



Guía de Eficiencia Energética en Sistemas de vapor

Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía

Comisión Directiva

Presidente	Ing. Andrea HEINS	Socio Personal
Vicepresidente	Ing. Carlos ALFONSI	YPF S.A.
Secretario	Lic. Graciela MISA	Edet S.A.
Tesorero	Ing. Darío ROSSI	Chevron Argentina S.R.L.
Vocales Titulares	Dr. Carlos ORMACHEA	Tecpetrol S.A.
	Ing. Javier PASTORINO	Siemens S.A.
	Lic. Jorge FERIOLI	San Jorge Petroleum
	Ing. Daniel CIAFFONE	Pan American Energy S.A.
	Ing. Nicola MELCHIOTTI	ENEL
	Lic. Segundo MARENCO	Pluspetrol
Vocales Suplentes	Cdor. Ricardo TORRES	Pampa Energía
	Cdor. Sergio CRAVERO	PwC
	Dr. Walter LANOSA	Genneia
	Lic. Guillermo KOUTOUDJIAN	Secretaría de Energía de la Nación
	Ing. Ernesto BADARACO	Socio Personal

Comisión revisora de cuentas

Titulares	Cdor. Gustavo RODRIGUEZ	Socio Personal
Suplentes	Cdora. Marta ZAGHINI	Socio Personal

Programa de Formación de Líderes Energéticos

Consejo Académico PFLE

Director:	Lic. Jorge Ferioli
Secretario Académico:	Dr. Horacio Fernández
Consejo Consultivo:	Ing. Andrea Heins, Dra. Ing. Cecilia Smoglie, Lic. Gustavo Yrazu
Coordinadora:	Mariana Irmer

Guía de Eficiencia Energética en Sistemas de Vapor

El presente documento fue realizado por el Grupo de Trabajo de Eficiencia Energética de la Comunidad Ejecutiva de Líderes Energéticos del PFLE. Las opiniones expresadas en el documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las del CACME y sus miembros.

Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía
Copyright © 2020 Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía

Coordinación y revisión técnica

Ing. Andrea Afranchi

Participantes

Ing. Carolina Arze
Ing. Fernando Milone
Ing. Sebastián Murúa
Ing. Ignacio Olcese
Ing. Sebastián Russillo
Ing. Germán Braulio Snaider
Lic. Florencia Zabaloy

Se agradece el aporte realizado por la Lic. Florencia Zabaloy y la Ing. María Florencia Afranchi en la revisión y edición del documento.

Índice

Prólogo	1
1. Introducción	
1.1. Transporte de energía	2
1.2. El uso de agua en los sistemas térmicos	2
1.3. Sistemas de vapor, componentes y principales oportunidades de mejora	4
2. Generación de vapor de agua	
2.1. Generalidades	5
2.2. Generadores de vapor	6
2.3. Combustión	10
2.4. Eficiencia en la generación	13
2.5. Agua de alimentación de calderas	16
2.6. Medidas de eficiencia en la generación	17
3. Distribución del vapor de agua	
3.1. Generalidades	24
3.2. Parámetros del vapor	25
3.3. Configuración de las redes de vapor	26
3.4. Principales problemas operativos	28
3.5. Humedad y aire en las líneas de distribución	29
3.6. Recuperación de condensado	30
3.7. Medidas de eficiencia en la distribución del vapor de agua	33
4. Eficiencia en el uso del vapor de agua	
4.1. Consideraciones generales en el uso de vapor	42
4.2. Ejemplos de medidas de eficiencia en el uso de vapor	42
5. Anexos	
5.1. Anexo I - Diagrama de Mollier	44
5.2. Anexo II - Mediciones en calderas	45
5.3. Anexo III - Métodos para determinar eficiencia en calderas	46
5.4. Anexo IV - Planillas de relevamiento y cálculos	53
5.5. Anexo V - Tablas de espesor óptimo de aislante	54
6. Referencias y bibliografía	56



Prólogo

Hacer un uso responsable de la energía controlando y gestionando los sistemas térmicos, como es el caso de los sistemas de vapor, ayuda a ahorrar dinero y a la vez reduce las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Esto se puede implementar sin disminuir la producción, aumentando la competitividad de las empresas y contribuyendo de manera proactiva en las transiciones energéticas.

Esta guía de buenas prácticas está dirigida al personal técnico de las áreas operativas o de mantenimiento que trabajan en sistemas de vapor industriales.

Las recomendaciones, aquí vertidas, describen e ilustran acciones concretas para el ahorro de energía enfocadas a los tres sectores que componen un sistema de vapor: generación, distribución y usos del vapor. También se incluyen estimaciones de ahorro, a modo de referencia del potencial de las medidas sugeridas, y observaciones de campo que permitan identificar oportunidades de mejora y/o la necesidad de revisiones técnicas más específicas.

Esta herramienta fue elaborada de manera tal de que sea aplicable y accesible a un rango muy amplio de empresas, alcanzando desde pequeñas hasta grandes empresas.

1 Introducción

El vapor de agua es uno de los fluidos intermediarios para la transmisión de energía térmica con mayor efectividad en la industria. Esto se debe a que es fácil de generar, manejarlo y de bajo costo comparado con otros sistemas.

En esta sección se incluye un breve repaso de los conceptos básicos sobre el agua y su relación con los sistemas térmicos.

1.1. Transporte de energía

El vapor empleado como fluido energético se caracteriza por ser capaz de transportar energía calorífica entre dos puntos en forma de entalpía¹.

En una instalación de vapor se producen cambios energéticos caracterizados por ganancia o entrega de energía, la cual se puede medir en términos de variación de entalpía, que va desde agua líquida hasta vapor sobrecalentado, pasando por todos los estados intermedios incluyendo la vaporización (cambios de fase).

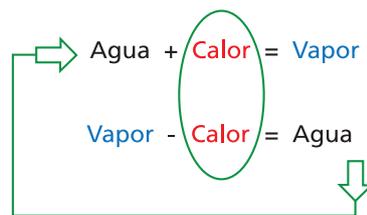


Ilustración 1. Transferencia de energía. Fuente: conceptos básicos de termodinámica

1.2. El uso de agua en los sistemas térmicos

El vapor es un **estado** en el que puede encontrarse un fluido, por lo tanto, muchas sustancias pueden encontrarse en estado de vapor (agua, amoníaco, refrigerantes).

El agua es una **sustancia** que puede encontrarse en estado sólido, líquido y vapor, en estos dos últimos presenta grandes ventajas y utilidades para la industria.

Inicialmente el vapor de agua se utilizaba como fuerza motriz, luego se descubrió que también era muy eficaz como medio de transferencia de energía calorífica convirtiéndose en el fluido térmico más utilizado.

La generalización de su empleo está basada en las siguientes características:

- Bajo costo y alta disponibilidad
- No inflamable ni tóxico
- Amplio rango de temperaturas de empleo

¹ Propiedad termodinámica que muestra la cantidad de energía de un sistema. Su variación representa la ganancia o pérdida por un sistema termodinámico, es decir, la proporción de energía que un sistema intercambia con su entorno.



- Fácilmente transportable por cañería
- Permite la transferencia de calor a temperatura constante
- Elevado calor específico
- Temperatura de condensación fácilmente regulable

El vapor es una fuente de calor de alta eficiencia, en determinadas condiciones mantiene una temperatura constante y sus coeficientes de transferencia de calor son elevados. Contiene alta cantidad de energía transferible (en forma de calor latente²) por unidad de masa y, por lo tanto, constituye una forma de transferir calor eficiente en relación con su costo.

En general los sistemas de vapor se componen de cuatro áreas principales

1. Generación y/o cogeneración
2. Distribución
3. Usos finales
4. Recuperación de condensado

Cabe mencionar que en muchos casos los componentes tres y cuatro, usos finales y recuperación de condensado, suelen trabajarse de manera conjunta a la hora de realizar análisis o auditorías energéticas en este tipo de sistemas.

Algunas industrias demandan vapor a diferentes niveles de energía, en estos casos la distribución se realiza a través de redes que trabajan en un rango de presiones de entre 1 bar y 70 bar y cubren una franja de temperaturas de entre 103°C y 287°C como vapor saturado seco e incluso alcanzan temperaturas más elevadas si el vapor se sobrecalienta.

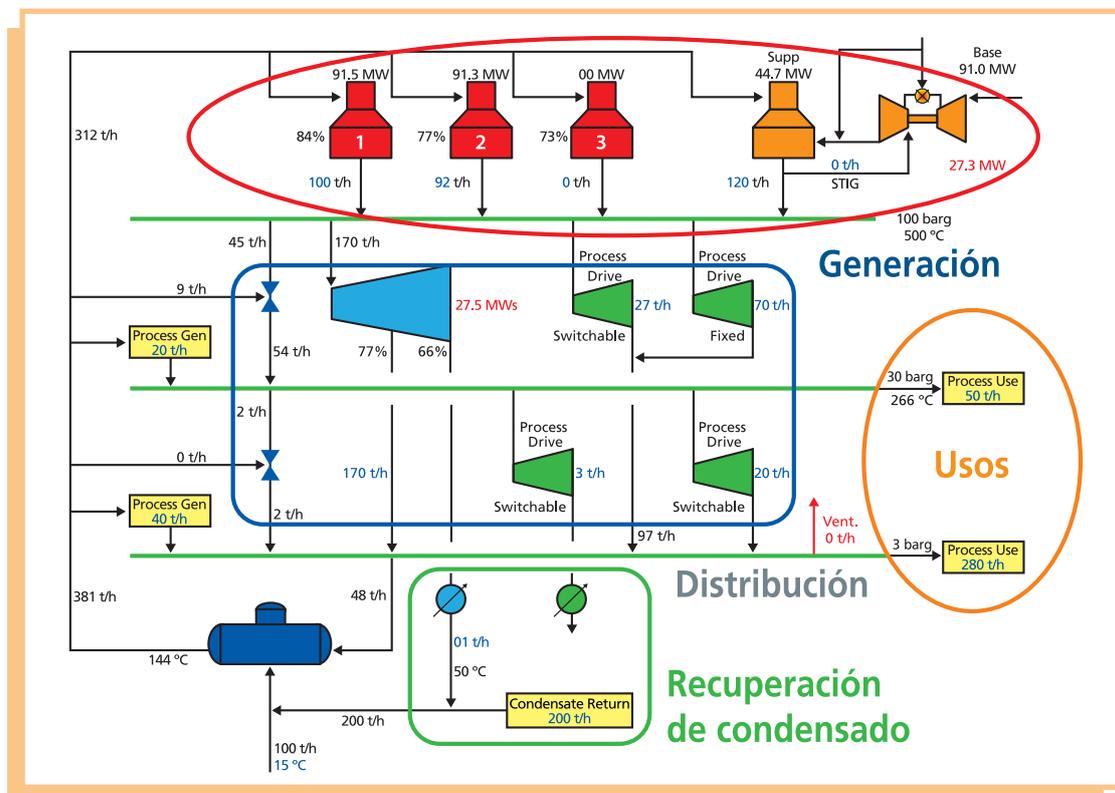


Ilustración 2. Esquema de una red de vapor. Fuente: elaboración propia

² Es la cantidad de energía requerida por una sustancia para cambiar de fase.

1.3. Sistemas de vapor, componentes y principales oportunidades de mejora

Cuando se realiza una auditoría energética en un sistema similar al que se ilustra en el apartado anterior pueden identificarse diferentes tipos de oportunidades de mejora por componente que conforma el sistema.

Las secciones siguientes tratan con mayor detalle cada uno de los componentes de un sistema de vapor y sus principales oportunidades de mejora en relación con el tipo de acción a implementar. Por tal motivo se encontrarán acciones operativas, de mantenimiento y proyectos (simples modificaciones o proyectos) tanto para la sección de generación como para la de distribución y los usos finales. Todo esto se sintetiza en la siguiente tabla resumen.

Ineficiencias	Generación	Distribución	Usos
Proyectos	<ul style="list-style-type: none"> Recuperación de calor en calderas Blowdown Precalentamiento de BFW Calidad de BFW 	<ul style="list-style-type: none"> Utilización de vapor de mayor nivel Sin recuperación de condensado Selección e instalación de trampas de vapor 	<ul style="list-style-type: none"> Eficiencia de intercambiadores Selección del tipo de reboiler Regulación del vapor de calefacción
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> Calderas Aislaciones Entradas parásitas de aire Pérdidas 	<ul style="list-style-type: none"> Aislación de colectores y turbinas Funcionamiento de trampas de vapor Pérdidas 	<ul style="list-style-type: none"> Ensuciamiento de intercambiadores Pérdidas en sistemas de calefacción
Operacionales	<ul style="list-style-type: none"> Exceso de O₂ Blowdown Venteos 	<ul style="list-style-type: none"> Turbinas auxiliares rotando Laminaciones Venteos 	<ul style="list-style-type: none"> Optimización de vapor de stripping Regulación del vapor de calefacción Exceso de vapor a antorchas

Tabla 1. Ineficiencias por componentes y tipos de acciones de mejora.
Fuente: curso de eficiencia en sistema de vapor; Energy Performance (2013).



2 Generación de vapor de agua

2.1. Generalidades

El vapor se produce, a partir de agua, en un generador, caldera o recuperador de calor donde aumenta su entalpía tomando el calor liberado por una combustión o fuente térmica. Luego, en el punto de utilización, libera esta energía cediéndola al medio a calentar, o caso contrario la transforma en energía mecánica como por ejemplo en una turbina.

Estados del agua y condiciones de uso

A la hora de analizar o emplear una instalación de vapor, es importante comprender los diferentes estados en los que puede presentarse el agua confinada en una red de generación y distribución de vapor, así como las características que definen a cada uno de estos estados.

Inicialmente se pueden definir dos estados básicos:

- Líquido
- Vapor

En el estado líquido, el agua se puede encontrar por debajo del punto de ebullición -líquido subenfriado- o en el punto de ebullición, conocido como líquido saturado. A su vez el estado vapor puede encontrarse a la temperatura de ebullición -vapor saturado- o puede encontrarse por encima del punto de ebullición -vapor sobrecalentado. El vapor saturado se presenta en un margen muy estrecho y puede encontrarse como vapor seco o húmedo, los distintos grados de humedad se definen por un parámetro denominado título del vapor y que representa el porcentaje de fase vapor frente a la mezcla vapor-agua (ver Ilustración 3, diagrama P-v).

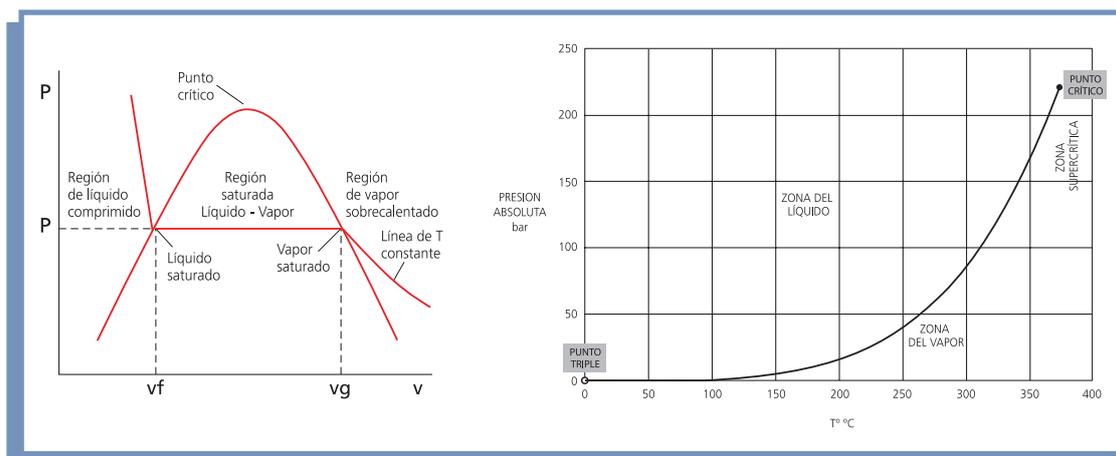


Ilustración 3. Diagramas P-T y P-v para el agua. Fuente: Moran & Shapiro; "Termodinámica".

Todos, o la gran mayoría de los estados antes mencionados (sistema líquido-vapor de agua) aparecen en los distintos elementos que componen una red de vapor (generación, distribución y uso del vapor). La situación puntual en cada uno de estos depende

de las condiciones de presión y temperatura a las que esté sometido. Los diagramas anteriores ilustran las distintas zonas en función de las dos variables P (presión) y T (temperatura) o P y v (volumen específico) (diagramas de fases para el agua) a los cuales se les han eliminado la zona por debajo de 0°C (que se corresponde con la zona del estado sólido) debido a su escaso interés en este contexto.

En el diagrama P-v se observa una región saturada que va desde líquido saturado pasando por vapor húmedo con diferentes títulos (x) de 0 a 100%, hasta vapor saturado seco. La curva del diagrama P-T marca el mismo cambio de fase entre líquido y vapor, denominada línea de equilibrio de fases, la cual presenta dos puntos característicos.

Punto Triple. En él coexisten las tres fases, sólido, líquido y vapor. Se localiza a 0,01°C y 0,006112 bar de presión absoluta; parámetros muy alejados de la zona de trabajo de una red de vapor.

Punto Crítico. Por encima de la temperatura de este punto, no es posible obtener el cambio de fase mediante la variación de presión a temperatura constante. Se localiza aproximadamente a 374°C y 221 bar de presión absoluta.

Por encima y por debajo de la curva se presentan dos zonas:

- Zona del líquido. En esta zona el agua presentará el estado líquido subenfriado.
- Zona del vapor. En esta zona encontramos el estado de vapor sobrecalentado.

