



[ EFICIENCIA  
ENERGÉTICA ]

Guía para la Calificación de Consultores en  
EFICIENCIA ENERGÉTICA

[ Santiago - Chile ]



## **GUÍA PARA LA CALIFICACIÓN DE CONSULTORES EN EFICIENCIA ENERGÉTICA**

### **Proyecto Fomento de Eficiencia Energética**

#### **Por encargo de:**

#### **Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Federico Fröbel 1776/1778. Providencia. Santiago. Chile

[www.giz.de](http://www.giz.de)

#### **Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE)**

Monseñor Sótero Sanz n.º221

Providencia. Santiago. Chile

[www.acee.cl](http://www.acee.cl)

#### **Ministerio de Energía**

Avenida Libertador Bernardo O'Higgins n.º 1449

Edificio Santiago Downtown II, piso 14.

Santiago. Chile.

#### **En el marco del proyecto**

**“Fomento de Eficiencia Energética”** (Ministerio de Energía-AChEE/GIZ)

Coordinación: Comité Técnico.

#### **Preparado por:**

Programa de Estudios e Investigaciones en Energía

Rebeca Matte n.º 79. Santiago. Chile

(56-2) 9782077 / 9782387

[www.prien.cl](http://www.prien.cl)

## **ACLARACIÓN**

Este material fue preparado por encargo del proyecto “Fomento de la Eficiencia Energética” implementado por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE) (heredera del Programa País Eficiencia Energética (PPEE)) del Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Sin perjuicio de ello, las conclusiones, opiniones y recomendaciones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. De igual forma, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar no constituye en ningún caso una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando se cite la fuente de referencia.

## CONTENIDO

<b>ACLARACIÓN</b> .....	<b>3</b>
<b>Contenido</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Introducción</b> .....	<b>8</b>
1.1    Objetivos específicos de la Guía .....	8
1.2    Alcances y expectativas de la Guía.....	8
1.3    Acerca de las preguntas de examen .....	9
<b>2 Beneficios de la Eficiencia Energética</b> .....	<b>11</b>
2.1    Beneficios individuales de la Eficiencia Energética .....	11
2.2    Beneficios locales, regionales y nacionales de la eficiencia energética .....	12
<b>3 Diagnósticos energéticos y gestión de la energía en la industria</b> .....	<b>13</b>
3.1    Diagnósticos energéticos o auditorías .....	13
3.2    Enfoque sistémico para un correcto diagnóstico de eficiencia energética.....	14
3.3    Trabajo de la empresa en la auditoría: condición necesaria para el éxito.....	15
3.4    Tipos de auditorías energéticas .....	15
3.5    Desarrollo de una auditoría energética .....	16
3.6    Gestión de la Energía .....	18
3.7    Norma ISO 50001: Energy management systems.....	19
3.8    Referencias bibliográficas .....	20
<b>4 Calidad de la energía en la eficiencia energética</b> .....	<b>21</b>
4.1    Motivación .....	21
4.2    Calidad de la energía en conversiones energéticas - Exergía .....	21
4.3    Calidad de la electricidad .....	23
4.4    Referencias bibliográficas .....	25
<b>5 Combustibles y combustión</b> .....	<b>26</b>
5.1    Combustibles y clasificación .....	26
5.2    Composición de los combustibles.....	28
5.3    Combustión.....	30
5.4    Control de la eficiencia de la combustión.....	35
5.5    Estimación del consumo de combustible .....	36
5.6    Problemas tipo examen .....	36
5.7    Referencias bibliográficas .....	37

