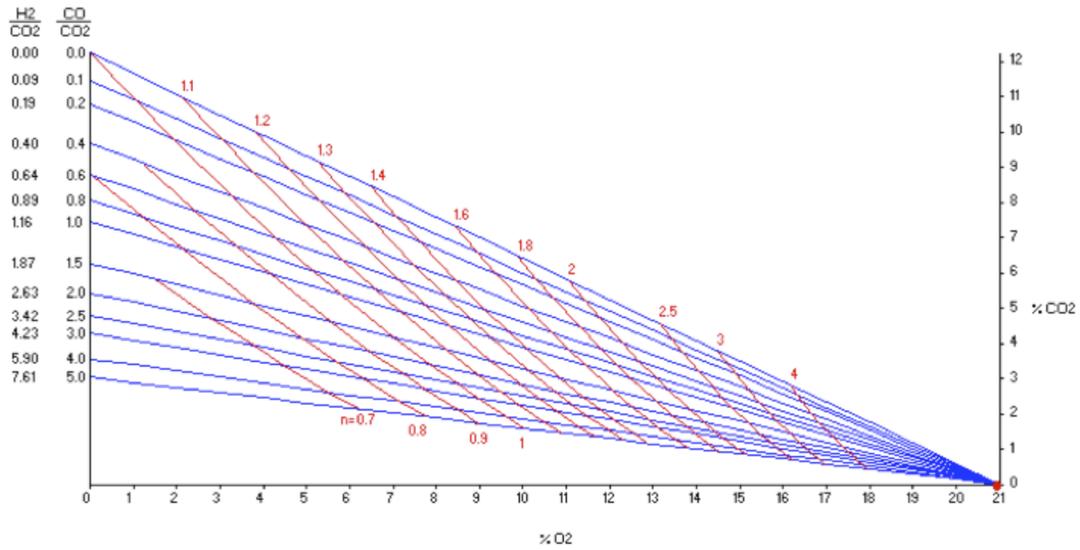
### Diagrama de Combustión (Gas natural Cupiagua)



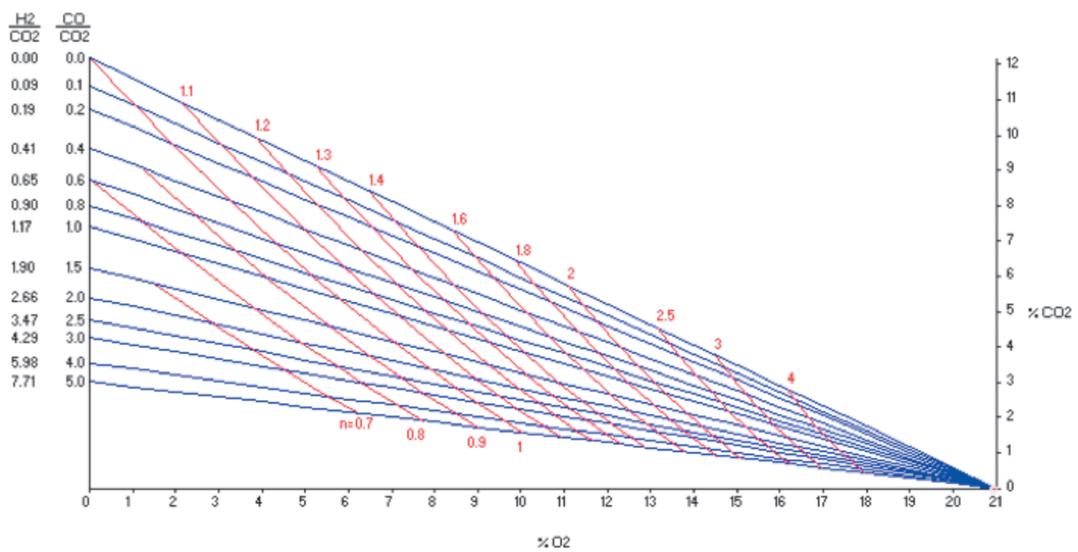
### Diagrama de Combustión (Gas natural Genérico)



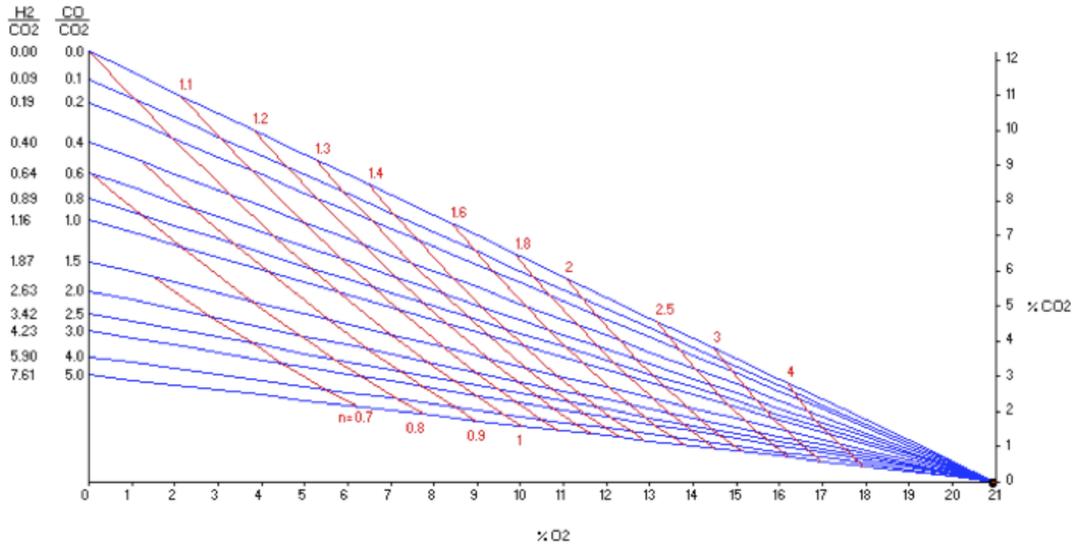
### Diagrama de Combustión (Gas natural La Creci)