El paso de unas zonas a otras puede efectuarse mediante la variación de cualquiera de las dos variables manteniendo la otra constante o mediante variación de ambas al mismo tiempo siempre que la situación esté por debajo del punto crítico.

Cada punto de estos diagramas se caracteriza por un contenido energético en términos de entalpía específica (h) y esta última es una función que depende de las dos variables anteriormente citadas P y T, lo cual permite definir la situación específica de ese punto: h (P, T). Por convención, en el punto triple del agua la entalpía es nula, o sea $h=0$, y por esto todos los valores de h se encuentran referenciados a este punto.

En el Anexo I se incluye otro diagrama de mucha utilidad para el análisis de sistemas de vapor, Diagrama de Mollier.

2.2. Generadores de vapor

La caldera es el elemento principal de un circuito de vapor puesto que en ella se genera dicho vapor. En una caldera se transmite energía térmica, proveniente de la reacción de combustión, a un fluido.

Existen distintas clasificaciones de las calderas o generadores de vapor de acuerdo con diferentes características, algunas de las cuales se mencionan a continuación.

1. Presión de trabajo

- Calderas de Baja Presión (hasta 4 o 5 kg/cm²)
- Calderas de Media Presión (hasta 20 kg/cm²)
- Calderas de Alta Presión (desde 20 kg/cm² hasta presiones cercanas a la crítica)
- Calderas Supercríticas



2. Producción de vapor

- Calderas Chicas (hasta 1 o 2 t/h)
- Calderas Medianas (hasta 20 t/h)
- Calderas Grandes (desde 20 t/h hasta 500 – 600 t/h - acuotubulares)

3. Tipo de combustible utilizado

- Calderas de Combustibles Líquidos (viscosidades desde 30-40 cSt hasta 700 cSt - industria entre 380-450 cSt)
- Calderas de Combustibles Gaseosos (puede haber calderas duales)
- Calderas de Combustibles Sólidos (leñas, residuos, carbón, etc.)

4. Forma de circulación del agua en su interior

- Calderas Natural (el agua circula por diferencia de densidades - circuito cerrado)
- Calderas Asistida (circulación natural del agua con ayuda de bombas - circuito cerrado)
- Calderas Forzada (el agua es impulsada con bombas - circuito abierto)

5. Tipo de intercambio de calor predominante

- Calderas Radiantes (convencionales - grandes calderas acuotubulares, donde el hogar es la mayor zona de intercambio calórico)
- Calderas Convectivas (HRSG - Recuperación de calor)
- Calderas de Calentamiento Indirecto (calientan un fluido intermediario, ejemplo: aceites).

6. Disposición agua-gases de combustión

- Humotubulares (los humos -gases de combustión- circulan por los tubos)
- Acuotubulares (el agua circula por los tubos)

Además, existe otro tipo de generador de vapor muy utilizado en la industria conocido como caldera de recuperación de calor o "HRSG" (Heat Recovery Steam Generator); esta puede o no contar con quemadores de postcombustión.

Calderas humotubulares

En este tipo de calderas el calor es transferido desde los gases de combustión, que fluyen por tubos, hacia el agua que circula por el exterior de dichos tubos.

El combustible se quema en la cámara de combustión de la caldera y los gases son orientados para que ingresen a los tubos ubicados en el interior del tambor de agua. El vapor egresa por la parte posterior del cilindro.

Una de las limitaciones de estos equipos se da en la presión de generación, cuanto mayor sea la presión de generación demandada, mayor deberá ser el espesor de las paredes del cilindro. En consecuencia, para elevadas presiones estas calderas son inviables o antieconómicas. Por otra parte, cuando se trata de tambores de gran capacidad de agua se requiere mucho tiempo para alcanzar la presión de operación.

La principal ventaja de este tipo de caldera es que puede almacenar grandes volúmenes de agua que le permiten amortiguar abruptas variaciones en el consumo.

Son calderas de capacidad chica a mediana, con presiones de vapor hasta 15 bar y caudales que rondan los 15-30 t/h.

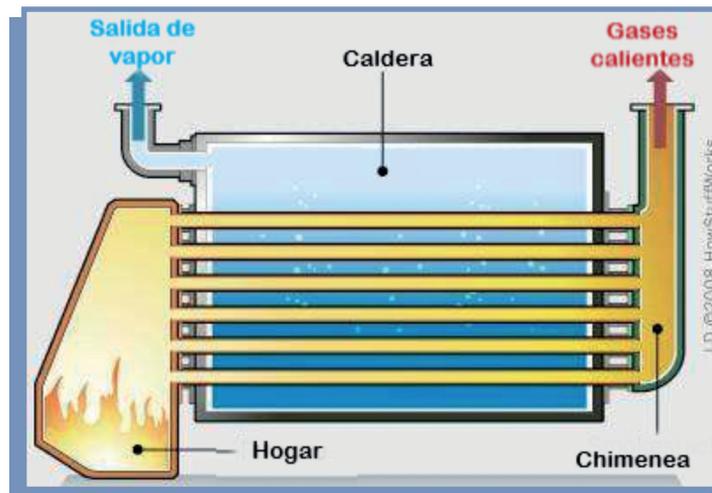


Ilustración 4. Caldera HUMOTUBULAR. Fuente: How Stuff Works (2008)

Calderas acuotubulares

En una caldera acuotubular el agua circula por el interior de los tubos que están rodeados por la fuente de calor (gases de combustión en el hogar), los tambores o calderines solo contienen agua/vapor.

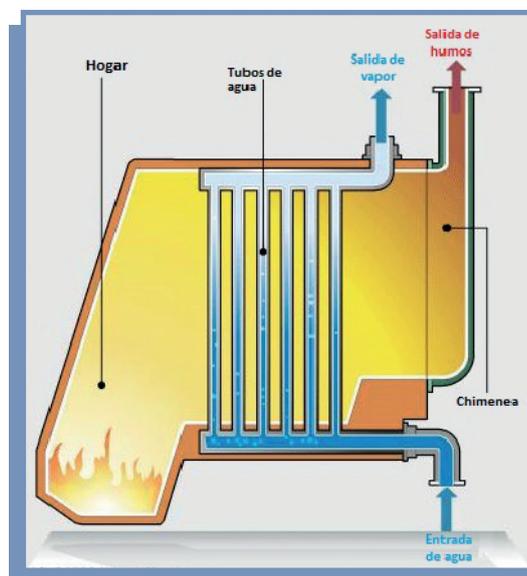


Ilustración 5. Caldera ACUOTUBULAR. Fuente: How Stuff Works (2008)

El funcionamiento del equipo está basado en el principio de circulación de agua, el agua de alimentación fría ingresa en el calderín de vapor y baja por acción de la gravedad al domo inferior. A medida que el agua se calienta disminuye su densidad y comienza a subir por el tubo de salida, en dicho tubo comienzan a formarse burbujas de vapor. En el domo superior ingresa agua caliente y vapor que se separan por diferencia de densidades.



Su principal limitación está dada por la inversión o costo inicial, ya que es más costosa que la caldera humotubular.

Sin embargo, una de las ventajas de este tipo de calderas es que puede soportar mayores presiones que las humotubulares, dado que el agua/vapor está contenido en los tubos y domos (disminuye el diámetro y por ende disminuye la tensión circunferencial).

Otra ventaja es que estas calderas cubren un amplio rango de capacidad de generación, hay calderas acuotubulares con caudales desde 2 t/h y llegan a alcanzar unas 3500 t/h.

Calderas con recuperación de calor (HRSG)

En una cogeneración con turbogenerador a gas, la energía eléctrica se produce en un generador accionado por una turbina de gas. De este proceso también se obtienen gases que escapan de la turbina a temperaturas elevadas de aproximadamente a 450 o 600°C. La caldera o recuperador de calor HRSG es el equipo que aprovecha el calor contenido en los gases de escape de la turbina de gas para transformarlos en vapor y de esta manera no degrada (desperdicia) energía.

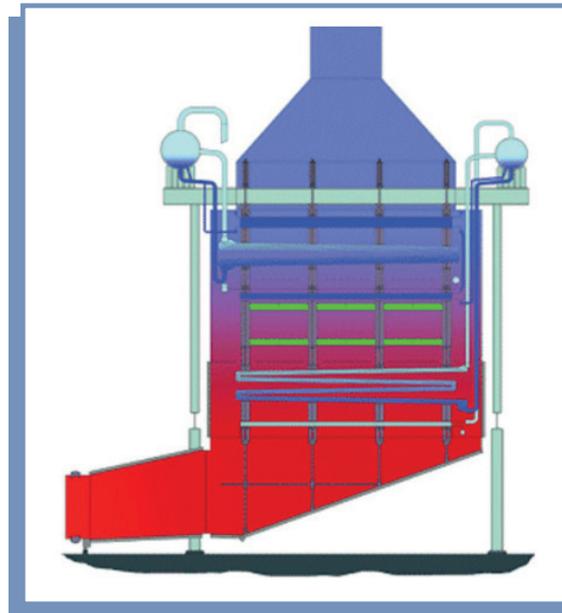


Ilustración 6. Caldera HRSG (vertical). Fuente: Curso - Centrales Térmicas de Ciclo Combinado (renovetc)

Estas calderas constan de tres zonas de transferencia de calor, las cuales se describen a continuación y se pueden disponer de manera vertical u horizontal:

- **Sobrecalentador:** serpentines de tubos ubicados en la zona de mayor temperatura, generalmente cercanos a la entrada de los gases de escape de la turbina de gas. Tienen la finalidad de generar vapor sobrecalentado que puede enviarse directamente a una turbina de vapor o en caso de redes muy extensas el vapor se sobrecalienta para ser transportado sin humedad.
- **Evaporador:** intercambiador de calor que aprovecha los gases de temperatura intermedia, evapora el agua dentro de calderines, la circulación de agua puede ser por convección o forzada.

- **Economizador:** intercambiador que utiliza el calor residual de los gases de combustión para precalentar agua de alimentación, esta acción evita que se produzcan variaciones bruscas de temperatura al ingresar agua de reposición y aumenta el rendimiento de la instalación.

Calderas HRSG con postcombustión

Los recuperadores HRSG anteriormente citados se modifican incorporando quemadores en la entrada de los gases calientes, que aprovechan el exceso de oxígeno en los gases calientes que salen de turbina de gas. Como resultado de la postcombustión aumenta la temperatura de los gases y en ciertas ocasiones deben utilizarse atemperadores, pulverizadores de agua, que regulan la temperatura de vapor generado. Esta última medida se toma para evitar el daño de los materiales que componen la instalación.

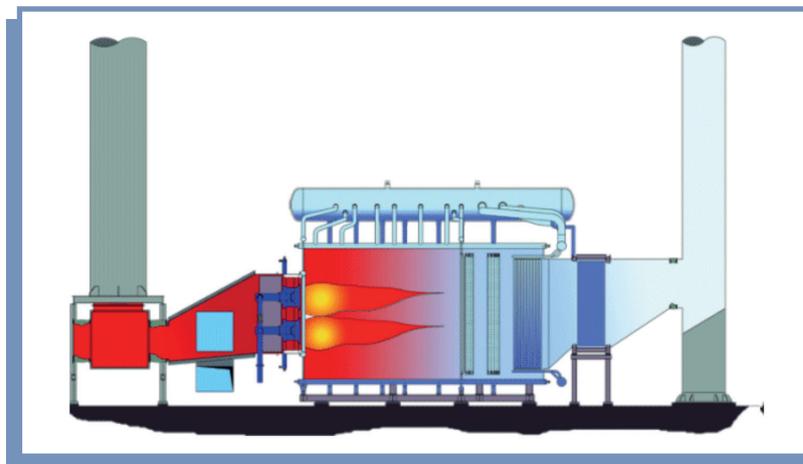


Ilustración 7. Esquema - Caldera HRSG (horizontal).
Fuente: Curso - Centrales Térmicas de Ciclo Combinado (renovetc)

2.3. Combustión

Principios básicos

La combustión es una reacción química de oxidación en la que se combinan un elemento combustible con un comburente desprendiendo energía en forma de luz y calor (llama) y productos químicos resultantes de la reacción.

Las reacciones básicas de combustión corresponden a la oxidación del carbono y el hidrógeno mediante oxígeno.

Composición general del combustible: $C_a H_b$

Reacción general de combustión: $C_a H_b + n O_2 \rightarrow a CO_2 + (b/2) H_2O + calor$

Triángulo de la combustión

Para que una combustión tenga lugar deben encontrarse simultáneamente tres elementos; el conjunto de estos es lo que se denomina triángulo de la combustión o triángulo del fuego.



- Combustible
- Comburente (oxígeno o aire)
- Fuente de ignición

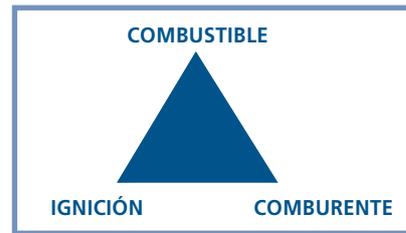


Ilustración 8. Triángulo de la combustión
Fuente: elaboración propia

Es necesario que combustible y comburente estén presentes en las proporciones adecuadas. Además, se precisa una fuente de ignición que es la fuente de energía para que la reacción inicie y se mantenga.

Los combustibles más utilizados en las calderas son el fueloil y el gas natural, aunque también se utiliza biomasa y en algunos casos carbón.

Para que inicie la combustión el combustible debe encontrarse en estado gaseoso, es por ello que los combustibles sólidos y líquidos deben calentarse previamente con el fin de desprender vapores que puedan inflamarse. De lo anterior, vale definir para cada material:

- Temperatura de gasificación: temperatura a la cual el material se gasifica
- Temperatura de ignición: temperatura a la cual el combustible ya gasificado se inflama espontáneamente

Tipos de combustión

- **Combustión completa**

Reacción en la que el combustible se oxida completamente en presencia del comburente. En consecuencia, no se generan humos con restos de sustancia combustible. En los productos de este tipo de combustión serían H_2O , N_2 , CO_2 y SO_2 , compuestos que no son contaminantes.

- **Combustión incompleta**

Reacción en la que el combustible no se oxida completamente y como producto de la combustión se forman sustancias que aún pueden continuar oxidándose, algunas de estas sustancias son: CO , H_2 , C , H_2S , SO_x , NO_x y C_nH_m . Estas últimas son contaminantes y pueden escapar a la atmósfera mediante los gases de combustión.

- **Combustión teórica o estequiométrica**

Combustión llevada a cabo con la cantidad de oxígeno justa (exacta) para la oxidación total del combustible. Como resultado no aparece oxígeno en los gases producto de la combustión y tanto el carbono como el hidrógeno se oxidan totalmente.

- **Combustión con exceso de aire**

Combustión llevada a cabo con una cantidad de oxígeno mayor a la teórica necesaria. Si bien utilizar aire en exceso aumenta la probabilidad de alcanzar una combustión completa del combustible, genera pérdidas de calor en los productos de la combustión, reduciendo la temperatura de combustión, la longitud de llama y eficiencia.

Cabe mencionar que, si el aire y el combustible no se mezclan lo suficiente a pesar de que haya exceso de aire entre los productos de la combustión aparecerán productos que no llegaron a oxidarse (quemarse) de manera completa. Esto afecta aún más la eficiencia, porque además de calentar aire que no se utiliza el combustible no alcanza a entregar toda la energía contenida porque no se oxida completamente.

La siguiente imagen muestra la relación entre la eficiencia en la combustión y la cantidad de aire, bajo el supuesto de un buen mezclado entre el aire y el combustible.

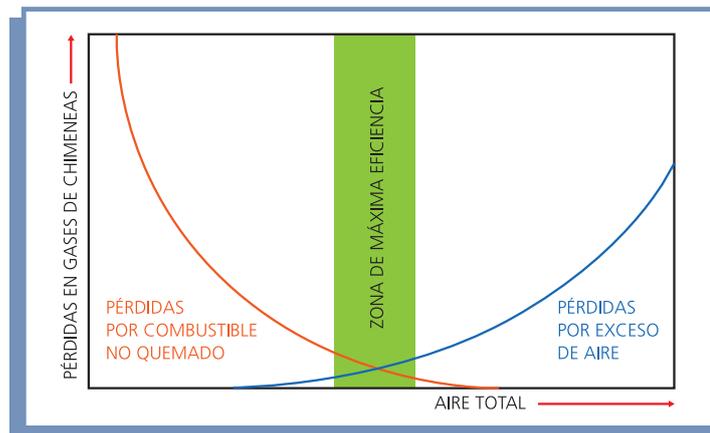


Ilustración 9. Relación entre cantidad de aire y eficiencia.
Fuente: CONUEE. Bases para el ahorro de calderas y sistemas de vapor

Combustibles

La elección del combustible dependerá principalmente de la disponibilidad del mismo en la zona de uso, su costo y de la caldera. Algunos generadores pueden trabajar con un solo tipo de combustibles y otros admiten trabajar de manera dual, esto permite que se seleccione un tipo de combustible primario y otro alternativo. De esta manera, aumenta la fiabilidad de la generación de vapor en caso de interrupción del suministro de combustible.

Existen diversos combustibles que pueden emplearse para la generación de vapor en un sistema, cada sustancia tiene un determinado "poder calorífico" que se define como su contenido de energía en base másica o volumétrica. La mayoría de los combustibles sólidos y líquidos definen su poder calorífico según la masa (GJ/ton, kJ/kg o kcal/kg). La mayoría de los combustibles gaseosos definen su poder calorífico según el volumen (kJ/m³ o kcal/m³).