<b>6</b>	<b>Calderas y distribución de vapor .....</b>	<b>38</b>
6.1	Conceptos importantes.....	38
6.2	Clasificación general de calderas .....	39
6.3	Evaluación de la eficiencia de una caldera.....	42
6.4	Elementos de eficiencia y pérdidas de energía en calderas .....	44
6.5	Elementos asociados a la eficiencia energética del sistema de distribución de vapor y retorno de condensado .....	46
6.6	Problemas tipo examen .....	49
6.7	Referencias bibliográficas .....	49
<b>7</b>	<b>Hornos industriales y secadores .....</b>	<b>50</b>
7.1	Preámbulo.....	50
7.2	Hornos y clasificación.....	50
7.3	Secadores.....	54
7.4	Evaluación de la Eficiencia Eenergética de hornos y secadores .....	56
7.5	Pérdidas de energía y opciones de efciencia en hornos y secadores .....	57
7.6	Problemas tipo examen .....	59
7.7	Referencias bibliográficas .....	59
<b>8</b>	<b>Refrigeración.....</b>	<b>60</b>
8.1	Aspectos generales .....	60
8.2	Clasificación general .....	60
8.3	Elementos del ciclo de refrigeración por compresión .....	62
8.4	Chillers .....	64
8.5	Eficiencia Energética en sistemas de refrigeración.....	66
8.6	Medidas de Eficiencia Energética en sistemas de refrigeración .....	68
8.7	Problemas tipo examen .....	71
8.8	Referencias bibliográficas .....	71
<b>9</b>	<b>Recuperación de calor de procesos .....</b>	<b>72</b>
9.1	Concepto.....	72
9.2	Clasificación según la temperatura del calor residual .....	72
9.3	Elementos metodológicos para la recuperación de calor.....	73
9.4	Recuperación de calor mediante análisis pinch.....	73
9.5	Sistemas de recuperación de calor .....	75
9.6	Eficiencia Energética en la recuperación de calor.....	79
9.7	Problemas tipo examen .....	80
9.8	Referencias bibliográficas .....	80

<b>10</b>	<b> Mercado eléctrico y tarificación en Chile.....</b>	<b>82</b>
10.1	Introducción y objetivos del capítulo.....	82
10.2	Generación.....	82
10.3	Transmisión: descripción y tarificación.....	84
10.4	Distribución.....	85
10.5	Identificación de pérdidas de energía en cada segmento del sistema.....	86
10.6	Precios de Nudo.....	87
10.7	Precios a clientes finales o tarifas de consumo.....	89
10.8	Cambio de tarifa v/s Eficiencia Energética.....	94
10.9	Sitios web con información del sector eléctrico.....	94
10.10	Referencias bibliográficas.....	95
<b>11</b>	<b> Autoproducción de electricidad.....</b>	<b>96</b>
11.1	Aspectos generales.....	96
11.2	Aspectos legales.....	98
11.3	Autoproducción con grupos electrógenos.....	100
11.4	Referencias bibliográficas.....	104
<b>12</b>	<b> Cogeneración industrial.....</b>	<b>105</b>
12.1	Cogeneración: el verdadero concepto.....	105
12.2	Clasificación general.....	105
12.3	Tecnologías de cogeneración más comunes.....	106
12.4	Eficiencia Energética de la cogeneración.....	108
12.5	Medidas de Eficiencia Energética en la cogeneración.....	110
12.6	Cuando es posible cogenerar.....	111
12.7	Opciones comerciales de la cogeneración.....	112
12.8	Versatilidad del abastecimiento energético país con cogeneración.....	112
12.9	Problemas tipo examen.....	113
12.10	Referencias bibliográficas.....	113
<b>13</b>	<b> Instalaciones eléctricas y factor de Potencia.....</b>	<b>114</b>
13.1	Diagrama de pérdidas para instalaciones eléctricas.....	114
13.2	Transformadores.....	114
13.3	Líneas y elementos de distribución interna de electricidad.....	118
13.4	Factor de potencia y su compensación.....	123
13.5	Armónicas.....	131
13.6	Desbalance de fases.....	135
13.7	Problemas tipo examen.....	137

13.8	Referencias bibliográficas .....	138
<b>14</b>	<b>Motores eléctricos y variadores de frecuencia .....</b>	<b>139</b>
14.1	Motores eléctricos .....	139
14.2	Variadores de frecuencia .....	152
14.3	Problemas tipo examen .....	156
14.4	Referencias bibliográficas .....	157
<b>15</b>	<b>Equipos accionados por motores eléctricos.....</b>	<b>158</b>
15.1	Introducción.....	158
15.2	Sistemas de bombeo y ventilación .....	159
15.3	Aire comprimido .....	167
15.4	Correas transportadoras.....	172
15.5	Problemas tipo examen .....	176
15.6	Referencias bibliográficas .....	177
<b>16</b>	<b>Iluminación .....</b>	<b>179</b>
16.1	Terminología básica .....	179
16.2	Equipos.....	180
16.3	Normativa vigente y niveles de iluminación recomendados por tipo de actividad/locación. ....	183
16.4	Eficiencia Energética en sistemas de iluminación.....	185
16.5	Información a recopilar y mediciones recomendadas para el correcto desarrollo de un proyecto de iluminación .....	187
16.6	Procedimiento para la realización de un proyecto de iluminación eficiente.....	188
16.7	Introducción al uso de software de diseño de iluminación interior .....	190
16.8	Problemas tipo examen .....	193
16.9	Referencias bibliográficas .....	193
<b>17</b>	<b>Evaluación económica y financiamiento de proyectos de eficiencia energética .....</b>	<b>195</b>
17.1	Evaluación económica de proyectos de Eficiencia Energética.....	195
17.2	Opciones de financiamiento .....	202
17.3	Estructura de un proyecto bancable.....	202
17.4	Referencias bibliográficas .....	203