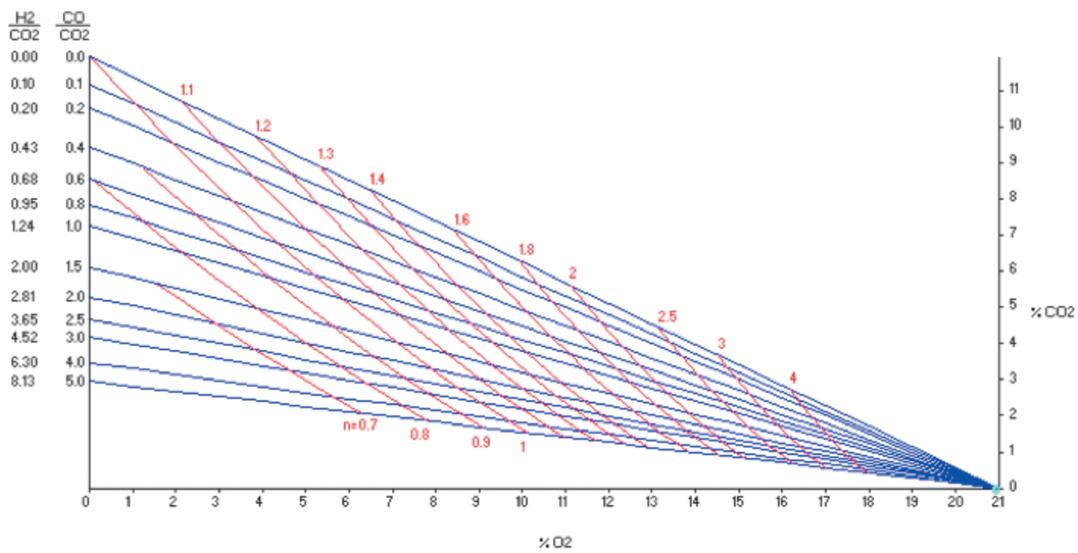
### Diagrama de Combustión (Gas natural Neiva)



### Diagrama de Combustión (Gas natural Opon)



### Diagrama de Combustión (Gas natural Pozo Cup)



## ANEXO 2. NORMAS Y ENTIDADES RELACIONADAS CON LAS CALDERAS

A continuación se presenta un resumen de las normas y entidades relacionadas con el diseño, fabricación, emisiones contaminantes y algunas consideraciones de seguridad para el personal que opera en calderas.