Algunos de los combustibles más utilizados en la industria son:

Fueloil

Combustible líquido que proviene del residuo de la destilación del petróleo crudo. Existen varios grados disponibles, cada uno adecuado para diversos tipos de calderas:

- Clase D: gasoil
- Clase E: fueloil ligero
- Clase F: fueloil medio
- Clase G: fueloil pesado



Pueden generarse aproximadamente 14 kilos de vapor por litro de fueloil, estimación que surge de un balance energético entre la energía suministrada por el combustible y el vapor generado con eficiencia estándar.

Gas

Es un combustible para caldera fácil de quemar con poco exceso de aire. Los gases combustibles pueden ser:

- Gas Natural

Gas que se ha producido de forma natural bajo tierra, contiene metano y para utilizarlo sólo se eliminan impurezas.

- Gas licuado de petróleo (GLP)

Gas que se produce durante la refinación del petróleo, son almacenados bajo presión en estado líquido hasta ser utilizados. Están compuestos principalmente por propano y butano.

Una termia, 1.000.000 cal, de gas puede producir 42 kilos de vapor, cálculo en base a un balance energético con una eficiencia o rendimiento de caldera del 80%.

Biomasa

La biomasa es un combustible vegetal que procede generalmente de residuos forestales, agrícolas, industriales o un mix entre estos. El tipo de biomasa y el contenido de humedad de la misma impactan directamente en el poder calorífico del combustible, requiriendo un análisis más específico para determinar la capacidad de generación de vapor.

Carbón

Combustible sólido con alto contenido de carbono, los más utilizados en generadores de vapor son el carbón bituminoso y la antracita. Para producir aproximadamente 8 kilos de vapor se debe quemar 1 kilo de carbón, al igual que los casos anteriores esta estimación surge de un balance energético con eficiencia estándar.

2.4. Eficiencia en la generación

Mediciones relacionadas con eficiencia

Las pruebas y mediciones tienen por objetivo, conocer el desempeño energético de los procesos, instalaciones y/o equipos, en este caso particular el equipo sería la caldera. Es por esto que se deberán reproducir las condiciones y régimen de operación que normalmente se tiene durante la mayor parte del tiempo en servicio de la unidad a analizar. De esta forma se puede determinar la capacidad real de generación y la identificación de mejoras operativas, o de factores limitantes.

La calidad del diagnóstico energético dependerá de la precisión, exactitud, forma y condiciones en las que se realizan las mediciones. Será importante cuidar la variación de las lecturas de un mismo parámetro bajo las mismas condiciones, repetitividad del dato³, caso contrario deberán descartar las mediciones y repetir las hasta obtener la precisión adecuada.

³ Esperar valores similares.

Recomendaciones generales para la recolección de datos

- Mantener la carga del generador de vapor durante un lapso de 1 hora, para estabilizar los parámetros de presión, temperatura y flujo, antes de comenzar con las mediciones.
- En caso de ser posible, realizar mediciones al 50% (carga baja), 75% (carga media) y al 100% (carga máxima de trabajo) de su capacidad de generación. Para cada una de las condiciones de carga en condiciones estables es recomendable mantenerla por 1 hora y tomar mediciones cada 15 minutos (no debe haber desvíos en las mediciones superiores al 5%).
- Se puede realizar estos ensayos con diferentes perfiles de carga de acuerdo con las posibilidades de operación y producción de la planta, respetando las recomendaciones del ítem anterior, cuanto mayor sean los niveles de carga posibles mayor sería el período de mediciones.

Cabe mencionar que las mediciones necesarias para la determinación del rendimiento de una caldera dependerán del tipo de ensayo que se defina realizar, lo cual se presenta en el punto siguiente. De todas maneras, a modo de referencia, se incluyen en el Anexo II las mediciones necesarias para estimaciones y cálculos de eficiencia en calderas.

Respecto a la variación del régimen de combustión en función de la generación de vapor, se considera relativamente simple operar manualmente o desde el tablero de control, el régimen de combustión y control modulante de agua de alimentación.

Determinación de eficiencia energética de la caldera

Las normas más reconocidas para ensayo (test) de calderas son las BTS-2000 y la ASME PTC 4.1. La primera no está orientada a equipos industriales, está diseñada para facilitar las pruebas de laboratorio y permite una comparación equitativa de las clasificaciones de eficiencia de la caldera en condiciones estándar. Mientras que la norma ASME es más apropiada para calderas industriales y es ampliamente utilizada para determinar la eficiencia de una caldera una vez que la misma se encuentra instalada y en funcionamiento.

La eficiencia en una caldera -transformación de combustible a vapor- se puede determinar por dos métodos: el método de directo (entrada-salida) y el método indirecto (de pérdida de calor).

El método directo determina la eficiencia de la caldera mediante la relación entre la energía útil producida (vapor producido o salida) y la energía suministrada (combustible o entrada). Este procedimiento requiere principalmente de la medición del caudal de vapor producido, el consumo de combustible, la temperatura y presión del agua de alimentación y del vapor y la determinación del poder calorífico del combustible.

Por otro lado, el método indirecto parte de un rendimiento del 100% y se le descuentan las pérdidas de calor por: gases de combustión liberados por chimenea, formación de monóxido, presencia de hidrógeno en el combustible, humedad del combustible, cenizas, purgas de caldera y radiación.



Si bien ambos métodos son adecuados, la selección de uno u otro dependerá de la disponibilidad de información y recursos para su desarrollo. El esquema siguiente sintetiza de manera gráfica ambos métodos y en el Anexo III se amplía la información sobre los mismos.

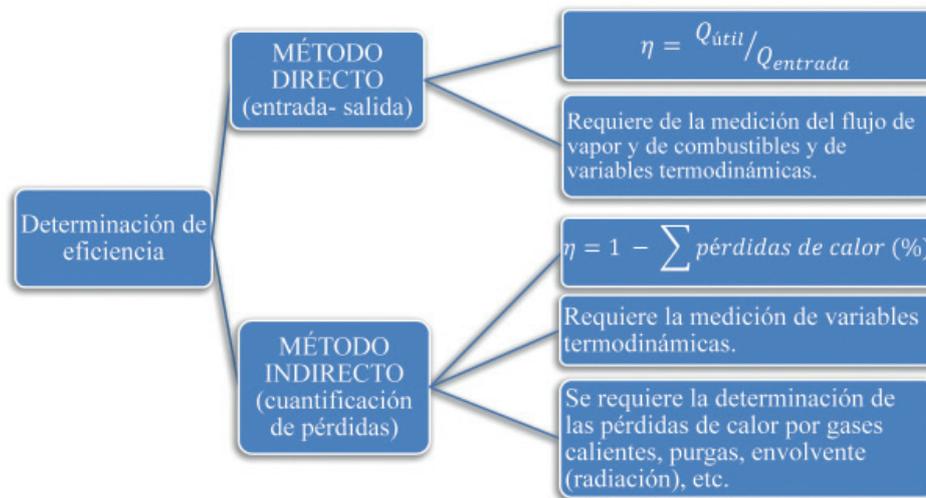


Ilustración 10. Métodos para la determinación de eficiencia de calderas. Fuente: elaboración propia

Ejemplo 1

Eficiencia directa en caldera

$$\eta_{caldera} = \frac{E_{Vapor}}{E_{Comb}}$$

A continuación, se plantea cuánto representa la mejora de un 1% en la eficiencia de la caldera.

Asumiendo que la energía del vapor son 100u y que la caldera trabaja con un 80% de rendimiento:

$$E_{Comb} = \frac{E_{Vapor}}{\eta_{caldera}} = \frac{100u}{0,80} = 125u$$

Bajo el mismo razonamiento, manteniendo la producción de vapor e incrementando un punto la eficiencia de caldera, se tiene:

$$E_{Comb} = \frac{E_{Vapor}}{\eta_{caldera}} = \frac{100u}{0,81} = 123,46u$$

A mayor rendimiento menor consumo de combustible.

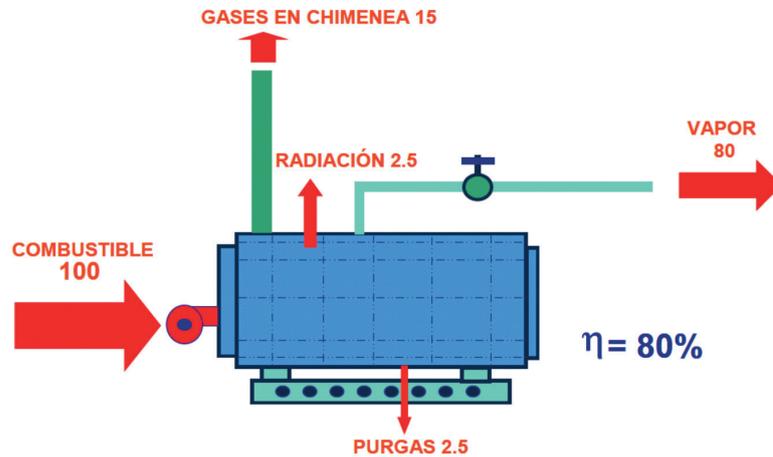
$$Ahorro = \frac{E_{Comb} (80\%) - E_{Comb} (81\%)}{E_{Comb} (80\%)} * 100 = \frac{125 - 123,46}{125} * 100 = 1,2\%$$

Por lo tanto, se concluye que una mejora del 1% de rendimiento genera un ahorro de combustible mayor al 1%.

Ejemplo 2

Eficiencia indirecta

$$\eta_{indirecto} = 100\% - \sum_{p\acute{e}rdidas} \lambda_i$$



2.5. Agua de alimentación de calderas

Tratamiento del agua para la caldera

Si bien el agua en forma de vapor es un vehículo para distribuir calor a diversos procesos, nunca se encuentra pura y los elementos que contiene pueden afectar las cañerías y limitar la transferencia de calor en los equipos de proceso. Para mantener la eficiencia de la caldera y reducir la pérdida de su vida útil es necesario tratar el agua de alimentación de manera de reducir los depósitos de sólidos e incrustaciones en las superficies de calefacción y evitar su corrosión.

Es recomendable tratar al agua antes de introducirla al sistema de generación y distribución de vapor. Seguidamente se citan los tratamientos más importantes.

1. Eliminar, del agua cruda de alimentación, los sólidos en suspensión, reducir "la dureza" (provocada por las sales de calcio, magnesio y silicio) y eliminar otras impurezas solubles.
2. Aplicar productos químicos, para eliminar el oxígeno disuelto en el agua y controlar su grado de acidez: gran parte del oxígeno contenido en el agua alimentada a la caldera es eliminado en el desaireador. Sin embargo, pequeñas cantidades -trazas de éste- aún se encontrarán en el agua, atacando los metales por corrosión. Para prevenir esto, un secuestrante de oxígeno debe ser adicionado al agua, de preferencia en el tanque de almacenamiento al desaireador. Así, el secuestrante dispondrá de un tiempo mayor para reaccionar con el oxígeno residual.
3. Controlar el "pH" (grado de acidez) en el agua, mediante la adición de químicos, es otra forma de reducir la corrosión en la caldera.



4. Purgar adecuadamente la caldera, para limitar la concentración de impurezas del agua en la caldera: las purgas pueden ser localizadas en distintos puntos; éstas pueden ser desde abajo del nivel de agua en el tanque de vapor (o domo del vapor), desde el domo de lodos o cabezal inferior, o también desde el fondo de la caldera. Las purgas pueden ser continuas o intermitentes.
5. Dar tratamiento a los condensados que retornan.

Desgasificador

El desgasificador o desaireador funciona bajo el principio básico de que la solubilidad de los gases en agua disminuye al aumentar la temperatura y es prácticamente nula cuando el agua entra en ebullición.

En consecuencia, el agua a tratar se calienta dentro del desgasificador hasta hervir. Este equipo es un intercambiador de calor a contracorriente, el agua fría con gases disueltos ingresa por la parte superior y fluye hacia el fondo, mientras que el vapor de calentamiento corre en flujo contrario arrastrando consigo los gases.

El vapor utilizado para calentar y el gas eliminado del agua son expulsados por el venteo. El agua que se obtiene puede contener aún algo de gases disueltos que pueden controlarse con químicos y alimentarse directamente a la caldera.

En las instalaciones suelen encontrarse en combinación el desaireador con el tanque de alimentación.

2.6. Medidas de eficiencia en la generación

Para optimizar el uso de energía una caldera debe funcionar de la manera más eficiente posible. La eficiencia de una caldera puede definirse como el porcentaje de la energía del combustible que se convierte en energía calorífica para generar el vapor.

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 (Fuente: ONUDI "Optimización en Sistemas de Vapor").

El objetivo de esta sección es listar distintas acciones/medidas para mejorar el rendimiento de las calderas, es decir, reducir las pérdidas mencionadas anteriormente. Algunas de estas acciones son:

Gestión y control de la combustión

Minimizar el aire en exceso en la combustión

Para lograr una gestión de la combustión adecuada se debe agregar suficiente oxígeno a la zona de combustión para quemar todo el combustible⁴, sin embargo, se debe evitar agregar aire de más para minimizar las pérdidas de energía térmica.

⁴ Combustión completa, todo el C (carbono), disponible se convierte en CO₂ (dióxido de carbono).

Al minimizar las pérdidas de energía térmica en una combustión se debe evitar provocar una combustión incompleta, esto también es ineficiente porque no se aprovecha toda la energía disponible del combustible (se forma monóxido de carbono).

Cabe mencionar también que trabajar con exceso de aire, no siempre garantiza una combustión completa. Un mal mezclado entre el aire y el combustible puede incrementar la ineficiencia ya que no solo se calienta el aire que se libera a la atmósfera, sino que además no se alcanza una combustión completa.

Por lo tanto, se debe controlar tanto el flujo de combustible que llega a las calderas como el flujo de aire, ya que deben ser acordes para mantener una combustión adecuada. El control del combustible dependerá del tipo de combustible, por ejemplo, en caso de utilizar fueloil se realiza el ajuste a través de la presión de los cabezales de vapor.

Valor del análisis	Causa	Solución
CO alto y O ₂ bajo	Cantidad de aire introducido a la caldera insuficiente.	Aumentar la apertura de la persiana de paso de aire del quemador.
CO ₂ bajo y O ₂ alto	Exceso de aire.	Disminuir la apertura de la persiana de paso de aire del quemador.
CO alto y O ₂ alto	Mezcla aire combustible inadecuada.	Desmontar el inyector/quemador, limpiar o sustituir, si fuera necesario, y efectuar un nuevo análisis.

Tabla 2: Optimización del funcionamiento de la combustión. Fuente: disminución de costos energéticos, IRCE.

Investigar el cambio de combustible

A la hora de seleccionar el combustible se deben tener en cuenta diversos factores: su disponibilidad en la zona de consumo, tarifa, el impacto ambiental y la eficiencia del combustible, la cual está asociada a la calidad de este (tales como contenido de azufre, cloruros, cenizas, vanadio, sodio, azufre y temperatura de fusión).

Sistemas de combustión inteligente

En primera instancia y antes de realizar inversiones es conveniente empezar con un control manual de los parámetros anteriormente mencionados en la presente guía. Una vez que esta práctica ya es habitual y se cuenta con recursos para realizar modificaciones y mejoras es oportuno considerar tecnologías para el control inteligente de la combustión.

En líneas generales son sistemas de control aplicados a los generadores de calor, calderas u hornos, como Combustión Inteligente. Tienen por objeto maximizar la eficiencia y optimizar el desempeño de un proceso en tiempo real. Existen sistemas más integrales o automatizados que otros, es decir, que regulan más o menos parámetros de la



combustión, esta variedad hace que los mismos sean adaptables a un gran número de instalaciones.

Por lo general cuentan con softwares que obtienen inputs de diversos sensores o instrumentos que pueden tomar información de sistemas, datos de operación y mantenimiento. Crean un registro con los parámetros que luego procesan y convierten en información útil para fijar o ajustar las variables de operación del generador y permitir un mantenimiento predictivo.

Una de las alternativas que existe en el mercado es el quemador inteligente, esta permite ajustar la puesta en marcha de manera automática, regular los parámetros de la combustión para satisfacer la demanda de potencia, mantener el rendimiento constante independientemente de la variación de los parámetros físicos externos y no permite que se trabaje fuera del rango para el que ha sido homologado. Además, asegura el contenido constante de O₂ residual en los humos con valores mínimos de emisiones. Con esta tecnología es posible monitorear el funcionamiento continuo del quemador y los datos pueden estar disponibles para el operador a través de una aplicación (app) específica que además brinda funciones de asistencia predictiva.

Otra opción o variante disponible es la de un sistema Smart que gestiona más variables de la combustión: caudales de aire, temperaturas en distintas zonas, etc.; lo cual requiere mayor cantidad de instrumentos ubicados en diferentes puntos del proceso. Este sistema, una vez que colecta los datos los analiza y realiza una optimización en tiempo real llevando el equipamiento al máximo potencial. Los desarrollos de IoT⁵ aplicados a estas tecnologías están mejorando y produciendo grandes avances en el análisis y procesamiento de datos, para luego aplicarlos al control inteligente.

Recuperación del calor

Los equipos de recuperación del calor tienen el objetivo de reutilizar una porción significativa de calor que de otra forma se perdería. En concreto, el calor que se pretende recuperar proviene del momento en que los gases dejan la sección de absorción de la caldera. Los accesorios a través de los cuales se recupera el calor de los gases de la combustión son: los economizadores de agua y los precalentadores de aire.

Economizadores de agua

Un economizador de agua de alimentación es un intercambiador de calor que se instala para transferir energía térmica desde los gases de combustión al agua de alimentación de la caldera. En concreto el economizador calienta el agua de alimentación, acercándola a la temperatura del agua que está en el tambor de vapor.

Precalentadores de aire

Los precalentadores de aire de combustión funcionan de manera similar a los economizadores de agua solo que, en lugar de calentar el agua de alimentación, precalientan el aire que se empleará en la combustión. Aprovechan la energía de los gases de la combustión antes de ser eliminados por la chimenea.