## 1 INTRODUCCIÓN

La presente “**Guía para Calificación de Consultores en Eficiencia Energética**” -en adelante, la Guía - fue elaborada por el Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile (PRIEN), a solicitud del Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), actual Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE) y financiado por la GIZ.

El objetivo general de la Guía es establecer un marco de referencia al tipo de conocimiento que se espera tengan los postulantes al Registro de Consultores en Eficiencia Energética -en adelante, el registro.

No obstante, la Guía puede ser usada como una orientación general para ingenieros y empresas que deseen iniciar el camino de la eficiencia energética y a quienes desempeñen el rol de contraparte técnica de los consultores en Eficiencia Energética.

**Esta Guía fue elaborada junto a un documento separado complementario que contiene “ejemplos prácticos”.** Cada capítulo de ejemplos de dicho documento está vinculado a un capítulo de esta Guía, fácilmente identificable por su nombre. Dichos ejemplos están inspirados o extraídos de situaciones reales que puede enfrentar un consultor en una industria, con distinto grado de dificultad y están presentados de distintas maneras, intentando representar las dificultades que se enfrentan al realizar una auditoría energética. Además, algunos de esos ejemplos cuentan con análisis y/o evaluación económica, lo cual se indica en el nombre del capítulo respectivo.

### 1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS DE LA GUÍA

La Guía fue desarrollada con los objetivos siguientes:

- Contar con un documento relativamente breve, cuya lectura permita a los consultores saber qué temas deben dominar para calificar como consultores en Eficiencia Energética.
- Definir un nivel mínimo de conocimientos y criterio profesional que debe tener un consultor en Eficiencia Energética.
- Dar una referencia del nivel de dificultad de problemas de eficiencia energética que enfrentará el consultor en el examen de calificación respectivo.
- Introducir algunos conceptos importantes que son parte de la Eficiencia Energética.
- Dar énfasis a los beneficios de la Eficiencia Energética, para hacer fomento.
- Y contribuir al buen desarrollo y mejora de la Eficiencia Energética en el país.

### 1.2 ALCANCES Y EXPECTATIVAS DE LA GUÍA

El lector debe tener en cuenta que **la Guía no es exhaustiva en sus contenidos**, es decir, los temas expuestos han sido desarrollados con menor profundidad respecto a la que debe poseer un especialista en Eficiencia Energética, ya que un desarrollo profundo de cada tema requeriría no menos de 1.000 páginas y puede encontrarse en cualquier handbook de Eficiencia Energética o de energy management.

La Guía contiene, por lo tanto, una síntesis de conocimientos básicos en Eficiencia Energética, para orientar a los consultores en la preparación del examen de calificación; la Guía supone que sus usuarios cuentan con

una formación adecuada en ciencias básicas de la ingeniería (especialmente en materias de mecánica y electricidad) y en evaluación de proyectos, con orientación hacia la Eficiencia Energética; y que, además, conocen y tienen experiencia en los temas aquí tratados, de acuerdo a los requisitos de postulación al registro, entre los cuales está el haber trabajado anteriormente en Eficiencia Energética.

La Guía está ordenada por temas, desarrollando en ellos el conocimiento, criterio y experiencia que se consideran necesarios tener, para hacer Eficiencia Energética; al final de cada capítulo técnico y del capítulo de evaluación económica, hay un subcapítulo que contiene ejemplos tipo examen.

La Guía ha sido elaborada a partir de distintas referencias, listadas al final de cada capítulo, complementada y enriquecida con el conocimiento y experiencia del equipo de trabajo del PRIEN. Las referencias consideradas pueden ser usadas para profundizar en aquellos temas que el usuario considere necesario analizar más a fondo. Por otro lado, se informarán otras referencias para cubrir aspectos más básicos de la Eficiencia Energética, que esta Guía asume conocidos.