<b>Norma/Entidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Sitio web</b>
<b>ABMA</b>	<i>American Boiler Manufactures Association</i> (Asociación Americana de Fabricantes de Calderas). Aboga por la producción y operación seguras de calderas, ejecuta acciones con el fin de facilitar los avances en la eficiencia energética y proporciona soluciones para la industria.	<a href="http://www.abma.com/">http://www.abma.com/</a>
<b>AFIAP</b>	<i>Association Française des Ingénieurs Appareils Pression</i> (Asociación Francesa de Ingenieros de Dispositivos a Presión). Contribuyen a nivel mundial con el desarrollo de estudios e investigaciones con el fin de establecer técnicas y estándares que regulen la operación de equipos a presión.	<a href="http://www.afiap.org/">http://www.afiap.org/</a>
<b>AFNOR</b>	<i>Association Française de Normalization</i> (Asociación Francesa de Estandarización). El Grupo AFNOR desarrolla sus actividades de estandarización internacional, suministro de información, certificación y capacitación a través de una red de socios clave en Francia, que son miembros de la asociación, entre los cuales se encuentran asociaciones relacionadas con el manejo de la energía, el medio ambiente, alimentos, redes industriales, etc.	<a href="https://www.afnor.org/en/">https://www.afnor.org/en/</a>
<b>ANSI</b>	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto Americano de Estándares Nacionales). Dicho Instituto supervisa la creación, difusión y uso de miles de normas y directrices que tienen un impacto directo en casi todo el sector empresarial.	<a href="https://www.ansi.org/">https://www.ansi.org/</a>
<b>API</b>	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano del Petróleo). Este instituto ha liderado el desarrollo de equipos y	<a href="http://www.api.org/">http://www.api.org/</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
	estándares operativos para el petróleo, gas natural y petroquímicos.	
<b>ASME</b>	<i>American Society of Mechanical Engineers, Boiler and Pressure Vessel Code</i> (Código de Calderas y Recipientes a Presión de la ASME) Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos. Establece reglas de seguridad que rigen el diseño, la fabricación y la inspección de calderas, recipientes a presión y componentes de plantas de energía nuclear durante su construcción.	<a href="https://www.asme.org/shop/standards/new-releases/boiler-pressure-vessel-code-2013">https://www.asme.org/shop/standards/new-releases/boiler-pressure-vessel-code-2013</a>
<b>CSA</b>	<i>Canadian Standard Association</i> (Asociación Canadiense de Estandarización). Es un proveedor global de servicios y pruebas, inspección y certificación para productos de una amplia gama de sectores del mercado, principalmente el sector ambiental y de seguridad industrial.	<a href="http://www.csagroup.org/">http://www.csagroup.org/</a>
<b>CEN</b>	<i>European Committee for Standardization</i> (Comité Europeo para la Estandarización, CEN). Apoya actividades de estandarización en una amplia gama de campos y sectores, incluidos: industria aeroespacial, productos químicos, construcción, defensa y seguridad, energía, medio ambiente, etc.	<a href="https://www.cen.eu/Pages/default.aspx">https://www.cen.eu/Pages/default.aspx</a>
<b>SNCT</b>	<i>Syndicat National de la Chaudronnerie, de la Toelerie et de la tuyauterie industrielle</i> (Sindicato Nacional de Tuberías de Calderas, Metales e Industriales, SNCT). Una de sus principales misiones es examinar el estado del arte de la profesión. Para esto ha implementado normas que estandarizan áreas como la construcción y mantenimiento a nivel industrial.	<a href="http://www.snct.org/sites/fr/">http://www.snct.org/sites/fr/</a>
<b>VD</b>	<i>Verein Deutscher Ingenieure</i> (Asociación de Ingenieros Alemanes). Se encarga de crear regulaciones a nivel técnico, que se implementen en una amplia variedad de áreas, como la	<a href="https://www.vdi.de">https://www.vdi.de</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
	seguridad industrial, revisión de motores, monitoreo del efecto de organismos genéticamente modificados, etc.	
<b>ASTM</b>	<i>American Society for Testing &amp; Materials</i> (Sociedad Americana de Prueba de Materiales). Esta sociedad establece estándares que tienen como propósito mejorar el rendimiento en manufactura y materiales, productos y procesos, sistemas y servicios en un amplio espectro del sector empresarial e industrial.	<a href="https://www.astm.org/">https://www.astm.org/</a>
<b>BSI</b>	<i>British Standard Institution</i> (Instituto Británico de Normas). Esta entidad trabaja con industrias manufactureras y de servicios, empresas, gobiernos y consumidores para facilitar la producción y difusión de estándares internacionales que brinden soluciones a organizaciones de todos los sectores.	<a href="https://global.ihs.com/standards.cfm?publisher=BSI">https://global.ihs.com/standards.cfm?publisher=BSI</a>
<b>DIN</b>	<i>Deutsches Institut Für Normung</i> (Instituto Alemán de Estandarización). Es una plataforma independiente de estandarización, donde se desarrollan normas y especificaciones orientadas al mercado que promueven el comercio mundial, fomentando una calidad garantizada y la protección del medio ambiente.	<a href="http://www.din.de/en">http://www.din.de/en</a>
<b>EPA</b>	<i>Environmental Protection Agency</i> (Agencia para la Protección Ambiental). Se encarga de monitorear, investigar, estandarizar y reforzar actividades para la protección del medio ambiente. Dentro de sus áreas de investigación se encuentra la seguridad química, la calidad del aire, el clima y la energía.	<a href="https://www.epa.gov/">https://www.epa.gov/</a>
<b>NFPA</b>	<i>National Fire Protection Association</i> (Asociación Nacional de Protección contra Incendios). Es una organización global sin fines de lucro, dedicada a la eliminación de muertes, lesiones, daños materiales y económicos	<a href="http://www.nfpa.org/">http://www.nfpa.org/</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
	debidos a incendios. Para esto ha implementado una serie de normas que regulan los procesos a nivel industrial.	
<b>ISO</b>	<i>International Organization for Standardization</i> (Organización Internacional de Estandarización). Las normas internacionales ISO implementan estrategias con el fin de que los productos y servicios sean seguros, confiables y de buena calidad. Para las empresas, son herramientas estratégicas que reducen los costos al minimizar desperdicios y errores y aumentar la productividad.	<a href="https://www.iso.org/home.html">https://www.iso.org/home.html</a>
<b>JISC</b>	<i>Japanese International Standard Committee</i> (Comité Internacional de Estándares Internacionales). El organismo nacional de estandarización de Japón desempeña un papel central en el desarrollo de estándares a nivel internacional que cubren una amplia gama de productos y tecnologías, desde robots hasta pictogramas.	<a href="https://www.jisc.go.jp/eng/">https://www.jisc.go.jp/eng/</a>
<b>NBIC</b>	<i>National Board Inspection Code, NBIC</i> (Código de Inspección de la Junta Nacional). El NBIC proporciona estándares para la instalación, inspección y reparación y/o modificación de calderas, recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión.	<a href="http://www.nationalboard.org/index.aspx?pageID=4">http://www.nationalboard.org/index.aspx?pageID=4</a>
<b>SI</b>	<i>Système International d'Unités</i> (Sistema Internacional de Unidades, SI). Es el sistema métrico moderno de medición. El SI se está convirtiendo rápidamente en el sistema de medición dominante utilizado en el comercio internacional.	<a href="https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/2016/12/07/sp330.pdf">https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/2016/12/07/sp330.pdf</a>
<b>UL</b>	<i>Underwriters Laboratories</i> . Esta entidad desarrolla estándares donde se incluyen pruebas a productos, sistemas y servicios, que validan su	<a href="http://www.ul.com/">http://www.ul.com/</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
	desempeño, salud ambiental y sostenibilidad.	
<b>BS2486-1997</b>	Recomendaciones para el tratamiento de agua para calderas de vapor y calentadores de agua. Da recomendaciones para el control de las condiciones de las secciones que operan con agua de las calderas de vapor y los calentadores de agua y también para la preparación del agua de alimentación para dichos equipos.	<a href="http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000001382076">http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000001382076</a>
<b>RESOLUCIÓN 898 DE 1995</b>	Criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial, y en motores de combustión interna de vehículos.	<a href="http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=15717">http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=15717</a>
<b>NTC 1523 EN 397</b>	Estas normas establecen los requisitos mínimos de desempeño para cascos de seguridad industrial que reducen las fuerzas de impacto y penetración, y que pueden proveer protección contra choque eléctrico.	<a href="https://tienda.icontec.org">https://tienda.icontec.org</a> <a href="http://www.aenor.es">http://www.aenor.es</a>
<b>ANSI Z89.1 - 2003</b>	Este estándar proporciona requisitos de rendimiento y prueba para cascos industriales. Establece los tipos y clases de cascos protectores, según el tipo de peligro que se afronte. Incluye especificaciones de diseño para cascos que ofrecen protección contra el impacto lateral, o solo impacto superior, dando a los empleadores y usuarios la flexibilidad para especificar el casco que mejor se adapte a las necesidades de su lugar de trabajo.	<a href="https://safetyequipment.org/standard/ansiisea-z89-1-2014/">https://safetyequipment.org/standard/ansiisea-z89-1-2014/</a>
<b>ANSI Z87</b>	Prescribe las especificaciones de diseño y rendimiento, así como el marcado de productos protección visual y facial.	<a href="https://safetyequipment.org/isea-standards/ansiisea-z87-accredited-standards-committee/ansiisea-z87-1-2015-standard/">https://safetyequipment.org/isea-standards/ansiisea-z87-accredited-standards-committee/ansiisea-z87-1-2015-standard/</a>
<b>OSHA- NIOSH TC-23C-1223 NTC-1728 NTC- 1584 NTC-1729 NTC- 3399</b>	Establecen los requisitos, la clasificación y los ensayos a los cuales deben someterse los protectores respiratorios contra gases tóxicos.	<a href="https://www.osha.gov">https://www.osha.gov</a> <a href="https://tienda.icontec.org">https://tienda.icontec.org</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
<b>NTC-2190</b> <b>NTC-2220</b> <b>NTC-1726</b>	Estas normas establecen los requisitos generales y los procedimientos de ensayo adecuados para la construcción y diseño del guante, resistencia de los materiales del guante a la penetración de agua, inocuidad, comodidad y eficacia, marcado e información suministrada por el fabricante aplicable a todos los guantes de protección.	<a href="https://tienda.icontec.org">https://tienda.icontec.org</a>
<b>NTC-1741</b> <b>NTC-2380</b> <b>ANSI-Z41-177</b>	Establece los requisitos que debe cumplir el calzado de seguridad para uso industrial.	<a href="https://tienda.icontec.org">https://tienda.icontec.org</a>
<b>NTC-3252</b> <b>NTC-3399</b>	Enumera las reglas y las precauciones elementales que se deben saber y observar con respecto a la ropa para protección contra el calor y contra el fuego. Además, se hace referencia a filtros de partículas y sus componentes en dispositivos de protección respiratoria no asistidos, excepto los equipos de evacuación y piezas faciales autofiltrantes.	<a href="https://tienda.icontec.org">https://tienda.icontec.org</a>
<b>NTC- 2272</b> <b>EN 24869-1</b> <b>ANSI S 3.19</b>	Las presentes normas especifican los procedimientos psicofísicos, los requisitos físicos, un medio de reportar los resultados para la medición de las características de protección y atenuación de los dispositivos usados para proteger el sistema auditivo contra el exceso de ruido.	<a href="https://tienda.icontec.org">https://tienda.icontec.org</a> <a href="http://www.aenor.es/">http://www.aenor.es/</a>
<b>Ley 9 de enero 24 de 1979</b>	Medidas sanitarias para la protección del medio ambiente	<a href="http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=1177">http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=1177</a>
<b>OSHA 29</b> <b>CFR 1910-178</b>	<i>Occupational Safety and Health Standards</i> (Estándares de Seguridad y Salud Ocupacional). Esta sección contiene los requisitos de seguridad relacionados con la protección contra incendios, el diseño, el mantenimiento y el uso de carretillas elevadoras, tractores, carretillas elevadoras de plataforma, carretillas elevadoras motorizadas y otros vehículos industriales especializados impulsados por motores eléctricos o motores de combustión interna.	<a href="https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_id=9828&amp;p_table=standards">https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_id=9828&amp;p_table=standards</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
<b>ASHRAE/IESNA Standard 90.1</b>	Este estándar proporciona los requisitos mínimos para el diseño de edificaciones energéticamente eficientes, excepto los edificios residenciales de poca altura. Ofrece, en detalle, los requisitos mínimos de eficiencia energética para el diseño y construcción de nuevos edificios y sus sistemas, así como los criterios para determinar el cumplimiento de estos requisitos.	<a href="https://www.ashrae.org/resources--publications/bookstore/standard-90-1">https://www.ashrae.org/resources--publications/bookstore/standard-90-1</a>
<b>ASME PTC</b>	ASME <i>Performance Test Codes</i> (Códigos de pruebas de desempeño). Es una colección de documentos técnicos para la realización de pruebas a equipos y sistemas de producción energética. Cubren cuatro categorías principales: producción de energía, combustión y transferencia de calor, manejo de fluidos y emisiones.	<a href="https://www.asme.org/about-asme/standards/performance-test-codes">https://www.asme.org/about-asme/standards/performance-test-codes</a>
<b>ASME QFO</b>	ASME <i>Qualification and Certification of Operators of High Capacity Fossil Fuel Fired Plants</i> (Calificación y Certificación de Operarios de Plantas de Combustible Fósil de Alta Capacidad). Certificación que brinda la ASME a operarios para desempeñar labores en plantas de combustible fósil de alta capacidad.	<a href="https://www.asme.org/shop/certification-accréditation/personnel-certification/qfo-certification-of-high-capacity-fossil-fuel">https://www.asme.org/shop/certification-accréditation/personnel-certification/qfo-certification-of-high-capacity-fossil-fuel</a>
<b>ASME Boiler and Pressure Vessel Codes</b>	Código de calderas y recipientes a presión. Contiene todos los estándares y requerimientos para la construcción, mantenimiento y certificación de calderas y recipientes a presión en general.	<a href="https://www.asme.org/getmedia/1adfc3df-7dab-44bf-a078-8b1c7d60bf0d/asme_bpvc_2013-brochure.aspx">https://www.asme.org/getmedia/1adfc3df-7dab-44bf-a078-8b1c7d60bf0d/asme_bpvc_2013-brochure.aspx</a>
<b>ASME Control Standards</b>	Brinda una visión general de las normas y códigos establecidos por la ASME y da ejemplos sobre su correcto uso en un amplio espectro de situaciones que se presentan generalmente.	<a href="https://www.asme.org/wwwasmeorg/media/ResourceFiles/AboutASME/Who%20We%20Are/Standards_and_Certification/ASME_Codes_and_Standards-Examples_of_Use_for_Mechanical_Engineering_Students.pdf">https://www.asme.org/wwwasmeorg/media/ResourceFiles/AboutASME/Who%20We%20Are/Standards_and_Certification/ASME_Codes_and_Standards-Examples_of_Use_for_Mechanical_Engineering_Students.pdf</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
<b>ASME Control and Safety Devices for Automatically Fired Boilers (CSD-1)</b>	Ensamblaje, instalación, mantenimiento y operación de controles y dispositivos de seguridad en calderas operadas automáticamente que funcionan directamente con gas, petróleo, gasoil o electricidad, con una capacidad de entrada de combustible inferior a 12.500.000 BTU/h.	<a href="https://www.asme.org/products/code-s-standards/csd1-2015-controls-safety-devices-automatically-(1)"><u>https://www.asme.org/products/code-s-standards/csd1-2015-controls-safety-devices-automatically-(1)</u></a>
<b>ASME Flow Measurement Standards</b>	Técnicas y métodos de todas las mediciones de flujo requeridas o recomendadas por los códigos de prueba de desempeño.	<a href="https://www.asme.org/products/code-s-standards/ptc-195-2004-flow-measurement-(1)"><u>https://www.asme.org/products/code-s-standards/ptc-195-2004-flow-measurement-(1)</u></a>
<b>ASME Operator Qualification and Certification Standards</b>	Esta norma cubre la calificación y certificación de los operadores de instalaciones que combaten los desechos sólidos municipales.	<a href="https://www.asme.org/products/code-s-standards/qro1-2005-standard-qualification-certification"><u>https://www.asme.org/products/code-s-standards/qro1-2005-standard-qualification-certification</u></a>
<b>ASME High Capacity Fossil Fuel Fired Plant Operator (QFO-1)</b>	Certificación de operadores de plantas de alta potencia (calderas) alimentadas con combustibles fósiles.	<a href="https://www.asme.org/getmedia/eb50e47b-caaa-491b-825a-1c26dbb3f590/QFO-brochure.aspx"><u>https://www.asme.org/getmedia/eb50e47b-caaa-491b-825a-1c26dbb3f590/QFO-brochure.aspx</u></a>
<b>ASME Hazardous Waste Incinerator Operators (QHO-1)</b>	Estándar para la calificación y certificación de operadores de incineradores de desechos peligrosos.	<a href="https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?item_s_key=00224321&amp;item_key_date=950921&amp;rid=GS"><u>https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?item_s_key=00224321&amp;item_key_date=950921&amp;rid=GS</u></a>
<b>ASME Medical Waste Incinerator (QMO-1)</b>	Calificación y certificación de operadores de incineradores hospitalarios, médicos y de residuos infecciosos.	<a href="https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?item_s_key=00158332&amp;item_key_date=981231&amp;rid=GS"><u>https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?item_s_key=00158332&amp;item_key_date=981231&amp;rid=GS</u></a>
<b>ASME Resource Recovery Facility Operators (QRO-1)</b>	Esta norma cubre la calificación y certificación de los operadores de instalaciones que combaten los desechos sólidos municipales.	<a href="https://www.asme.org/products/code-s-standards/qro1-2005-standard-qualification-certification"><u>https://www.asme.org/products/code-s-standards/qro1-2005-standard-qualification-certification</u></a>
<b>ASME Qualifications for Authorized Inspection (QAI-1)</b>	Este estándar proporciona los requisitos para la calificación y los deberes de las personas que realizan inspecciones autorizadas como se requiere en el Código de Calderas y Recipientes a Presión de ASME.	<a href="https://www.asme.org/products/code-s-standards/qai1-2016-qualifications-authorized-inspection"><u>https://www.asme.org/products/code-s-standards/qai1-2016-qualifications-authorized-inspection</u></a>
<b>ASME Metric System (SI-1)</b>	Este código se basa en las unidades usuales de EE. UU. (Ft-lb) de medida, que deben considerarse como el estándar.	<a href="http://www.irss.ca/development/documents/CODES%20%20STANDARDS%2002-28-08/ASME%20V%201998/ASME%20V%20SI%20Units.pdf"><u>http://www.irss.ca/development/documents/CODES%20%20STANDARDS%2002-28-08/ASME%20V%201998/ASME%20V%20SI%20Units.pdf</u></a>