⁵ *Internet of Things (Internet de las cosas).*

Cuidado de las superficies de transferencia de calor

Limpieza: sopladores

Con el funcionamiento de la caldera, las superficies de transferencia de calor se van cubriendo de incrustaciones, aumentando la resistencia a la transferencia de calor y en consecuencia las temperaturas en el tubo de escape de la chimenea también aumentan. En definitiva, esto hace disminuir la eficiencia de la caldera. Para evitarlo es necesario limpiar estas superficies periódicamente. Una forma de desincrustar el hollín y las cenizas de las cañerías es utilizar sopladores de hollín que consisten en lanzas con toberas que usan vapor a alta presión o aire comprimido.

Eliminación de pérdidas de calor: aislamiento y material refractario

En principio se deben minimizar las pérdidas de calor para aumentar la eficiencia del proceso de transferencia de energía. En el caso de la generación de vapor, como el tanque de alimentación de agua se encuentra caliente se deben evitar las pérdidas que surgen en la superficie del agua, por ejemplo, mediante algún tipo de tapa. Otra opción consiste en cubrir la superficie con una manta flotante de pelotas de plástico. Finalmente, otra alternativa es aislar y utilizar material refractario en las calderas para mejorar la seguridad en la planta y para reducir pérdidas por radiación o convección. De esta forma al reducir las pérdidas de calor, se reduce la temperatura ambiente en la sala de calderas.

Valor del análisis	Causa	Solución
Temperatura de paredes > Temperatura ambiente de sala	Calderas antiguas o con aislación deficiente.	Sustitución de aislación.
Temperatura de gases > 230°C	Intercambio de calor inadecuado.	Limpieza del interior de la caldera o instalación de un economizador de calor.

Tabla 3. Optimización por eliminación de pérdidas. Fuente: disminución de costos energéticos, IRCE.

Gestión de la purga de la caldera

Disminuir la necesidad de purga: mejorar el tratamiento del agua

Para optimizar el funcionamiento de la caldera, el agua de reposición de la caldera debe ser tratada adecuadamente ya que, si esta tiene la calidad adecuada, se reduce la necesidad de purgado. Esto implica una reducción de la pérdida de energía térmica en la corriente de purga. Una alternativa para mejorar la calidad del tratamiento del agua es el uso de desmineralización o acondicionamiento por ósmosis inversa en lugar de ablandadores de ciclo de sodio.

Se recomienda consultar al fabricante de caldera, en caso de no contar con datos de los parámetros de calidad de agua de alimentación a caldera. Cabe mencionar tam-



bién que la calidad de agua de caldera dependerá del tipo de caldera y de la presión de operación, esta información puede ser provista por el fabricante del equipo o por empresas que brindan el servicio de tratamiento de aguas.

Automatizar la purga de la caldera

Al instalar un controlador automático de purga de caldera es posible limitar las purgas al mínimo indispensable para que la caldera funcione de manera confiable, evitando pérdidas de energía. Estos dispositivos monitorean permanentemente la conductividad del agua de la caldera (TDS, total de sólidos disueltos) y controlan una válvula para realizar las purgas a medida que se requieren.

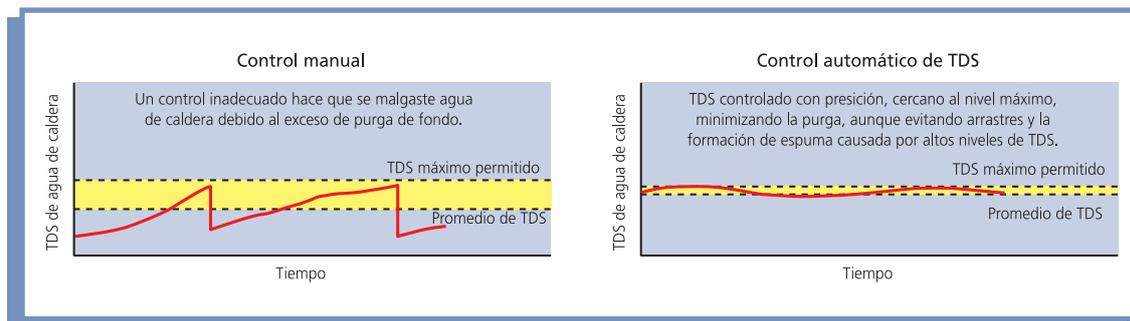


Ilustración 11. Comparación de tipos de control de purgas. Fuente: Spirax Sarco

Recuperar energía de la purga de la caldera

Para recuperar la energía térmica de purga se puede emplear un enfriador de venteos, este intercambiador de calor aprovecha el calor del agua liberada para precalentar el agua de alimentación o reposición.

Como el agua de purga sale de la caldera a elevada presión, previo al enfriador de venteos, debe instalarse un tanque flash. Este último tiene la función de disminuir la presión y separar el agua purgada del vapor flash⁶. Dentro del tanque el purgado líquido se concentra aún más en sales y el vapor obtenido se dirige al desaireador. El agua purgada concentrada fluye al enfriador de venteos donde se utiliza su energía térmica para calentar el agua de reposición, una vez transferido el calor va al desagüe con una temperatura mucho menor.

Optimizar el funcionamiento del desgasificador

Como se mencionó anteriormente, este equipo reduce el contenido de oxígeno en el agua de alimentación a calderas, pero además sirve para precalentar el agua de reposición, como tanque de mezcla del retorno de condensado con el agua de reposición y puede servir como tanque de almacenamiento de agua de alimentación (envío a la bomba de agua de alimentación de la caldera).

⁶ Vapor flash: condensado a presión elevada que al disminuir abruptamente la presión se evapora y puede escapar o perderse.

En primer lugar, se tendrá en cuenta que la caldera está continuamente generando diferentes cantidades de vapor en función de la demanda del proceso y esto hace que el requerimiento de agua de alimentación vaya desde cero al máximo vapor de diseño. Por esta razón, es importante regular la temperatura y la presión del agua dentro del depósito. Las posibles medidas a tomar para la regulación del sistema son:

1. Sistema de control que regula la bomba de agua de alimentación para mantener constante el nivel de líquido dentro del desaireador.
2. Estabilizador de temperatura, se controla la entrada de vapor para mantener constante la temperatura.
3. Regulación del vapor, se controla la presión, esta magnitud debe ser la adecuada para mantener la cantidad de vapor requerida en el depósito.

Otra medida de optimización posible es medir con un sensor el contenido de O_2 del agua, para, luego, regular la entrada de vapor (válvula) y que ingrese sólo la cantidad necesaria acorde al contenido de gases en el agua.

Con el tiempo los procesos cambian o se modifican generando cambios en la cantidad de retorno de condensado, en la temperatura del condensado y en el precalentamiento del agua de reposición. En estos casos se recomienda evaluar las operaciones del desgasificador y asegurarse de que esté funcionando a la menor presión posible y que esté desgasificando con la mayor eficiencia posible.

Teniendo en cuenta que el desgasificador opera a una presión fija, determinada por su diseño, si la presión del desgasificador aumenta se necesita más vapor, con lo que la cantidad de venteo de vapor también aumenta. Pero si, por el contrario, la presión de trabajo disminuye se reduce la temperatura en la entrada del agua de alimentación al economizador, lo que puede contribuir a que la temperatura de la chimenea baje, haciendo que la eficiencia de la caldera aumente.

Por último, se puede recurrir a un enfriador de venteos que recupere el vapor de arrastre eliminado por el venteo del desaireador y aproveche su energía térmica para calentar el agua de reposición.

Control modulante de agua

Los controles de nivel del tipo on-off sobre la bomba de alimentación originan ciclos en la salida de vapor, estos pueden afectar la operación suave o modulante de la caldera, generando efectos no deseados en la presión de la misma, el caudal de vapor y el régimen de fuego del quemador. El ciclado continuo aumenta el mantenimiento, reduce la eficiencia de la combustión y aumenta la fatiga térmica de la caldera.

En contraposición, los controles de nivel modulantes mantienen el nivel del agua mediante un controlador proporcional regulando en la línea la válvula de agua de alimentación con funcionamiento continuo de la bomba. Bajo este sistema la caldera trabaja suavemente, siendo apto para casi todas las calderas, grandes y pequeñas.



Quantificación de eficiencia en calderas

	Ahorro de Combustible	Otros beneficios
Mejoras de control	3%	Reducción de emisiones
Reducción de Flue Gas	2 - 5%	Reducción de emisiones
Reducción de Exceso de aire	1% por cada 15% de aire menos	
Mejora de aislación	6% - 20%	Calentamiento más rápido
Mantenimiento	10%	Reducción de emisiones
Recuperación de calor de Flue Gases	1%	
Recuperación de calor del blowdown de vapor	1.3%	Reducción de daños a la estructura

Tabla 4: Cuantificación de oportunidades de mejora en calderas. Fuente: DOE

3 Distribución del vapor de agua

3.1. Generalidades

El sistema de distribución de vapor tiene el rol de suministrar de manera confiable vapor de alta calidad desde la fuente generadora de vapor hacia los equipos usuarios de vapor. Básicamente constituye un medio de transporte entre ambos puntos. La alta calidad implica condiciones de caudal y presión requeridas, mínimas pérdidas de calor y mantenimiento.

Los principales componentes de un sistema de distribución de vapor son:

- cañerías de vapor y conexiones
- estaciones de alivio de presión
- válvulas
- aislaciones
- válvulas de seguridad
- trampas de condensado
- instrumentos de medición (presión, temperatura, flujo)

El sistema de transporte y distribución de vapor conecta la oferta, los equipos de generación, con la demanda, los equipos que utilizan vapor.

Cuando la válvula de salida de la caldera está abierta el vapor pasa a las cañerías principales. Como inicialmente las cañerías y el aire están fríos, el vapor les transfiere calor, y al circular en un medio más frío, el vapor empieza a condensar. Se pueden diferenciar dos procesos de condensación distintos; uno de ellos se llama "carga de puesta en marcha" y consiste en la condensación que se genera en la puesta en marcha del sistema, que es de mayor magnitud ya que las cañerías se encuentran frías. El otro proceso se llama "carga de funcionamiento" y se refiere a la condensación una vez que la cañería se encuentra caliente.

El condensado va a la parte inferior de la cañería y es arrastrado a lo largo de ésta por el flujo de vapor y por la gravedad lo cual produce corrosión, enfriamiento y otros problemas mecánicos. Por ello, es necesario purgar el condensado de los puntos bajos de las cañerías de distribución.

Una vez que el vapor recorre toda la red de distribución llega a la válvula de entrada de alimentación de un equipo, si esta se encuentra abierta, el flujo de vapor ingresa a los equipos y nuevamente entra en contacto con superficies más frías. Por lo tanto, el vapor calienta al equipo (carga de puesta en marcha) y continúa transfiriendo calor al proceso (carga de funcionamiento) y condensado en agua.

Si bien es necesario retirar el condensado de cañerías y equipos, es agua caliente y por ende contiene energía, y se lo debe considerar como un recurso que aún se puede aprovechar. Por lo tanto, el ciclo termina con el retorno o recuperación de condensado al tanque de alimentación de la caldera, en la medida de lo posible.



La forma de remover el condensado es a través de trampas de vapor instaladas en locaciones de descarga de condensado (CDL por sus siglas en inglés, Condensate Discharge Locations) adecuadas. Esto se explicará en las próximas secciones.

Antes de avanzar en el estudio detallado de los distintos componentes y problemas que pueden generarse en la red de distribución de vapor es necesario remarcar la importancia de la evaluación continua del sistema. En este sentido los requisitos de los procesos y los usos finales de un sistema pueden ir cambiando a lo largo del tiempo, no así la red de distribución. En consecuencia, se debe evaluar y optimizar el sistema, ya que de esta forma se logra que funcione de manera confiable. A tal fin, se debe asegurar que las especificaciones de temperatura y presión, que finalmente determinan la cantidad de vapor, sean las necesarias para el proceso.

Clasificación de las líneas de distribución

a) Por los niveles de presión

- Único nivel de presión: la generación, distribución y el uso de vapor se realiza a la a la misma presión. Definida por la naturaleza de los usos del vapor.
- Varios niveles de presión: los distintos consumidores de vapor requieren que el mismo sea provisto a diferentes valores de presión (ej.: calentadores con vapor a baja presión y turbinas que utilizan vapor a media presión), lo cual complejiza la red. En estos casos normalmente el vapor de media o alta es generado en calderas, mientras que el vapor de baja es generado a partir del vapor de media o alta luego de haber entregado trabajo en equipos de procesos o reducido su presión en válvulas laminadoras.

b) Por la configuración

- Sin recuperación de condensado: la red de distribución es abierta, no se cuenta con un sistema de retorno de condensado a la alimentación de la caldera.
- Con recuperación de condensado: la red de distribución cuenta con un sistema de colección y retorno de condensado. El condensado de vapor es bombeado para retornar al tanque de alimentación de agua de caldera y sumarse al agua tratada.

c) Por el tipo de uso que se le da al vapor

- Uso directo: en sistemas alimenticios se utiliza como materia prima de algunos alimentos, o por ejemplo para limpieza de equipos que luego estarán en contacto con alimentos.
- Uso indirecto: se utiliza solo para transferencia de calor.

3.2. Parámetros del vapor

Como se expuso en el apartado 2.1 el vapor puede encontrarse en diferentes condiciones dependiendo de los valores de presión y temperatura a los que esté sometido.

En la industria puede requerirse de vapor en diferentes estados en función del uso o finalidad del mismo.

- Vapor Saturado: no contiene gotas de agua líquida, suele emplearse en intercambiadores de calor en general, con el fin de calentar agua, calefaccionar un ambiente, esterilizar objetos, etc.
- Vapor Húmedo: contiene gotas de agua que aumentan la erosión y reduce la transferencia de calor. Es común que en plantas industriales se genere vapor húmedo, cuando el agua dentro de la caldera se acerca al estado de saturación y comienza a evaporarse, arrastra gotas de agua en el flujo de vapor que van directo a la red de distribución. Por esta razón, se debe recurrir a la separación del condensado en las cañerías, de manera que el agua contenida no genere daños ni disminuya la eficiencia de la instalación
- Vapor Sobrecalentado: posee una temperatura por encima del vapor saturado, se utiliza habitualmente para propulsión en turbinas aprovechando su fuerza motriz y evitando los daños que pueden causar las gotas de condensado.

3.3. Configuración de las redes de vapor

Debido a todos los cambios que se producen en el fluido, el diseño de una red de vapor exige una serie de cuidados especiales en orden a evitar efectos indeseables durante su utilización.

Esta guía no tiene como objetivo el diseño de una red de vapor, por lo tanto no se incluye este desarrollo. Sin embargo, como consecuencia de modificaciones que se realizan en planta o cambios operativos podrían afectarse las condiciones de diseño originales y por ende ocasionar problemas en la operación diaria del sistema. En estos casos se recomienda realizar chequeos técnicos y consultas a especialistas en este tipo de procesos.

A continuación se incluyen algunas observaciones adicionales que podrían tenerse en cuenta para analizar la necesidad de contar con un estudio ad hoc:

- Distancias que debe recorrer el vapor desde la fuente de generación hasta los puntos de usos y consumos. Es aconsejable que los mayores consumidores se encuentren próximos a la generación debido a que a mayor distancia a recorrer más energía se pierde.
- Presión de operación: tanto la generación como la distribución de vapor deben realizarse a una presión que cumpla con los requerimientos de los consumidores.
- Posición de las acometidas: para evitar el arrastre de condensado.
- Verificar la existencia de elementos de compensación de dilataciones (liras o fuelles).

Si bien suele diseñarse el sistema para que opere a una presión mayor a la requerida, debe tenerse en cuenta que operar el sistema por debajo de la presión de diseño conlleva a pérdidas de eficiencia en la generación y en la red de distribución.

Desniveles en red de distribución

Existen casos en los cuales un sistema de vapor industrial alimenta equipos que trabajan con diferentes niveles de presión. Por ello las redes de distribución podrían contar



con dos o más niveles de vapor, lo cual se articula mediante estaciones de regulación de presión o válvulas laminadoras entre cada nivel.

Las válvulas laminadoras se requieren como una medida para darle flexibilidad operativa a la red, pero se debe minimizar su uso (apertura) debido a que el vapor que pasa por dichas válvulas es energía que se degrada y que luego no podría aprovecharse para generar trabajo mecánico o potencia eléctrica.

En caso de contar con turbinas de vapor que trabajen entre las mismas presiones que las válvulas laminadoras, se debe priorizar su uso (reduce la laminación y además se desplaza o deja de consumir energía eléctrica). Otra forma de minimizar el uso de estaciones laminadoras es nivelando o equilibrando los consumos de vapor entre los distintos niveles de presión.

Venteos de la red de distribución

El venteo en la red de distribución de vapor es una medida de seguridad que se activa automáticamente cuando la presión de vapor en los cabezales llega a su límite (se genera más vapor del que se demanda), momento en el cual las válvulas de seguridad u otros dispositivos de control descargan vapor desde los cabezales al ambiente.

En muchos casos el venteo es necesario, pero no se lo efectúa en la cantidad adecuada y no se realizan mediciones ni controles de los mismos. Para que la red de distribución sea eficiente debe minimizarse el venteo.

Retorno de condensado

Como se mencionó anteriormente, si la energía contenida en el vapor se emplea correctamente, a la salida del punto de consumo se obtiene líquido saturado o subenfriado. Por lo tanto, en términos prácticos se obtiene agua a una temperatura próxima al vapor saturado. Esta puede reutilizarse para alimentar la caldera reduciendo el consumo de combustible que supone elevar la temperatura del agua fresca hasta la de ebullición.