La Guía y el documento de ejemplos prácticos están elaborados para la realidad actual de la industria mediana y pequeña de Chile (año 2010), la que debería ir mejorando en el tiempo y, por lo tanto, los consultores en Eficiencia Energética también deberán ir progresando y especializándose cada vez más. Los problemas de Eficiencia Energética que enfrenta la industria actualmente son problemas relativamente básicos; una vez que esté superado este nivel, los consultores en Eficiencia Energética se enfrentarán a ineficiencias cuya solución exigirá una mayor preparación y especialización, la que podría llegar incluso a requerir especialización a nivel de procesos. Por lo tanto, esta Guía y los ejemplos prácticos deberán ser actualizados en unos años más y periódicamente, según los requerimientos de la Eficiencia Energética en la industria chilena.

En la Guía se han introducido algunos conceptos importantes en Eficiencia Energética, aún poco conocidos y poco usados en Chile, con la finalidad de que los consultores comiencen a familiarizarse con ellos. Estos son el concepto de “**exergía**” presentado en el Capítulo 5 de calidad de la energía y el “**análisis pinch**” presentado en el Capítulo 9 de recuperación de calor. Ambos conceptos no serán objeto de evaluación para la calificación de los consultores, al menos por ahora, pero se espera que sí lo sean en un futuro.

### 1.3 ACERCA DE LAS PREGUNTAS DE EXAMEN

Al final de cada capítulo de la Guía se presentan preguntas y problemas tipo examen relacionado con los temas abordados en el capítulo respectivo.

Las preguntas de los exámenes de calificación tienen un grado de dificultad comparable a dichos ejemplos y a los ejemplos prácticos del documento complementario a esta Guía, con una extensión acorde al tiempo propio de un examen.

La presencia de ejemplos simples en algunos temas no significa que las preguntas de examen de ese tema serán así de simples, ya que se aspira a tener consultores de alto nivel para resolver correctamente las complejidades de la Eficiencia Energética en la industria chilena, y el examen será acorde a esa aspiración.

Finalmente, queremos felicitar y agradecer al PPEE (actual AChEE) y la GIZ por la iniciativa y colaboración en el desarrollo de esta Guía, que esperamos cumpla su finalidad y sea fructífera.

## 2 BENEFICIOS DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

La Eficiencia Energética, es decir, el uso eficiente de los recursos energéticos, tiene diversos beneficios individuales y beneficios locales, regionales y nacionales o de carácter público. Los beneficios individuales los percibe quien hace Eficiencia Energética, pudiendo ser una entidad privada o pública. Los beneficios que se exponen incluyen algunos bastante conocidos y otros no tan obvios, pero tal vez más importantes.

### 2.1 BENEFICIOS INDIVIDUALES DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los beneficios individuales de la Eficiencia Energética se pueden clasificar en beneficios directos y beneficios indirectos:

Los **beneficios directos** están directamente vinculados y se pueden cuantificar a partir del ahorro en la fuente de energía respectiva debido a la mayor Eficiencia Energética, entre ellos están:

- Menor consumo de energía, ya sea combustible, electricidad o alguna fuente renovable. En el caso de la electricidad, disminuye el consumo de energía eléctrica y la demanda o potencia máxima en horario punta y fuera de punta.
- Menor gasto variable en abastecimiento energético o ahorros respecto a la línea base previa a un proyecto de Eficiencia Energética.
- Menor consumo de otros recursos ligados al abastecimiento energético; por ejemplo, menor consumo de agua de reposición en calderas.
- Reducción de emisiones debido al menor consumo de combustible en la industria; este hecho es importante en zonas latentes y saturadas en calidad del aire y la legislación ambiental deben avanzar en el reconocimiento de estas menores emisiones. Esto puede traducirse en ingresos adicionales por venta de cupos de emisión.
- Reducción de los parámetros que se controlan en residuos industriales líquidos cuando se recupera energía de efluentes.
- El flujo de caja de inversiones en sistemas de mayor Eficiencia Energética es menos sensible a fluctuaciones en los precios de los combustibles y electricidad que sistemas de menor Eficiencia Energética, beneficio y ventaja destacable de la Eficiencia Energética en un escenario de incertidumbre en dichos precios en el periodo de evaluación y operación de cualquier proyecto.