<b>Norma/Entidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Sitio web</b>
<b>ASME Orientation Guide for Use of SI (Metric) Units</b>	Reglas para el uso de unidades SI en publicaciones ASME, conversión y redondeo, dimensionamiento, unidades fuera del sistema internacional, unidades que no se deben utilizar en documentos ASME, unidades SI para uso ASME, y métodos de informar equivalentes de SI para estándares existentes bajo revisión.	<a href="https://www.asme.org/products/code-s-standards/si1-1982-orientation-guide-use-si-metric">https://www.asme.org/products/code-s-standards/si1-1982-orientation-guide-use-si-metric</a>
<b>ASME Performance Test Codes</b>	48 códigos de prueba de rendimiento (PTC), que cubren cuatro categorías principales de equipos y sistemas: producción de energía, combustión y transferencia de calor, manejo de fluidos y emisiones.	<a href="https://www.asme.org/about-asme/standards/performance-test-codes">https://www.asme.org/about-asme/standards/performance-test-codes</a>
<b>ASME Piping Standards</b>	Incluye códigos de tubería ASME, nucleares y no nucleares, su aplicación en el contexto de las normas europeas, y los desarrollos técnicos actuales en los requisitos del código.	<a href="https://www.asme.org/products/courses/piping-codes-standards-design-rules-current">https://www.asme.org/products/courses/piping-codes-standards-design-rules-current</a>
<b>ASTM Gaseous Fuels</b>	Análisis de la composición química de los combustibles gaseosos.	<a href="https://www.astm.org/standardization-news/?q=update/chemical-composition-analysis-of-gaseous-fuels-nd11.html">https://www.astm.org/standardization-news/?q=update/chemical-composition-analysis-of-gaseous-fuels-nd11.html</a>
<b>ASTM Fuel Oils</b>	Especificación estándar para aceites de combustible de turbina de gas.	<a href="https://compass.astm.org/EDIT/html_annot.cgi?D2880+15">https://compass.astm.org/EDIT/html_annot.cgi?D2880+15</a>
<b>ASTM Liquefied Petroleum (LP) Gases</b>	Esta especificación cubre gases de petróleo licuados que consisten en propano, propeno (propileno), butano y mezclas de estos materiales.	<a href="https://compass.astm.org/EDIT/html_annot.cgi?D1835+16">https://compass.astm.org/EDIT/html_annot.cgi?D1835+16</a>
<b>ASTM Coal &amp; Coke</b>	Proporciona pruebas y prácticas para evaluar las propiedades de los combustibles gaseosos, carbón y coque. También incluye estándares sobre bioenergía y químicos industriales de biomasa, y cubre caracterización, fabricación y sostenibilidad	<a href="https://www.astm.org/BOOKSTORE/BOS/0506.htm">https://www.astm.org/BOOKSTORE/BOS/0506.htm</a>
<b>National Board Inspection Code (ANSI/NB-23: NBIC)</b>	Proporciona estándares para la instalación, inspección y reparación y / o modificación de calderas, recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión.	<a href="http://www.nationalboard.org/index.aspx?pageID=4">http://www.nationalboard.org/index.aspx?pageID=4</a>

Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
<b>Criteria for Registration of Boiler, Pressure Vessel and Pressure Retaining Items (NB 264)</b>	Expone los requisitos para las organizaciones de fabricación, registrar calderas, recipientes a presión y otros artículos.	<a href="https://www.nationalboard.org/SiteDocuments/Registration/NB-264.pdf">https://www.nationalboard.org/SiteDocuments/Registration/NB-264.pdf</a>
<b>Criteria for Listing of Boilers, Pressure Vessels and Other Pressure Retaining</b>	Es una recopilación de las leyes, normas y reglamentos de jurisdicción establecidos en un formato conciso y fácil de leer. Presenta los requisitos vigentes, la información de contacto detallada y el historial regulatorio de cada jurisdicción.	<a href="https://www.nationalboard.org/PrintAllSynopsis.aspx?Jurisdiction=Select">https://www.nationalboard.org/PrintAllSynopsis.aspx?Jurisdiction=Select</a>
<b>Items Not Registered with the National board (NB 265)</b>	Proceso de registro especial: para artículos no registrados durante el proceso de fabricación original.	<a href="https://www.nationalboard.org/SiteDocuments/Registration/NB-264.pdf">https://www.nationalboard.org/SiteDocuments/Registration/NB-264.pdf</a>
<b>Standard for the installation of Oil-Burner Equipment (NFPA-31-2001)</b>	Proporciona los requerimientos mínimos para la instalación segura de equipos y dispositivos fijos de encendido con aceite y todo el equipo necesario para evitar incendios y explosiones.	<a href="https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=31">https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=31</a>
<b>National Fuel Gas Code (NFPA-54-1999)</b>	Este documento es un código de seguridad que se debe aplicar en la instalación de equipos, accesorios y tuberías de gas combustible.	<a href="http://bcpad.net/Code%20Books/NFPA%202006.pdf">http://bcpad.net/Code%20Books/NFPA%202006.pdf</a>
<b>Boiler and Combustion System Hazards Code (NFPA-85-2001)</b>	Este código establece los requerimientos mínimos para el diseño, instalación, operación, capacitación y mantenimiento de quemadores, sistemas de combustible pulverizado, generadores de vapor, etc.	<a href="http://www.daboosanat.com/images/pdf/Standard/NFPA-85---2015-Boiler-and-Combustion-Systems-Hazards-Code.pdf">http://www.daboosanat.com/images/pdf/Standard/NFPA-85---2015-Boiler-and-Combustion-Systems-Hazards-Code.pdf</a>
<b>National Electrical Code (NFPA-70-2002)</b>	Este código cubre la instalación y remoción de conductores eléctricos, equipos y líneas de electricidad.	<a href="https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=70">https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=70</a>
<b>Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter</b>	Este documento proporciona recomendaciones para la prevención y protección contra incendios para plantas generadoras de energía eléctrica y estaciones convertidores de corriente directa de alto voltaje.	<a href="https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=850">https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=850</a>