En conclusión, siempre que sea factible, la red debe contar con líneas de distribución del vapor y líneas para el retorno o recuperación de condensado, formando un circuito cerrado.

Aislación

La distribución del vapor es el área donde el aislamiento tiene mayor incidencia y puede generar grandes pérdidas de energía. Es muy importante que las instalaciones, red de vapor, cuenten con el espesor óptimo de aislamiento; esto evita inconvenientes operativos y además se traduce en reducción de costos energéticos.

A modo de sugerencia se recomienda inspeccionar periódicamente el aislamiento para reemplazar o reparar los tramos dañados o deteriorados. Esto es especialmente necesario, por ejemplo, después de que se han tenido que retirar tramos de aislamiento para reparar fugas de vapor. En general, al menos una vez por año, debe realizarse esta inspección de las líneas de vapor. Durante una inspección de rutina, debe identificarse el daño físico, grietas; bandas y cintas rotas; juntas rotas o dañadas y/o cubiertas dañadas.

3.4. Principales problemas operativos

Vibraciones de líneas o disminución de presión en los puntos de usos

Esto comúnmente se debe a que la red trabaja a una presión inferior a la de diseño o a problemas en el diseño original.

Principales consecuencias

- Generación de condensado⁷ que se acumula en la parte más baja de la cañería y es arrastrado por el vapor, generando problemas de erosión en la cañería.
- Generación de golpe de ariete⁸
- Dificultad en la remoción de condensado
- Mayor pérdida de carga por fricción en cañerías y accesorios como consecuencia de las altas velocidades.

Posible solución

En estos casos se recomienda solicitar un estudio técnico ad hoc para asegurarse que la red está operando en las condiciones para la cual fue diseñada.

Golpe de ariete

Se manifiesta como golpes en las cañerías de distribución, (ruido y vibraciones). Lo cual comúnmente se da en los puntos bajos de las cañerías donde puede acumularse condensado con posibilidad de ser arrastrado por el vapor.

Principales consecuencias

Genera erosión en las líneas de distribución.

Posibles soluciones

Este fenómeno puede reducirse mediante modificaciones de la red existente, las cuales deben verificarse técnicamente; pero previamente es aconsejable revisar los criterios de operación.

Desde la operación, se puede contribuir abriendo y cerrando válvulas de boqueo en forma lenta para permitir el pasaje de condensado a través de la válvula en forma gradual y verificando la existencia y operación adecuada de filtros y trampas.

Baja calidad del vapor (contenido de aire o humedad)

Cuando el vapor tiene una calidad inferior a la requerida aumenta el consumo de vapor para suplir un mismo requerimiento. Esto podría deberse a que:

- La operación de la caldera se realiza a una presión inferior a la de diseño. En estas condiciones el nivel de agua suele ser más alto que el aconsejado por diseño generando un mayor arrastre de gotas de líquido junto con el vapor generado.

⁷ Debido a la diferencia de temperatura entre la cañería y el ambiente, el vapor cede parte del calor hacia el ambiente y condensa.

⁸ Aumento repentino de la presión causado por un cambio rápido en la velocidad de caudal de la cañería.



- Todos los sistemas de distribución contienen en mayor o menor medida aire y gases no condensables y por este motivo se instalan venteos (manuales o automáticos), verificar que los mismos se encuentran operación y de manera adecuada. Caso contrario solicitar asistencia técnica.

Principales consecuencias

- Se reduce el potencial de calentamiento del vapor, por contar con menor calidad, lo cual se traduce en un mayor consumo de vapor para un mismo servicio.
- El contenido de aire en la red funciona además como aislante, disminuyendo la capacidad de transferencia de calor del sistema.

Posibles soluciones

- Operar la caldera a una presión cercana a su presión de diseño.
- Mantenimiento de trampas de vapor y sistemas de venteo.
- Chequeo técnico de las instalaciones y en caso de ser necesario realizar las modificaciones que sea necesarias.

3.5. Humedad y aire en las líneas de distribución

Como se menciona anteriormente, la presencia de aire y la presencia de condensados afectan a la calidad del vapor (menor calor específico y mala transmisión térmica) disminuyendo la eficiencia de intercambio del vapor. Para evitar esta situación se utilizan separadores de gotas, purgadores y eliminadores de aire.

Separadores de gotas

Los separadores de gotas o eliminadores de humedad son accesorios de las cañerías que inducen la deposición de las gotas (condensado) que son arrastradas por el vapor. Estos accesorios por lo general tienen una geometría laberíntica y al final del recorrido poseen una salida para el líquido ya separado del vapor. Como resultado final se obtiene el vapor sin gotas de agua. Los separadores de gotas son muy habituales en la salida de la caldera.

Trampas de vapor

Otro accesorio en las redes de distribución son las trampas de vapor o purgadores. Estos son un tipo de válvula automática que filtra el condensado y gases no condensables (aire) minimizando el escape de vapor.

En particular, las funciones más relevantes de las trampas de vapor son permitir el escape del aire y de grandes cantidades de condensado durante el arranque y permitir el paso del condensado al sistema de retorno de condensado minimizando las pérdidas de vapor durante el funcionamiento normal del sistema de vapor.

Existen distintos tipos de trampas de vapor, entre las más utilizadas se encuentran las trampas: termostáticas, termodinámicas, mecánicas y de orificio.

Por su parte, los eliminadores de aire son accesorios que consisten en una válvula que trabaja termostáticamente y se instala en un lugar de la red de distribución en el cual llega

el vapor y el aire, pero no el condensado. Es recomendable que estos accesorios y su correspondiente cañería de conexión no estén aislados para que funcionen correctamente.

3.6. Recuperación de condensado

La importancia de diseñar la red de distribución en ciclo cerrado yace en la recuperación de la energía que contiene el condensado (agua caliente) y el consecuente ahorro de costos. Al aumentar la eficiencia energética disminuye el consumo de combustible y origina un ahorro económico. Pero, además, en el caso del vapor, al retornar agua condensada exenta de sales minerales, se reducen costos asociados al tratamiento previo del agua que ingresa a la caldera.

Ejemplo 3

Recuperación de condensado

Se cuenta con una caldera alimentada con agua de alimentación a 15 °C que produce vapor a 10 bar y 200°C y se comparan dos alternativas relacionadas con el sistema de distribución.

- Caso 1: red de distribución sin recuperación de condensado.

El aporte de energía que deberá suministrar la caldera es la diferencia de entalpía entre el agua de entrada y el vapor a producir.

- Entalpía del líquido a 15 °C, 10 bar: 15,043 kcal/kg
- Entalpía del vapor a 10 bar, 200°C: 674,07 kcal/kg
- Salto entálpico: 659,027 kcal/kg

- Caso 2: red de distribución con retorno de condensado

En este caso se supone que existe retorno de condensado, permitiendo que el agua ingrese a la caldera a 90°C y 10 bar, entonces, las entalpías iniciales y finales serán:

- Entalpía del líquido a 90°C, 10 bar: 90,037 kcal/kg
- Entalpía del vapor a 10 bar, 200°C: 674,07 kcal/kg
- Salto entálpico en caldera: 584,033 kcal/kg

Entonces de la diferencia entre ambos casos se supone un ahorro de energía de 74,994 kcal/kg, o sea, 74.994 kcal por tonelada de vapor producida.

Aprovechamiento del vapor flash

La red de condensado se alimenta a través de purgadores, también conocidos como trampas, que evacuan el condensado desde la red de vapor. Estos purgadores trabajan mediante un diferencial de presión que permite que el fluido escape e ingrese a la red de retorno de condensado. Cuando un purgador descarga, evacua líquido saturado a una presión igual a la red de vapor hacia una segunda red que se encuentra a una presión inferior. Entonces lo que ocurre es una descompresión que origina un revaporización (vapor flash) del condensado hasta que se equilibran las fases a la nueva presión y temperatura.

Si se separa el vapor flash su energía puede aprovecharse en otros puntos del sistema que requieran menores temperaturas y generar ahorro en los costos de la red de condensados.

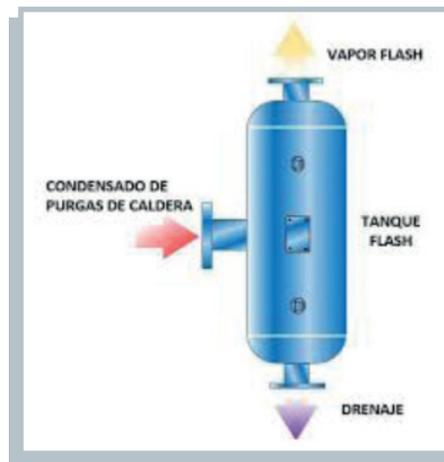


Ilustración 12. Separador de vapor flash. Fuente: Tesis ingeniería mecánica, Universidad Cesar Vallejos 2015.

El aprovechamiento del vapor flash requiere en primer lugar su separación del condensado y el posterior almacenamiento en un tanque de revaporización desde el cual será utilizado.

La siguiente ilustración muestra una instalación de calentamiento de aire en cuatro etapas, siendo la primera alimentada con vapor flash proveniente de la red de condensados.

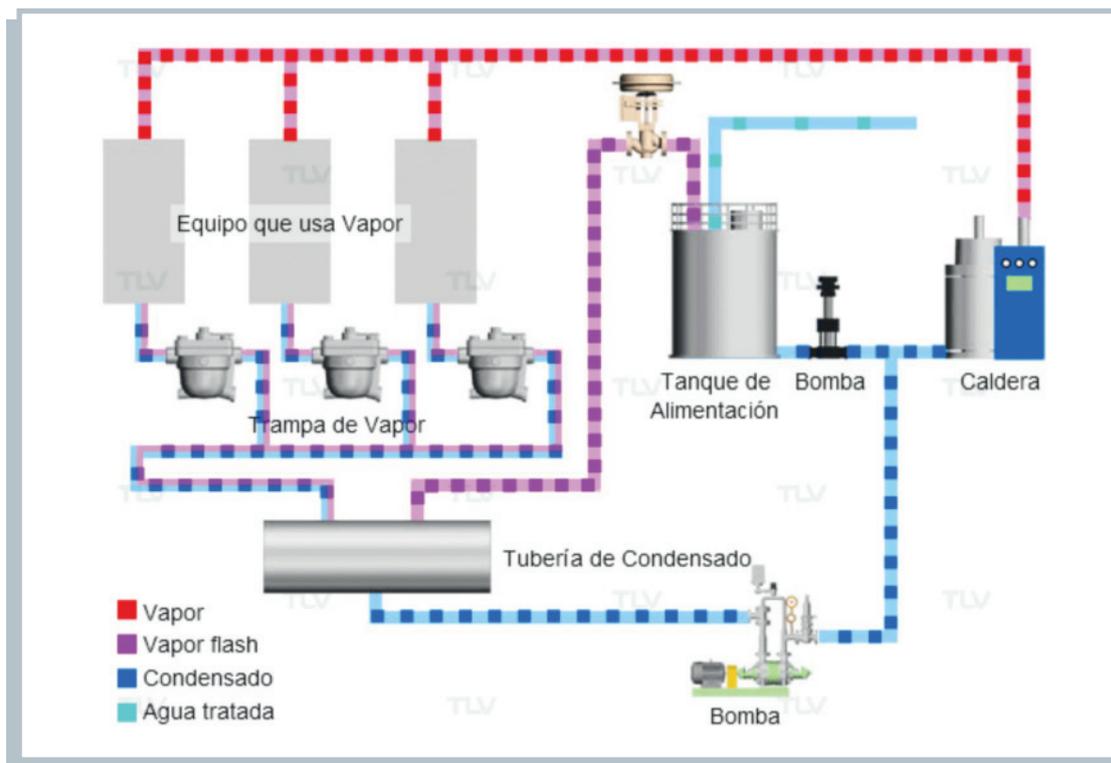


Ilustración 13. Instalación de calentamiento de aire con recuperación de vapor flash. Fuente: TLV.

Las redes de vapor cuyo sistema de recuperación de condensado se encuentre subdimensionado pueden presentar problemas de erosión, falta de presión en el vapor del cabezal cercano al uso final, cantidad insuficiente de vapor en el cabezal a disposición del uso final, problemas con la calidad del vapor (ingreso de vapor húmedo en el proceso) y golpes de ariete en los cabezales. En estos casos se recomienda realizar un análisis enfocado en la verificación de las condiciones de diseño.

En la actualidad ya no se acepta la instalación de una red de condensados medianamente grande sin recuperación de vapor flash.

Bomba de condensado

Una bomba de condensado se utiliza cuando no hay suficiente diferencial de presión y el condensado no fluye espontáneamente. La bomba de condensados es mecánica, accionada por vapor, e impide la inundación en sistemas de intercambio de calor. Cuando hay presión diferencial suficiente actúa como trampa y cuando no la hay el mecanismo de bombeo permite la entrada de vapor, que impulsa el condensado a la cañería de retorno.

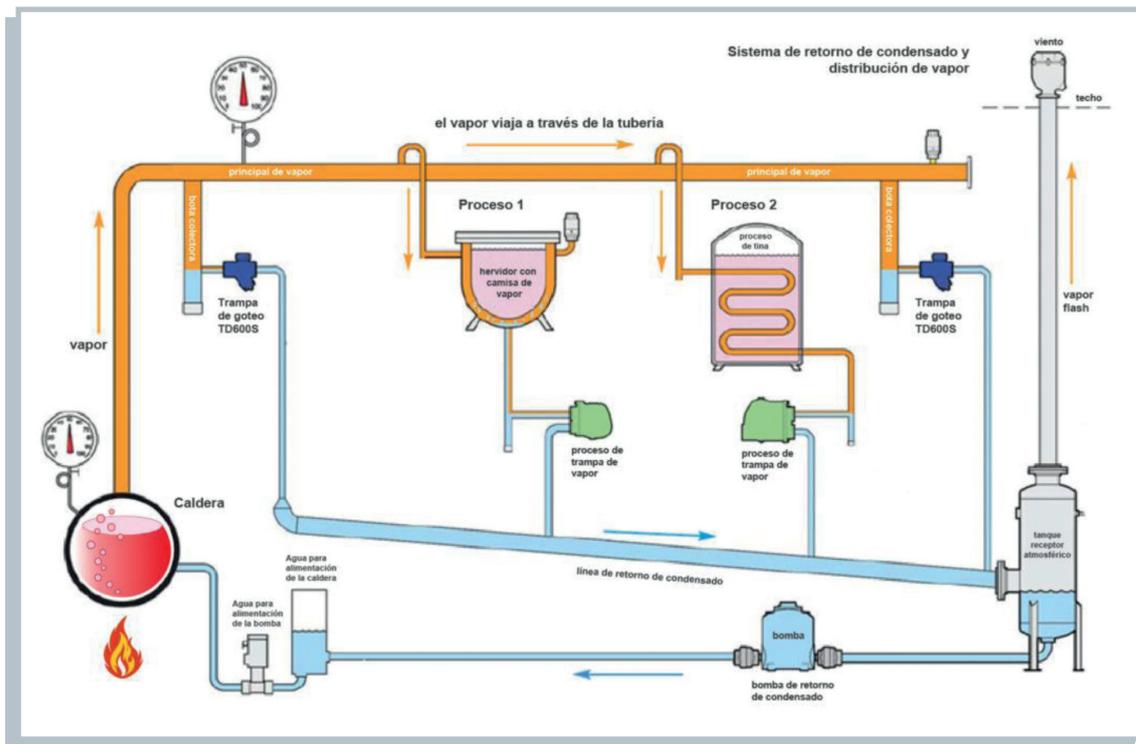


Ilustración 14. Sistema general de vapor con sistema de condensado.

Fuente: Manual N-101, Armstrong International.

Beneficios de la bomba de condensado

- Elimina el condensado bajo todas las condiciones de carga, incluso vacío.
- No necesita alimentación eléctrica (accionada con vapor o aire).
- Es especialmente adecuada para lugares peligrosos.
- Eliminación de problemas de cavitación reduciendo mantenimiento.
- No hay sellos mecánicos o estopadas por donde pueda fugar.
- Disponible en una gama de materiales, tamaños y conexiones para adaptarse a una gran variedad de aplicaciones.

La bomba automática actúa según el principio de desplazamiento positivo.

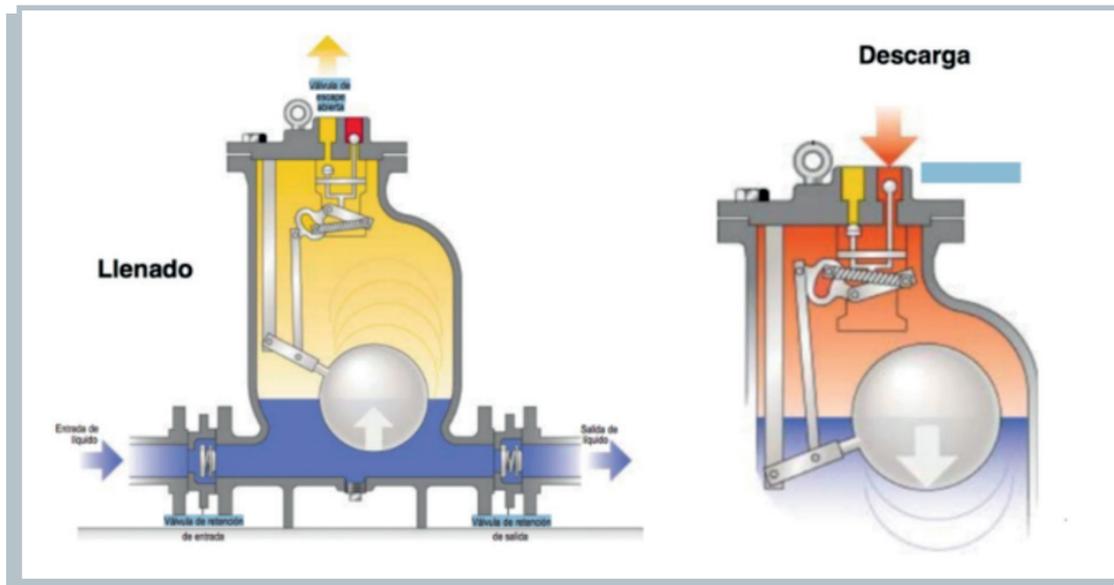


Ilustración 15. Funcionamiento de bomba de condensado mecánica. Fuente: Spirax Sarco

3.7. Medidas de eficiencia en la distribución del vapor de agua

Un correcto sistema de distribución es clave para asegurar que toda la energía del vapor generado en la caldera o planta de cogeneración sea correctamente transportado por las cañerías, de manera tal que llegue al punto de uso y consumo con la mejor calidad y acorde a los requerimientos de la demanda del proceso (caudal y presión).