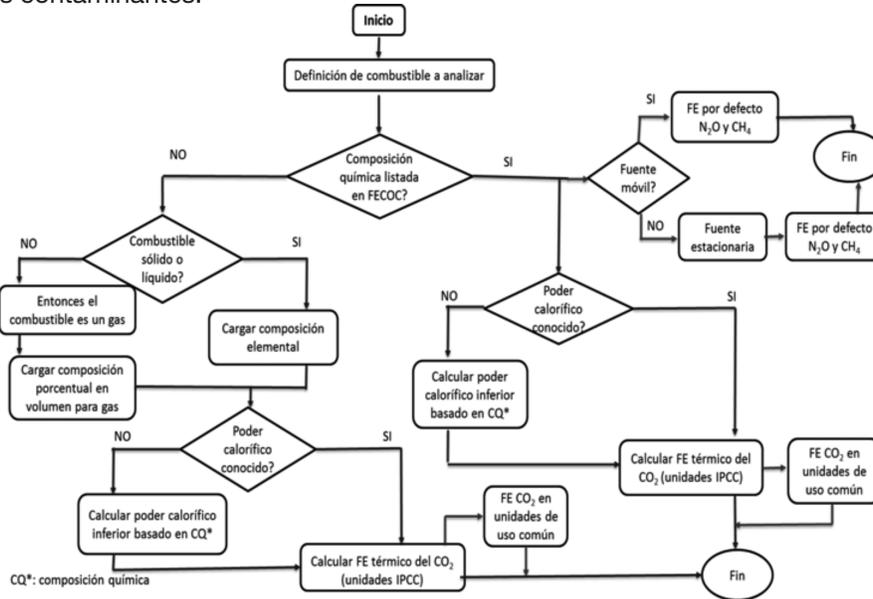
Norma/Entidad	Descripción	Sitio web
<b>Stations (2015 NFPA 850)”</b> .		
<b>Standard for safety for oil Burners (UL 296)</b>	Da pautas de los equipos que se deben usar para la instalación de equipos de combustión de aceite y las recomendaciones de seguridad para el eventual caso de una descarga de aceite en quemadores.	<a href="https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_296">https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_296</a>
<b>Oil- Fired Boiler Assemblies (UL 726)</b>	Requerimientos para la instalación y uso de equipos de combustión de aceite.	<a href="https://standards.globalspec.com/std/1637782/ul-726">https://standards.globalspec.com/std/1637782/ul-726</a>
<b>Commercial-Industrial Gas Heating Equipment (UL 795)</b>	Requerimientos de seguridad para accesorios de gas industriales con energías de entrada mayores a 400.000 BTU/h.	<a href="https://standards.globalspec.com/std/10061315/ul-795">https://standards.globalspec.com/std/10061315/ul-795</a>
<b>Standard for Safety for Heating, Water Supply and Power Boilers-Electric (UL 834)</b>	Esta norma cubre la calefacción eléctrica, el suministro de agua y las calderas eléctricas de 600 voltios o menos, destinadas a aplicaciones comerciales o industriales que utilizan agua caliente o vapor. También se pueden usar para aplicaciones de calefacción de espacios comerciales, industriales o residenciales.	<a href="https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_834_5">https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_834_5</a>
<b>Commercial/Industrial Gas and/or Oil Burning Assemblies with Emission Reduction Equipment (UL 2096)</b>	Estos requisitos cubren los dispositivos de calefacción que queman combustible que están provistos o están destinados a ser instalados con equipos de reducción de emisiones de NOx.	<a href="https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_2096">https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_2096</a>
<b>Standard for Safety for Field Erected Boiler Assemblies (UL 2106)</b>	Estos requisitos se aplican a calderas que van a ser ensambladas en el campo o que serán instaladas con un único equipo de combustión de gas, aceite combustible o aceite y gas combinados.	<a href="https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_2106">https://standardscatalog.ul.com/standards/en/standard_2106</a>

### ANEXO 3. SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES [137]

Nombre de la magnitud	Unidad	Símbolo de la unidad SI
<b>Espacio y tiempo</b>		
Ángulo plano	radian	rad
Longitud	metro	m
Área	metro cuadrado	m <sup>2</sup>
Volumen	metro cúbico	m <sup>3</sup>
Tiempo	segundo	s
<b>Fenómenos periódicos</b>		
Frecuencia	hertzio	Hz
Frecuencia rotacional	revoluciones por minuto revoluciones por segundo	r/min r/s (s <sup>-1</sup> )
<b>Mecánica</b>		
Masa	kilogramo	kg
Densidad de masa, Masa volumétrica	kilogramo por metro cúbico	kg/m <sup>3</sup>
Fuerza	Newton	N
Energía	julio	J
Potencia	vatio	W
Presión	pascal	Pa
Viscosidad dinámica	pascal segundo	Pa·s
Viscosidad cinemática	metro cuadrado por segundo	m <sup>2</sup> /s
Esfuerzo normal	pascal	Pa
Esfuerzo cortante	pascal	Pa
Temperatura termodinámica	kelvin	K
Temperatura Celsius	grado celsius	°C
Conductividad térmica	vatio por metro kelvin	W/(m·K)
Coefficiente de transferencia de calor superficial	vatio por metro cuadrado kelvin	W/(m <sup>2</sup> ·K)
Aislamiento térmico	metro cuadrado kelvin por vatio	m <sup>2</sup> ·K/W
Capacidad de calor másico, Capacidad de calor específico	julio por kilogramo kelvin	J/(kg·K)
Corriente eléctrica	amperio	A
Carga eléctrica	culombio	C
Tensión	voltio	V
Capacitancia	faradio	F
Resistencia	ohmio	Ω
Inductancia	henrio	H
Densidad de flujo magnético	tesla	T
Potencia activa	vatio	W
Potencia reactiva	voltamperio	V·A
Potencia aparente	voltamperio	V·A
Intensidad luminosa	candela	Cd
Flujo luminoso	lumen	Lm
Illuminancia	lux	Lx