Hay que tener en cuenta que estos requerimientos pueden ir cambiando a lo largo del tiempo, pero el sistema de distribución seguirá siendo el mismo. Por lo tanto, es importante monitorearlo, evaluarlo y optimizarlo de manera continua, detectando oportunidades de mejora o ahorro energético. Esta es la clave que el sistema funcione de manera confiable.

Algunas oportunidades de mejora típicas son:

- reparar las fugas de vapor
- minimizar el venteo de vapor
- asegurarse de que las cañerías de vapor, válvulas, conexiones y recipientes estén bien aislados
- bloquear el ingreso o circulación de vapor en las líneas fuera de servicio
- minimizar los flujos que pasan por las estaciones de alivio o regulación de presión
- reducir la caída de presión en los cabezales
- purgar el condensado de los cabezales de presión

Reparación de fugas de vapor

Las fugas de vapor pueden darse en varias partes de la red como conexiones (acometidas), trampas de vapor, válvulas, cañerías, etc.; generando pérdidas económicas y problemas de seguridad. Una buena práctica consiste en la implementación de un pro-

grama continuo de gestión de pérdidas de vapor, basado en la detección y eliminación de fugas de vapor mediante el equipo de mantenimiento. Es importante definir un criterio para priorizar las intervenciones de mantenimiento, lo cual se puede basar en observaciones visuales (magnitud de la pérdida) complementadas con datos como la presión y temperatura de la línea o equipo donde se detectó la pérdida. Suele sumarse a este criterio de intervención la viabilidad para llevar a cabo la tarea de reparación.

Ejemplo 4

Fugas de Vapor

En un cabezal de 2 bares existe una fuga de vapor por un orificio de ~ 4 mm de diámetro. Se estimarán la tasa de flujo de la fuga de vapor y los ahorros de costos energéticos que se producirían si se reparara la fuga de vapor. El costo del vapor según el cálculo del área de "generación" es de \$ 91,67 por tonelada de vapor. Suponga que esta fuga de vapor está en un cabezal que funciona todo el año (8.760 horas).

Ecuación de flujo obstruido de Napier:

$$m_{steam} = 0.695 * A_{orifice} * P_{steam}$$

- m_{steam} : tasa de flujo de la fuga de vapor en (kg/hr)
- $A_{orifice}$: superficie del orificio por donde se fuga el vapor (en mm²)
- P_{steam} : presión del cabezal (en bares absolutos).

Según los datos se calcula:

$$A_{orifice} = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi (4 \text{ mm})^2}{4} = 12.56 \text{ mm}^2$$

$$P_{steam} = 2 + 1.013 = 3.013 \text{ bares (absolutos)}$$

Reemplazando en la ecuación

$$m_{steam} = 0.695 * 12.56 \text{ mm}^2 * 3.013 \text{ bar}$$

$$m_{steam} \approx 26.2 \text{ kg/hr}$$

La tasa de flujo de la fuga de vapor estimada es de 26,2 kg/hr y los ahorros energéticos que se producirían si se repara esta fuga serían los siguientes:

$$\sigma_{steam} = m_{steam} * k_{steam} * T$$

$$\sigma_{steam} = 26.2 * \frac{91.67}{1000} * 8.760$$

$$\sigma_{steam} \approx \frac{\$21.000}{año}$$

Fallas en trampas de vapor

Las fallas de las trampas de vapor pueden ser de dos tipos, ambos con un impacto económico y/o operacional significativo.



- fallas en la apertura
- fallas en el cierre

Las fallas en la apertura de las trampas de vapor dejan que el vapor “vivo” salga del sistema, provocando la fuga de vapor. Las fallas en el cierre no eliminan el condensado y se acumula en el equipo o línea que está antes de la trampa.

Si no se las controla, puede traducirse en pérdidas económicas y en problemas operativos significativos a nivel del sistema. Por lo tanto, es importante que se tenga un programa efectivo de gestión de fallas de las trampas de vapor y su mantenimiento.

Puede que aparezcan fallas recurrentes o repetitivas, en estos casos es recomendable solicitar un análisis teniendo en cuenta buenas prácticas de diseño (dimensionamiento de cañerías, identificación de puntos de purga de condensados, etc.).

Aislante térmico de cañerías de vapor

La aislación de la red de distribución es otra de las áreas que también debe mantenerse continuamente en una planta industrial.

La importancia del aislamiento en los sistemas de vapor yace en las siguientes razones:

- seguridad del personal de la planta
- minimización de las pérdidas de energía
- mantenimiento de las condiciones del vapor de acuerdo con los requisitos del uso final
- protección del equipamiento, cañerías, etc. de las condiciones del ambiente
- preservación de la integridad del sistema en su conjunto

Las causas de deterioro del aislamiento pueden ser:

- falta reposición del aislante debido a actividades de mantenimiento
- falta o daño del aislante debido a mal uso
- falta o daño del aislante debido a accidentes
- desgaste normal y ruptura del aislamiento debido a condiciones ambientales
- válvulas y otros componentes sin aislamiento porque no se especificó el aislamiento en el diseño

Determinar la cantidad de energía, y con esto la pérdida económica por tener áreas sin aislar (o con aislaciones defectuosas) en un sistema de vapor, ayuda a justificar la necesidad de contar con un programa de mantenimiento de aislaciones. Si bien el objetivo no es el cálculo y especificación de aislaciones, en la tabla que se muestra en esta sección más abajo, se indica el efecto que produce un inadecuado aislamiento.

Toda línea de transporte y distribución de vapor genera condensado debido a las pérdidas de calor por radiación y convección. La tasa de condensación dependerá de la diferencia de temperatura entre el vapor y el ambiente y la eficiencia de la aislación.

Pérdida de calor en cañerías

Diámetro nominal (mm)	Pérdidas de calor en Mkcal/año			
	Presión de vapor (kg_f/cm^2)			
	1,05	10,56	12,12	42,25
25,4	11,58	23,58	31,02	40,95
50,8	19,44	39,71	52,12	69,49
101,6	34,33	70,32	92,66	124,09
203,2	58,70	127,41	167,94	225,44
304,8	87,28	182,01	240,75	324,30

Tabla 5: Pérdidas de calor por inadecuado aislamiento, cada 10m de cañería de vapor⁹. Fuente: DOE

Materiales aislantes

La mayoría de los materiales aislantes se basan en una matriz de material inerte como lana mineral, fibra de vidrio o silicato de calcio que puede contener un gran volumen de aire estático. Las instalaciones típicas para vapor utilizan fibra enchapada en aluminio.

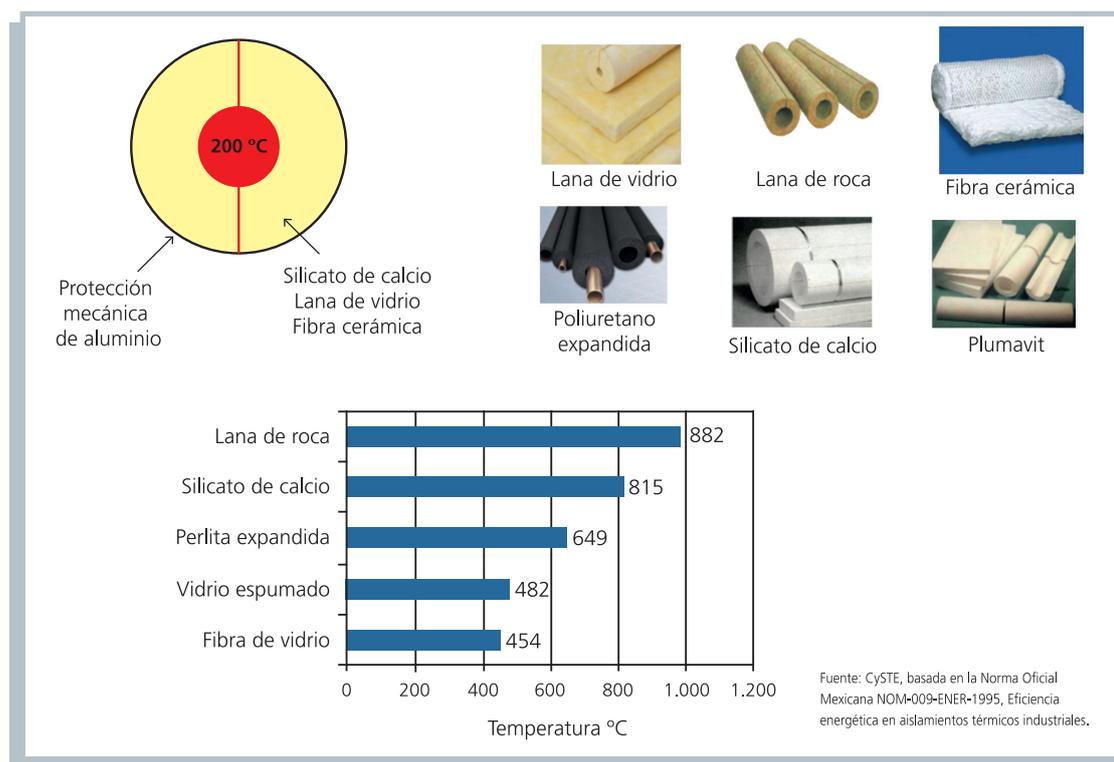


Ilustración 16 Materiales aislantes

En las recorridas de planta y en el marco de los programas de mejora continua es aconsejable verificar el tipo de material aislante instalado, así como su espesor. Suelen encontrarse oportunidades al cruzar esta información con los parámetros del

⁹ La elaboración de esta tabla tuvo en cuenta: tubo de acero en posición horizontal, temperatura ambiente 24°C, sin velocidad de viento y una operación de 8760 horas año.



sistema, presión y temperatura, priorizando los recambios en función de la energía que se está perdiendo.

Además, se sugiere observar que el material aislante no esté comprimido o no quede inundado por pérdidas, porque pierde eficacia. También las válvulas y juntas de la instalación deben estar aisladas ya que pueden llegar a representar el 30% del área descubierta. Se sugiere utilizar sistemas desmontables en zonas que se requiera acceder con alta frecuencia.

Una buena práctica a considerar al momento de renovar aislaciones es tener en cuenta las condiciones específicas del sistema y solicitar especificaciones de diseño y análisis de las últimas tecnologías.



Ilustración 17 Imágenes- aislaciones correctas. Fuente: comeval.es

Verificación de la presión de trabajo

La presión a la cual se debe distribuir el vapor en parte queda determinada por el equipo que requiere mayor presión. Sin embargo, también debe considerarse la caída de presión a lo largo de la cañería (fricción) y la condensación que se genera por transferencia de calor desde el vapor a la cañería.

Un nivel de presión inadecuado puede causar ineficiencias significativas por lo que debe verificarse este parámetro periódicamente. Si se identifican problemas que podrían ser consecuentes de valores de presión inapropiados es conveniente recurrir al área de procesos o ingeniería para que verifiquen condiciones de diseño.

Reducción de presión

Turbinas de vapor (TV)

Las turbinas de vapor son dispositivos que transforman la energía térmica del vapor en potencia en el eje de rotación. El funcionamiento se basa en que el vapor de alta presión empuja los álabes de la turbina y las hace girar. Los álabes fijos situados en la pared interior de la turbina canalizan el vapor hacia los álabes giratorios en el ángulo más efectivo. Cuando el vapor impulsa los álabes, se dilata bajando la presión y temperatura. **Por lo tanto, todas las TV reciben vapor de alta presión y descargan vapor una presión inferior.**

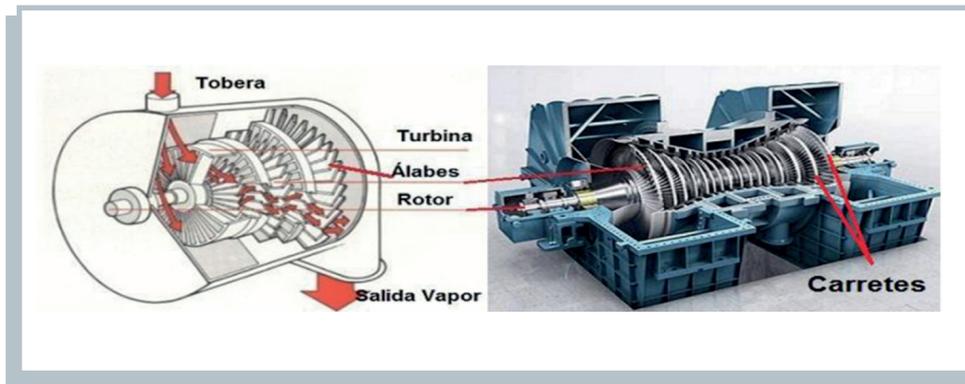


Ilustración 18. Turbina de vapor.

Fuente: <https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbina-de-vapor.html>

Están disponibles para un amplio rango de condiciones de vapor, potencia y velocidades.

Dependiendo de la función que cumpla la turbina en el proceso tendrán

- Turbinas que operan dentro de un rango de velocidades a contrapresión
- Turbinas a potencia fija, pueden trabajar a condensación, o contrapresión

Existen varias clasificaciones de las turbinas dependiendo del criterio utilizado, como por ejemplo: según el mecanismo de conversión, su aplicación, etapas de escalonamiento o flujo en el rodete, etc.. En una red de vapor es importante la clasificación de la turbina, si se trata de TV a contrapresión, condensación o con extracciones.

Turbinas a contrapresión

Estas turbinas expanden vapor que llega a un nivel de presión mayor a la atmosférica y entrega el escape de vapor a otro nivel de presión, menor al de ingreso pero también por encima de la atmosférica. Normalmente son utilizadas en estaciones de reducciones de presión, dispuestas en paralelo entre dos niveles de presión. Las turbinas de contrapresión pueden ser de una etapa o multietapas, siendo las segundas más eficientes.

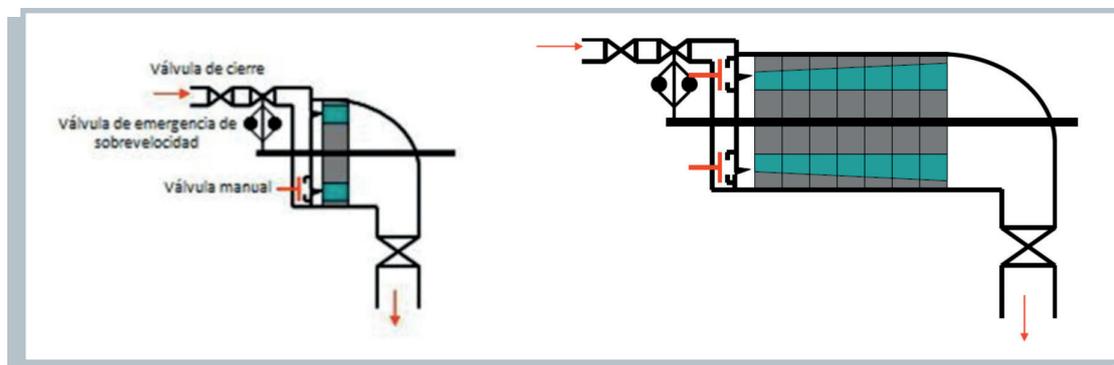


Ilustración 19. TV a contrapresión mono - etapa y multietapas.

Fuente: US DOE Steam BestPractices End User Training.



Turbinas a condensación total

Las turbinas de condensación no brindan vapor a una presión intermedia, sino que descargan vapor por debajo de la presión atmosférica hacia un condensador de superficie. Son poco eficientes debido a que emulan los primeros ciclos termoeléctricos, que ronda el 30%. Las turbinas de condensación son unidades grandes que se usan principalmente para generar energía mecánica o para impulsar equipos mecánicos grandes, como enfriadores centrífugos, compresores de proceso o de aire, etc.

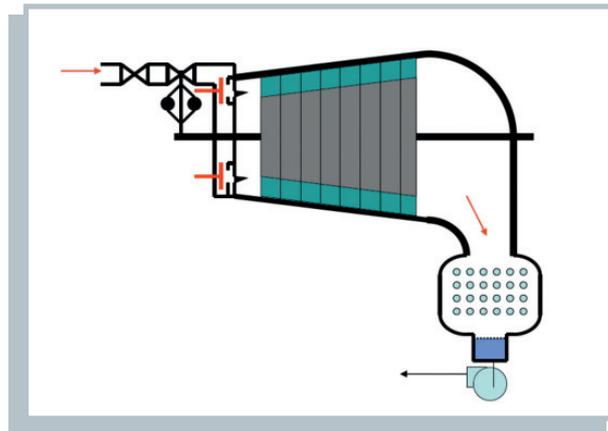


Ilustración 20. TV de condensación. Fuente: US DOE Steam BestPractices End User Training.

Turbinas a extracción

Las turbinas de vapor de extracción a contrapresión se pueden concebir como varias turbinas que operan en un mismo eje, poseen una salida de vapor a presión intermedia entre la entrada y el escape de vapor. El vapor es liberado en diversas etapas y aprovechado en distintos procesos industriales.

El trabajo mecánico más barato es el obtenido a través de una turbina a contrapresión, siempre y cuando el vapor que sale de la turbina no se ventee, caso contrario es mejor emplear una turbina de extracción.

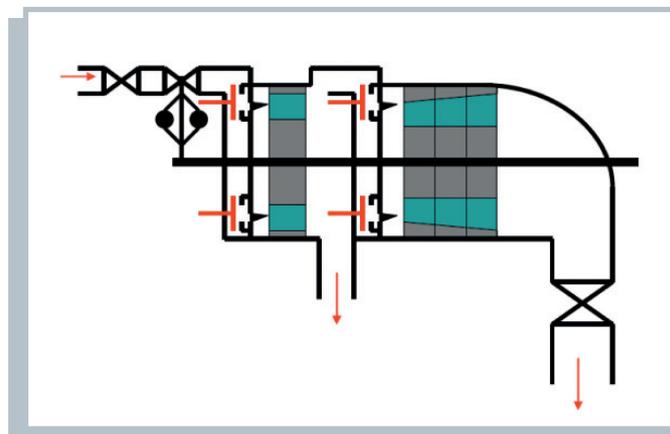


Ilustración 21. TV de extracción. Fuente: US DOE Steam BestPractices End User Training.

Laminadoras o válvulas de reducción de presión

El método más común de reducir la presión es la utilización de una estación reductora de presión, similar a la que se muestra en la ilustración siguiente.

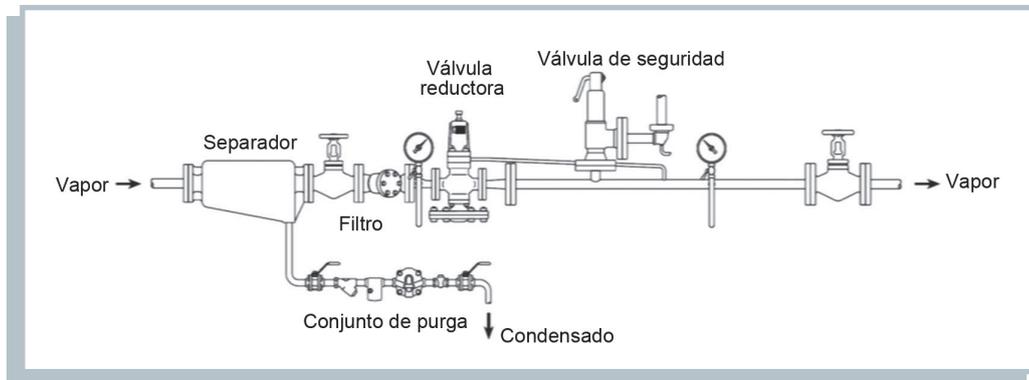


Ilustración 22. Estación de válvula reductora de presión. Fuente: Spirax Sarco.

Previo a la válvula reductora laminadora se instala un separador para eliminar el agua que arrastra el flujo de vapor. La válvula de seguridad actúa en caso de que la válvula reductora falle, cualquier exceso de presión que ocurra aguas abajo se descarga a través de esta, impidiendo daños en el equipo y accidentes.

Elementos que constituyen una estación reductora de laminación:

1. válvula de aislamiento: para cerrar el sistema y poder realizar tareas de mantenimiento
2. primer manómetro: para ver la presión de alimentación
3. filtro: para mantener limpio el sistema
4. segundo manómetro: para ajustar y ver la presión aguas abajo
5. segunda válvula de aislamiento – para establecer la presión aguas abajo en condiciones sin carga.

Turbinas vs válvulas de laminación

Por la diversidad de procesos existentes puede ser necesario que una red de vapor deba suplir demandas a diferentes niveles de presión. Por esto, para operar se debe pasar de niveles de presión alta a niveles de media y/o baja presión. Y, como se explicó anteriormente, esta reducción de presión puede lograrse mediante el empleo de válvulas o turbinas.

Dentro del ámbito de la eficiencia energética es importante aclarar que, al emplear turbinas, se genera trabajo mecánico a partir del salto de presión, en cambio, al emplear válvulas laminadoras, si bien se conserva la entalpía del fluido el salto de presión no es aprovechado. Por esto, se recomienda maximizar el uso de turbinas de vapor en lugar de válvulas laminadoras para la reducción de presiones, siempre que la instalación y el proceso lo permitan.



Aumento de presión

En la sección que trata sobre recuperación de condensando, se abordó la generación de vapor flash, es común que esta recuperación se encuentre a reducida presión lo que imposibilita su adecuada utilización y origina la necesidad de elevar su presión.

Existen dos maneras de aumentar la presión de un vapor flash, mediante compresión mecánica o por termocompresión. La primera de estas posibilidades prácticamente no se emplea, debido a los elevados costos, tanto de equipos como de energía eléctrica necesaria para su empleo.

Termocompresores de vapor

La alternativa de termocompresión precisa de equipos menos costosos y emplea la propia energía del vapor de alta presión que circula por la red de vapor. El equipo utilizado se basa en el principio del eyector de vapor, el vapor motriz a alta presión arrastra el vapor a una presión más baja y, la mezcla se descarga a una presión con un valor comprendido entre la presión de succión y la presión motriz.

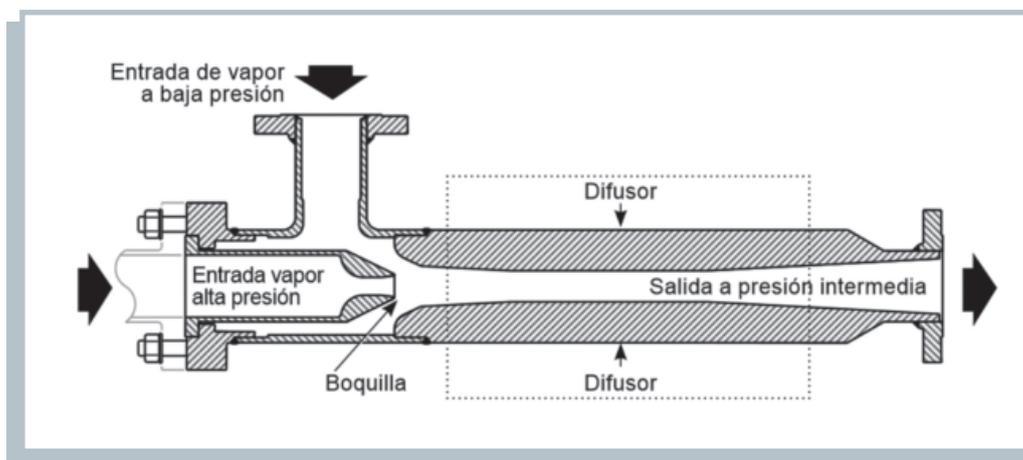


Ilustración 23. Esquema de un termocompresor. Fuente: Spirax Sarco, 2017.

En algunas circunstancias el funcionamiento requerido del termocompresor puede cambiar constantemente. Por lo tanto, la cantidad de vapor motriz requerido para hacer que el termocompresor trabaje también cambia constantemente. Hay que tener en cuenta que el diseño debe satisfacer las peores condiciones de funcionamiento previstas, que por supuesto estas corresponderán con el requisito máximo del vapor motriz. Como consecuencia de esto, cuando el termocompresor sólo se requiere para trabajar con un régimen bajo (y por lo tanto sólo requiere una pequeña cantidad de vapor motriz), si no tiene algún tipo de dispositivo de regulación del caudal de vapor, el termocompresor utilizará mucho más vapor motriz del que realmente requiere para cumplir con el régimen. Esto puede representar un desperdicio costoso del vapor motriz. En estas circunstancias se suele emplear un dispositivo de regulación del caudal de vapor, que incluye un actuador, un posicionador y un regulador de aire, montado directamente en el termocompresor.

4

Eficiencia en el uso del vapor de agua

4.1. Consideraciones generales en el uso del vapor

Un proceso industrial puede demandar vapor para usos tales como:

- Fuerza motriz: en la producción de energía eléctrica, accionamiento de equipos (bombas y compresores) o en redes de vapor (aprovechamiento energético de saltos de presión).
- Vapor de procesos: insumo o MMPP (Materias Primas) en un proceso, stripping¹⁰, fundir, esterilizar, secar, humidificar, cocinar, lavar, planchar, vacío, etc. El vapor empleado en procesos de estas características generalmente no es recuperable.
- Como medio de transferencia de calor: para calentar o evaporar una corriente o producto.

Para cada uno de los usos mencionados existen recomendaciones específicas y no es objeto de esta guía desarrollar la totalidad de las opciones posibles. Sin embargo una recomendación que aplica a la totalidad de los casos, es la "verificación" de que realmente se esté utilizando la cantidad de vapor necesaria, ni más ni menos, en las condiciones que se lo requiere (presión y temperatura adecuada).

4.2. Ejemplos de medidas de eficiencia en el uso del vapor

La utilización de vapor como fuerza motriz, fue desarrollada en la sección de redes de distribución. Siempre que sea posible es conveniente reducir la presión del vapor empleando una turbina a contrapresión que una válvula de laminación.

En general el vapor de procesos es una salida o uso, a suministrar por la caldera y no recuperable, por ello es importante:

- Analizar el proceso según norma, buenas prácticas y/o condiciones de diseño. Que sea un uso, no quiere decir que no se pueda optimizar y utilizar buenas prácticas o condiciones de diseño que permitan conocer la cantidad de vapor y los parámetros adecuados (presión y temperatura).
- Los procesos que requieren "vapor de procesos" deben ser estudiados de manera ad hoc, debido a que presentan particularidades asociadas al tipo de proceso u objetivo.
- En caso de que una parte importante del vapor generado en las calderas sea consumido como "vapor de procesos", es recomendable contar con mediciones.

¹⁰ Proceso de separación física de uno o más componentes de una corriente líquida utilizando una corriente de gas o vapor como medio.



Por ejemplo, el uso de *vapor en antorchas* en plantas químicas, petroquímicas, refinerías de petróleo, etc. tiene como objetivo mejorar la combustión y evitar las emisiones ocasionadas por la combustión incompleta. Si se suministra menos vapor que el requerido no se cumple el objetivo, y si por el contrario se ingresa más vapor del necesario no se utiliza el excedente y se tira por la misma antorcha. Para una correcta gestión del vapor se sugiere emplear la Norma API 521 que determina el caudal de vapor mínimo requerido en función del peso molecular del gas quemado, para que la antorcha no humee. Resta comentar que la aplicación de esta norma requiere de una adecuada instrumentación.

Otro de los usos del vapor es como *medio de calefacción*, primeramente, es importante verificar la real necesidad de calefacción en función de la temperatura ambiente y la temperatura requerida en línea o tanque en cuestión. Luego solicitar la revisión de las condiciones de diseño (T, P y diferencial de presión) al momento de agregar nuevos requerimientos sobre el mismo servicio, si el vapor condensa antes de lo necesario no se cumplirá con el objetivo de temperatura y seguramente se consumirá más.

El vapor puede emplearse como medio de *transferencia de calor* en un *recipiente con un producto* que se quiere calentar con vapor a través de un serpentín. El vapor condensa cede su entalpía de evaporación a la pared metálica del serpentín, el cual la transfiere al producto. Una buena práctica es contemplar que a medida que el vapor condensa, se forma agua que debe ser drenada.

Algo similar sucede cuando la *transferencia de calor* se da en un *intercambiador de calor*. Un inadecuado drenado del condensado puede ocasionar inestabilidad térmica, corrosión excesiva y/o ruido y daños en los equipos por golpe de ariete. En estos casos se recomienda la instalación de una trampa de vapor o un pote de condensado para un mejor aprovechamiento energético.

Para una adecuada optimización de los distintos usos que se le puede dar al vapor puede ser necesario contar con la asistencia técnica específica en procesos determinados.

5.1. Anexo I - Diagrama de Mollier

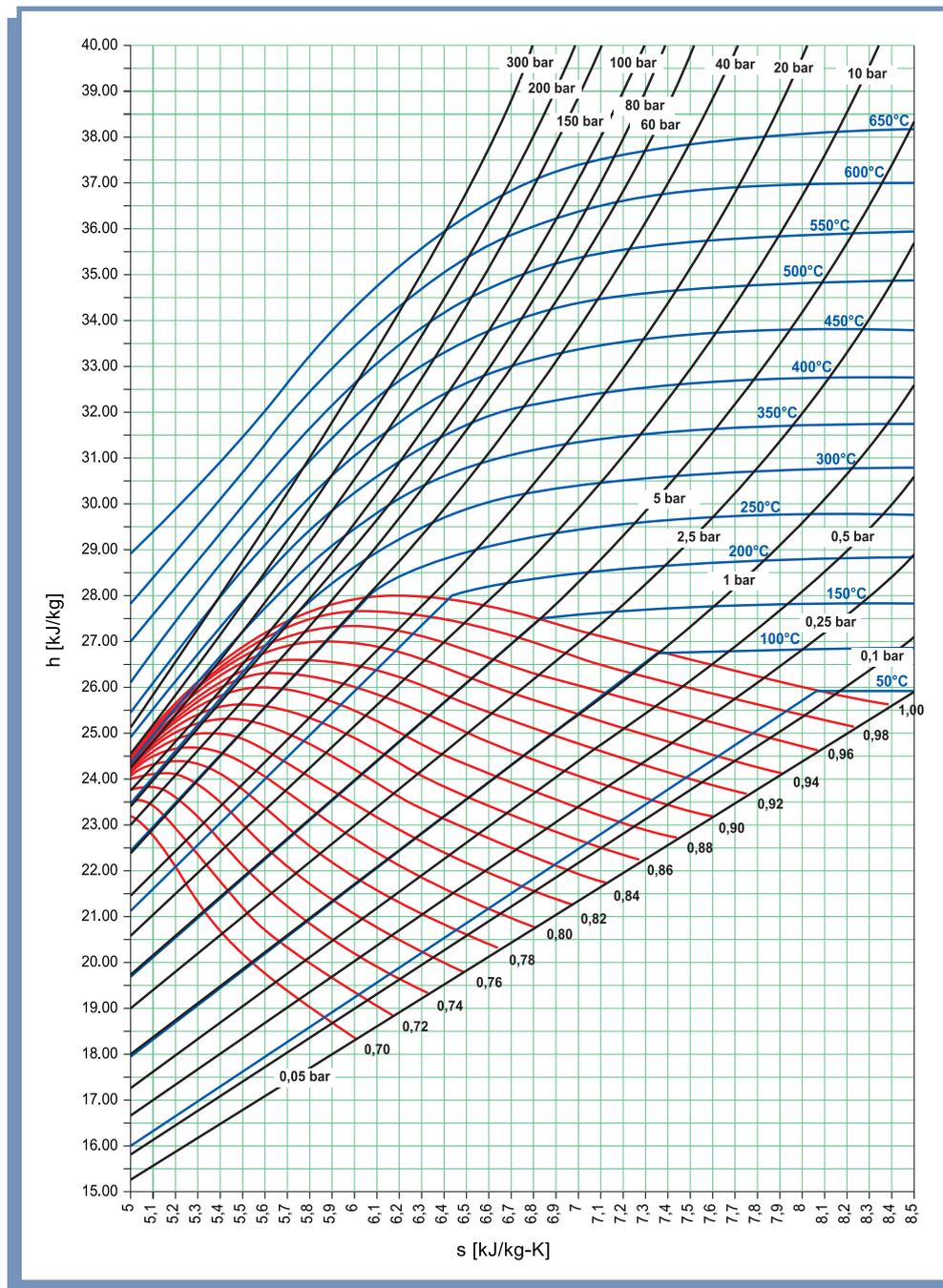


Ilustración 24 Diagrama de Mollier. Fuente Academia (Mar Cledera Castro)

Este es un diagrama que representa entalpía frente a entropía¹¹, pudiéndose obtener de él, las propiedades termodinámicas del agua en cualquiera de sus estados y situaciones.

¹¹ Función termodinámica que depende de P y T e indica el grado de desorden molecular de un sistema.



5.2. Anexo II - Mediciones en calderas

A continuación, se listan mediciones necesarias para estimaciones y cálculos de eficiencia en calderas.

1. Condiciones del ambiente

- Temperatura de bulbo seco, tomada en la sala de máquinas junto a la caldera.
- Temperatura de bulbo húmedo, temperatura medida con psicrómetro.
- Humedad relativa, determinada por tablas psicrométricas por medio de los datos anteriores.
- Presión barométrica, a través de barómetro, teniendo en cuenta la elevación sobre el nivel del mar. Como método alternativo se podrán usar datos del servicio meteorológico Nacional.

2. Caudal de vapor

Esta medición se realiza a través de medidores de flujo ubicados en la cañería de salida de vapor de la caldera. Puede medirse, como método alternativo la variación de nivel en el tanque de agua de alimentación, cerrando las purgas.

También puede determinarse el caudal de vapor, teniendo la curva de la bomba de diseño suministrada por el fabricante, conociendo la presión de descarga.

Por último, puede medirse el agua de alimentación que ingresa a la caldera, cerrando aquellas válvulas que puedan afectar la medición.

3. Temperatura del vapor

Por medio de termómetro, ubicado en la cañería de salida de vapor de la caldera. Otra opción, si fuera vapor saturado, es conocer la presión de trabajo y haciendo uso de tablas de agua se puede obtener este parámetro.

Para el caso de vapor sobrecalentado, en caso de no existir termómetros, una buena práctica que se puede emplear es a modo de aproximación es medir la temperatura en un punto conveniente, desnudo y limpio y sumarle 15°C.