### ANEXO 4. CÁLCULO DE EMISIONES

En los siguientes ejemplos se estiman las emisiones de los contaminantes generados por la combustión de carbón en una caldera (dióxido de azufre SO<sub>2</sub>, dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, monóxido de carbono CO, óxidos de nitrógeno NO<sub>x</sub>, metano CH<sub>4</sub>). Los ejemplos de cálculo de las emisiones se hacen usando factores de emisión de la calculadora FECOC 2016, y a partir de los datos de concentración de cada contaminante cuando estos son medidos directamente. La siguiente figura muestra de manera esquemática qué datos son necesarios y cómo se realizan los cálculos de FE y de emisiones contaminantes.



**Figura 33. Algoritmo de cálculo para la determinación de las de FE y emisiones GEI, usando FE según el combustible usado [1,2]**

Una vez en la calculadora [3], esta le permite obtener directamente la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, según la cantidad de combustible usado, o en su defecto puede hacerlo se indica:

$$Emisión\ de\ CO_2 = FE * Consumo\ combustible$$

Así, si se usan 2000 Ton/año de carbón Guajira, de FECOC 2016, el FE =

$$2894.059 \frac{Kg\ CO_2}{Ton\ combustible}$$

$$Emisión\ de\ CO_2 = 2894,059 \frac{kg}{Ton} * 2000 \frac{Ton}{año}$$

$$Emisión\ de\ CO_2 = 5788000,1175 \frac{kg\ CO_2}{año}$$

Se debe aclarar que estos son solo datos aproximados, ya que los valores reales dependen del proceso en particular y son necesarias mediciones reales de composición química de las emisiones.

Si se dispone de datos medidos de composición química y del caudal de los contaminantes generados por la caldera, las emisiones se determinan como sigue:

$$Emisiones \left[ \frac{kg}{año} \right] = Concentración \left[ \frac{mg}{Nm^3} \right] * Caudal \left[ \frac{Nm^3}{h} \right] * Tiempo\ operación\ caldera \left[ \frac{h}{año} \right] 10^{-6} \left[ \frac{kg}{mg} \right]$$

Para CO<sub>2</sub> medido de 350 mg/Nm<sup>3</sup>, un caudal de contaminante de 0,5 Nm<sup>3</sup>/h y una caldera que opera 3000 h/año

$$\text{Emisiones } CO_2 \left[ \frac{kg}{\text{año}} \right] = 350 \left[ \frac{mg}{Nm^3} \right] * 0.5 \left[ \frac{Nm^3}{h} \right] * 3000 \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] * 10^{-6} \left[ \frac{kg}{mg} \right] = 0.525 \frac{kg}{\text{año}} CO_2$$

Si la concentración está en  $\frac{\mu g}{Nm^3}$ , se obtiene concentración  $\frac{mg}{Nm^3} = \text{concentración} \frac{\mu g}{Nm^3} * 10^{-3} \frac{mg}{\mu g}$

Si la concentración está dada en ppm (partes por millón)

$$\begin{aligned} \text{Emisiones} \left[ \frac{kg}{\text{año}} \right] &= \text{Concentración [ppm]} * \frac{\text{Peso molecular del contaminante} \left[ \frac{g}{mol} \right]}{22,4 \left[ \frac{l}{mol} \right]} \\ &* \text{Caudal} \left[ \frac{Nm^3}{h} \right] * \text{Tiempo operación caldera} \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] * 10^{-6} \left[ \frac{kg}{mg} \right] \end{aligned}$$

Para CO medido de 120 ppm, un caudal de contaminante de 0,5 Nm<sup>3</sup>/h y una caldera que opera 3000 h/año

$$\begin{aligned} \text{Emisiones } CO \left[ \frac{kg}{\text{año}} \right] &= 120 [ppm] * \frac{28 \left[ \frac{g}{mol} \right]}{22,4 \left[ \frac{l}{mol} \right]} * 0,5 \left[ \frac{Nm^3}{h} \right] * 3000 \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] * 10^{-6} \left[ \frac{kg}{mg} \right] \\ &= 0,225 \frac{kg}{\text{año}} \end{aligned}$$

O usar directamente los siguientes factores de conversión:

De (ppm)	A mg/Nm <sup>3</sup> , Multiplicar por
CO	1,25
NOx	2,05
SOx	2,86
N <sub>2</sub> O	1,96
CH <sub>4</sub>	0,71
CO <sub>2</sub>	1,57

- [1] Incombustion and UPME. Acerca de la calculadora FECOC 2016. [Online]. Available: [http://www.upme.gov.co/calculadora\\_emisiones/aplicacion/acercade.html](http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/acercade.html). [Accessed: 23-Oct-2017].
- [2] Incombustion. CONSULTORÍA TÉCNICA PARA EL FORTALECIMIENTO Y MEJORA DE LA BASE DE DATOS DE FACTORES DE EMISIÓN DE LOS COMBUSTIBLES COLOMBIANOS- FECOC, 2016.
- [3] Incombustion and UPME. Calculadora Emisiones. [Online]. Available: [http://www.upme.gov.co/calculadora\\_emisiones/aplicacion/calculadora.html](http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html). [Accessed: 23-Oct-2017].