4. Presión de vapor

Por medio de manómetro ubicado en la cañería de descarga de vapor de la caldera.

Otra opción es determinar la presión, conociendo la temperatura del vapor en caso de que se trate de vapor saturado.

5. Análisis de gases

Por medio del analizador Orsat o analizador electrónico de gases de combustión.

Las muestras se deben tomar cerca de la fuente, a salida del conducto de escape de la caldera.

- Temperatura de gases.

Por medio de termómetro o termopar, en el mismo lugar donde se tomó la muestra de gases.

6. Caudal de agua de alimentación

Por medio de medidores ya instalados, también pueden utilizarse medidores ultrasónicos externos.

- Temperatura de agua de alimentación: por medio de termómetro instalado.
- Presión de agua de alimentación: por medio de manómetro ya instalado.

7. Características del combustible

Utilizar la información del combustible del proveedor o realizar análisis de laboratorio.

- Cantidad de combustible:
 - 1) Gaseoso: por medio de medidor de flujo de orificio (placa), compensado por temperatura, presión y humedad.
 - 2) Líquido: por medidor de flujo y compensado por temperatura.
 - 3) Sólidos: mediante pesado del combustible.

8. Cantidad de purga continua

Por medio de la diferencia entre el flujo de vapor y el flujo de agua de alimentación. También puede utilizarse medidor ultrasónico.

9. Fugas en trampas

Equipo de ultrasonido, estetoscopio, termómetro.

10. Mediciones en Superficies calientes

Para cañerías y tanques, tomar la medición de temperatura en la superficie de aislamiento, teniendo en cuenta la longitud de la cañería y la superficie del tanque.

5.3. Anexo III - Métodos para determinar eficiencia en calderas

Cálculo de eficiencia en caldera - método indirecto:

Con este método, conocido también como pérdidas de calor, se determina la eficiencia mediante la sustracción en porcentaje de la suma de las pérdidas medidas en la caldera. Consiste en la evaluación de las pérdidas en la caldera y del calor suministrado como crédito con los fluidos que entran a ella. Cálculos para la determinación del método indirecto (de pérdidas de calor).

La eficiencia será cuantificada mediante la expresión:

$$\text{Eficiencia} = (1 - \text{Pérdidas}) \times 100\%$$

Se requiere determinar:

- a) Total de Pérdidas de Calor por:
 - gases secos
 - formación de CO
 - radiación



- combustión de H₂
- humedad del aire
- humedad en el combustible
- pérdidas no determinadas
- pérdidas por purga

1. Pérdidas de calor por gases secos

$$\frac{L_g \times 100}{(H_f + B)}$$

Donde:

L_g = Pérdidas por gases secos, kJ/kg cq (de combustible quemado).

H_f = Calor suministrado con el combustible, kJ/kg.

B = Créditos, kJ/kg.

Se debe determinar L_g .

$$L_g = W_g \times Cp_g \times (T_g - T_{Ref})$$

W_g = Gasto de gases secos, kg gas/kg cq.

Cp_g = Calor específico de los gases de secos, kJ/kg°C.

T_g = Temperatura de los gases de escape, °C.

T_{Ref} = Temperatura de referencia, °C (temperatura ambiente donde se ubica la caldera).

Siendo W_g :

$$W_g = \frac{\left[(44,01 \times CO_2 + 32 \times O_2 + 28,02 \times N_2 + 28,01 \times CO) \times \left(c + \frac{12,01 \times S}{32,07} \right) \right]}{[12,01 \times (CO + CO_2) / 100]}$$

CO_2 = Dióxido de carbono en los gases de escape, %

O_2 = Oxígeno en los gases de escape, %

N_2 = Nitrógeno en los gases de escape, %

C = Carbono en el combustible, %

S = Azufre en el combustible, %

Más adelante se desarrolla la metodología de cálculo de los créditos.

2. Pérdidas por formación de CO

$$\frac{L_{CO} \times 100}{(H_f + B)}$$

Donde:

L_{CO} = pérdidas por formación de CO, definida por:

$$L_{CO} = \frac{\left(CO \times 10160 \times 1,0549 \times 2,205 \times \frac{C}{100} \right)}{(CO_2 + CO)} \quad (\text{kJ/kg cq})$$

3. Pérdidas por radiación: L_{R1} , %

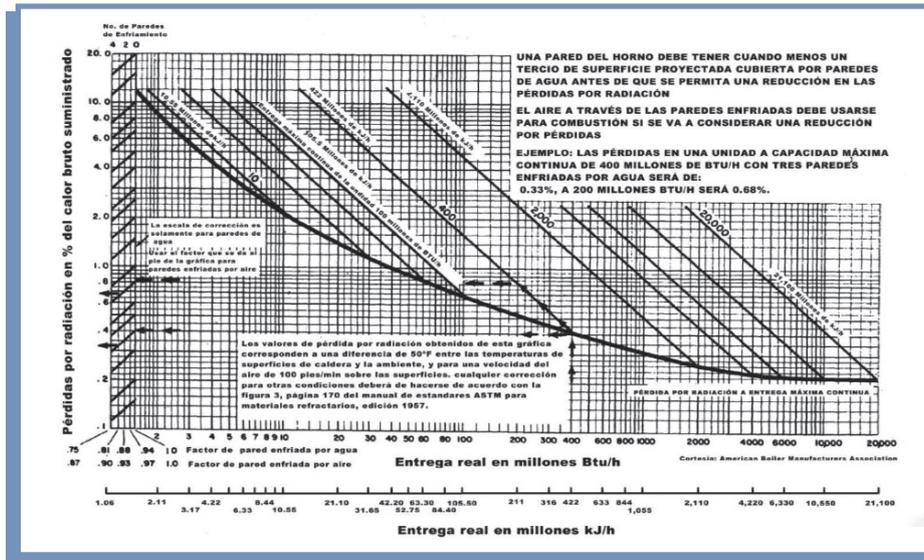


Ilustración 25. Pérdidas por radiación. Fuente: Norma ASME.

4. Pérdidas por la humedad producto de la combustión del hidrógeno

$$\frac{L_h \times 100}{(H_f + B)}$$

Siendo:

L_h = Pérdidas por la humedad producto de la combustión del H_2 , kJ/kg cq.

$$L_h = 8,936 \times H_2 \times (h_{p_v} - h_{W_{Sat}})$$

Donde:

H_2 = Hidrógeno en el combustible, %

h_{p_v} = Entalpía del vapor a la presión P_{m_g} y T_{gas} , kJ/kg

$h_{W_{Sat}}$ = Entalpía del líquido saturado a T_{ref} , kJ/kg

P_{m_g} = Presión parcial de la humedad en el flujo de gases, bar.

Para determinar P_{m_g} :

$$P_{m_g} = \frac{P_b}{\left[1 + \left(\frac{1,5 \times C}{m_g} \times (CO_2 + CO)\right)\right]}$$

P_b = Presión barométrica en el lugar, bar.

m_g = Contenido de la humedad en los gases de escape, kg agua/kg g.

Se debe determinar m_g :

$$m_g = 8,936 \times H_2 / 100 + W_a \times W_{aw}$$

Donde:

W_a = Gasto de aire seco, kg as/kg cq.

W_{aw} = Humedad en el aire, kg agua / kg as.



Para determinar W_a :

$$W_a = \left(\frac{W_{N_2} - W_2}{100} \right) / 0,7685$$

Siendo:

W_{N_2} = Gasto de nitrógeno, $\text{kg}_{N_2}/\text{kg}$ cq.

$$W_{N_2} = \left[\left(\frac{28,02 \times N_2}{(12,01 \times (CO_2 + CO))} \right) \times \left(C + \frac{12,01 \times S}{32,07} \right) / 100 \right]$$

5. Pérdidas por la humedad en el aire

$$\frac{L_{ma} \times 100}{(H_f + B)}$$

Donde:

L_{ma} = Pérdidas por humedad del aire, kJ/kg cq.

$$L_{ma} = W_a \times W_{ae} \times (h_{p_v} - h_{w_{sat}})$$

6. Pérdidas por humedad en el combustible

$$\frac{L_{mf} \times 100}{(H_f + B)}$$

Donde:

L_{mf} = pérdidas por humedad en el combustible.

$$L_{mf} = \frac{H_2O \times (h_{p_v} - h_{w_{sat}})}{100}$$

Siendo H_2O el agua en el combustible, %.

7. Pérdidas no determinadas: L_i , % (Información que suministra el fabricante de la caldera)

Para las pérdidas no determinadas se hace uso de la siguiente tabla:

Pérdidas	Condición
1.0%	Combustibles líquidos y gaseosos
1.5%	Combustibles sólidos
4%	Generador de vapor en mal estado

8. Pérdidas por purga

$$Q_{pc} = W_{pc} \times h_{pc}$$

Donde:

W_{pc} = Flujo másico de la purga continua, kg/s .

H_{pc} = Entalpía de la purga continua, kJ/kg .

Cálculo de créditos

9. Calor en el aire de entrada

$$B_a = W_a \times C_{p_{as}} (T_a - T_{Ref})$$

Donde:

$C_{p_{as}}$ = Calor específico del aire seco, kJ/(kg as °C).

T_a = Temperatura del aire a quemadores, °C.

10. Calor sensible en el combustible

$$B_f = C_{p_f} \times (T_f - T_{Ref})$$

Donde:

C_{p_f} = Calor específico del combustible, kJ/(kg °C).

T_f = Temperatura del combustible, °C.

11. Calor en el vapor de atomización

$$B_z = \frac{W_{va} \times (h_{va} - h_{vSat})}{W_f}$$

Donde:

W_{va} = Gasto de vapor de atomización externo a la unidad, kg/s.

h_{va} = entalpía del vapor de atomización, kJ/kg.

h_{vSat} = entalpía del vapor saturado a Tref, kJ/kg.

W_f = gasto de combustible, kg/s.

12. Calor suministrado con la humedad que entra con el aire

$$B_m = W_a \times W_{aw} \times C_{p_v} (T_a - T_{Ref})$$

Donde:

C_{p_v} = Calor específico del vapor, kJ/(kg °C).

T_a = Temperatura de aire a quemadores, °C.

13. Créditos

$$B = (B_a + B_f + B_z + B_m)$$

Una vez determinados los créditos se determina la eficiencia como:

$$\text{Eficiencia} = 100 - \text{Suma\% Pérdidas} + \text{Suma\%Créditos00}$$

Cálculo de eficiencia en caldera - método directo:

Este método, conocido también como entradas y salidas, cuantifica la forma en que es utilizado el calor suministrado por el combustible, el agua de alimentación y créditos, por lo tanto, determina cuánto calor es usado para la producción de vapor y cuánto se pierde en la purga continua y las pérdidas de la caldera.



Para este método se debe evaluar:

- Calor que entra con el combustible.
- Calor que entra con el agua de alimentación.
- Calor que entra por los Créditos.
- Calor que sale con el vapor generado.
- Calor que sale con la purga continua.
- Calor que sale con las pérdidas de la caldera.

Cálculos para la determinación del método directo (de entradas y salidas)

La eficiencia será cuantificada mediante la expresión:

$$Eficiencia = \frac{Q_{aprovechado}}{Q_{suministrado}} \times 100\%$$

1. Calor total de entrada

$$Q_{TE} = Q_f + Q_b + Q_{AA}$$

Donde

Q_{TE} = Calor Total de entrada, kJ/s.

Q_f = Calor que entra con el combustible, kJ/s.

Q_b = Créditos, kJ/s.

Q_{AA} = Calor que entra con el agua de alimentación, kJ/s.

Se debe determinar el calor que entra con el combustible

$$Q_f = W_f \times h_f$$

Luego el calor por créditos

$$Q_b = B \times W_f$$

Por último, el calor que entra con el agua de alimentación

$$Q_{AA} = W_{AA} \times h_{AA}$$

Donde:

W_{AA} = Flujo másico del agua de alimentación kg/s.

h_{AA} = Entalpía del agua de alimentación kJ/kg.

2. Calor total de salida

$$Q_{TS} = Q_V + Q_{Pc} + Q_P$$

Donde

Q_V = Calor que sale con el vapor principal.

Q_{Pc} = Calor que sale con la purga continua.

Q_P = Pérdidas en la caldera.

El calor que sale con el vapor principal

$$Q_V = Q_{Va} + Q_{Vm} + Q_{Vb}$$



5.4 Anexo IV - Planillas de relevamiento y cálculos

Mediciones en calderas

Relevamiento cálculo de eficiencia de la caldera			
Datos a relevar	valor	unidad	observaciones
Presión de la caldera (P_c)			lectura directa
Temperatura del agua de alimentación (T_a)			lectura directa
Entalpía del agua de alimentación (h_a)			dato tabulado en función de la presión y temperatura
Entalpía del agua saturada (h_l)			dato tabulado en función de la presión y temperatura
Entalpía del vapor saturado (h_v)			dato tabulado en función de la presión y temperatura
Calor latente del vapor (ΔH)			dato tabulado en función de la presión y temperatura
Caudal de agua de alimentación (q_a)			lectura directa
Caudal máximo de agua de alimentación (q_{máx})			lectura directa
Caudal de purga (q_{purga})			cálculo indirecto en función de la producción del vapor y el TDS
Poder calorífico Inferior del combustible (PC_i)			dato tabulado
Consumo de combustible (Q_{comb})			lectura directa

$$\eta = \frac{(q - q_{purga}) (h_l + 0,98 * \Delta H - h_a)}{(Q_{comb} * PC_i)}$$

Otro método

Para implementar este método, se debe conocer el caudal de vapor producido por la caldera (Q_{vapor}), los demás datos que se incluyen en el incluyen en el cálculo se encuentran detallados en la tabla anterior.

$$\eta = \frac{Q_{vapor} (h_v - h_a)}{Q_{comb} * PC_i}$$

Relevamiento cálculo de tasa retorno de condensado

Datos a relevar	valor	unidad	observaciones
Temperatura de agua de reposición (T_{ar})			lectura directa. Es conveniente hacer un promedio
Temperatura de agua de retorno de condensado (T_{rc})			lectura directa. Es conveniente hacer un promedio
Temperatura de agua en el tanque de alimentación (T_{ta})			lectura directa. Es conveniente hacer un promedio

$$\%RC = \frac{(T_{ar} - T_{ta})}{(T_{ta} - T_{rc})}$$

5.5 Anexo V - Tablas de espesor óptimo de aislante

(pulgadas)

Diámetro (pol)	Temperatura (°C)															
	50	75	100	125	150	175	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650
1/2									51							
3/4																
1																
1 1/4																
1 1/2																
2																
2 1/2																
3																
4																
5																
6																
8																
10																
12	25		38		51		76		89		102		140			
14																
16																
18																
20																



Diferencia de temperatura entre vapor y aire °C	Tamaño de tubería									
	15 mm	20 mm	25 mm	32 mm	40 mm	50 mm	65 mm	80 mm	100 mm	150 mm
	W/m									
56	54	65	79	103	108	132	155	188	233	324
67	68	82	100	122	136	168	198	236	296	410
78	83	100	122	149	166	203	241	298	360	500
89	99	120	146	179	205	246	289	346	434	601
100	116	140	169	208	234	285	337	400	501	696
111	134	164	198	241	271	334	392	469	598	816
125	159	191	233	285	285	394	464	555	698	969
139	184	224	272	333	333	458	540	622	815	1.133
153	210	255	312	382	382	528	623	747	939	1.305
167	241	292	357	437	437	602	713	838	1.093	1.492
180	274	329	408	494	494	676	808	959	1.190	1.660
194	309	372	461	566	566	758	909	1.080	1.303	1.852

Nota: Emisión de calor en tuberías horizontales sin protección con temperatura ambiente entre 10 °C y 21 °C y aire en calma.

Tabla 7. Emisiones de calor en las tuberías.

6 Referencias y bibliografía

Determining & Testing Boiler Efficiency for Commercial/Institutional Packaged Boilers. American Boiler Manufacturer's Association, AMBA, 2008.

Análise de Problemas de Fissuração em Soldadura de AçosGrau 91. Tesis Técnico Lisboa, 2014. Joao Miguel Sucena Marques.

Bases para el ahorro de calderas y sistemas de vapor. CONUEE. Octubre 2009. V.1.1

Eficiencia Energética en la Generación y Distribución del Vapor, Colciencias Colombia, Libertad y Orden UPME. 2015

Fundamentos de Termodinámica Técnica, 2º Edición. Moran & Shapiro; octubre 2008.

Guía de vapor para la industria. CONAE. Octubre 2002

HowStuffWorks (2008) <https://science.howstuffworks.com/>

Improving steam system performance: a sourcebook for industry. Second edition, DOE (Department of Energy US). October 2012

Manual de capacitación en Optimización de sistemas de vapor industrial (OSV). ONU-DI. Junio 2014

Manual técnico: "Diseño y cálculo de redes de vapor". Junta de Castilla y León. Diciembre de 2010

SPIRAX SARCO "Design of Fluid Systems – Steam Utilization"

Steam & Condensate Loop (6th Edition), Spirax Sarco. 2011.

Steam Theory. TLV Engineering. On-line

Tesis ingeniería mecánica, Universidad Cesar Vallejos Purizaca Felipa, Rafael Alonso. 2015.

Tips sheets by system, DOE (Department of Energy US) <https://www.energy.gov/eere/amo/tip-sheets-system>

Curso de "Eficiencia Energética en Sistemas de Vapor", Energy Performance SRL, 2013.

Curso "Centrales Térmicas de Ciclo Combinado", Renovetc.

Disminución de costos energéticos, IRCE.

Suipacha 233, local 20° piso 1°, CABA
Tel.: 4393-2005
<http://www.cacme.org.ar>
<http://www.lideresenergeticos.org.ar/>
cacme@cacme.org.ar