Los **beneficios indirectos** corresponden a aquellos que se perciben en otros puntos de un proceso como consecuencia de la mayor Eficiencia Energética en alguna parte de la industria; se deben a la vinculación que existe entre los usos de la energía con otros aspectos de producción. Los beneficios indirectos no siempre son posibles de cuantificar, sin embargo, deben ser considerados o valorados de alguna manera al realizar la evaluación económica de proyectos de Eficiencia Energética. La magnitud de estos beneficios depende de la dimensión y alcance de la mayor eficiencia energética; los siguientes son algunos ejemplos:

- Hacer Eficiencia Energética involucra mejoras en la operación y mantenimiento de los sistemas, lo que también conlleva a: disminución de fallas inesperadas, mayor confiabilidad, menos pérdidas de producción, mayor productividad y reducción de costos de producción.
- Mejor estética de la infraestructura productiva de la industria, lo cual puede mejorar la imagen corporativa de la empresa y el ánimo del personal al estar en un “mejor” lugar de trabajo, lo que por ende mejorará su productividad.

- Mejor confort ambiental y calidad de vida del personal en su puesto de trabajo debido a la reducción de las pérdidas de calor<sup>1</sup>, con la consiguiente mayor productividad y mejor salud.
- Reducción de los riesgos de accidentes, por ejemplo, quemaduras en el personal, explosión de equipo o incendios.

## 2.2 BENEFICIOS LOCALES, REGIONALES Y NACIONALES DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

Estos beneficios corresponden a efectos positivos que ocurren en el entorno al lugar donde se implementa un plan o proyecto de Eficiencia Energética, y en el caso de la electricidad, alrededor de las centrales eléctricas proveedoras de dicha energía, en ambos casos, en aspectos principalmente medioambientales y en la salud de las personas. Así se logran beneficios locales, cuya suma conlleva a beneficios regionales y finalmente es el país es el que se ve beneficiado.

Obviamente la magnitud de estos beneficios deriva de la magnitud de la mayor Eficiencia Energética de cada proyecto, pero además, hay que tener en cuenta que varios proyectos pequeños, pueden tener en conjunto un efecto considerable local, regional, e inclusive nacional.

Además de los beneficios que se producen alrededor del proyecto de Eficiencia Energética debido a la reducción del consumo de combustible, la reducción del consumo de electricidad tiene efectos positivos a lo largo de las líneas de distribución, de las redes de transmisión y finalmente en el entorno medioambiental a las centrales eléctricas que generan dicha electricidad: en el caso de las térmicas, un menor consumo de combustible y emisiones, en las hidráulicas de embalse disminuye el gasto de agua embalsada, lo cual es importante en escenarios de hidrología muy variable o secas. Y en total en el sistema eléctrico, un menor consumo de energía eléctrica disminuye el costo marginal en el mercado spot, lo cual finalmente se traduce en un menor precio de la electricidad a pagar por los consumidores.

Los siguientes son ejemplos de beneficios de este tipo y ocurren en torno al sitio donde se ejecuta un proyecto de eficiencia energética y en torno a las centrales eléctricas que atienden dichos consumos:

1. Mayor seguridad de abastecimiento energético.
2. Reducción de las importaciones de combustible.
3. Mayor independencia energética.
4. Mayor confiabilidad de los sistemas eléctricos centralizados.
5. Mejora en las reservas de agua embalsada.
6. Contribución a la extensión del periodo de disponibilidad de combustibles fósiles en Chile y el mundo.
7. Disminución de residuos industriales líquidos y sólidos cuando tienen aprovechamiento energético.
8. Reducción de emisiones atmosféricas de gases contaminantes y gases de efecto invernadero.
9. Mejor calidad del aire en zonas pobladas, mejora de la salud de las personas, y por ende, menores gastos en salud.

<sup>1</sup> Hoy existen puestos de trabajo con temperaturas inhóspitas.

### 3 DIAGNÓSTICOS ENERGÉTICOS Y GESTIÓN DE LA ENERGÍA EN LA INDUSTRIA

#### 3.1 DIAGNÓSTICOS ENERGÉTICOS O AUDITORÍAS

Un **diagnóstico energético o diagnóstico de Eficiencia Energética** consisten en la verificación, monitoreo y análisis del uso eficiente de la energía, incluyendo la presentación de informes técnicos y financieros sobre las recomendaciones para mejorar la Eficiencia Energética (EE) con análisis de costo-beneficio y plan de acción para implementar las recomendaciones. **De acuerdo a esta definición, diagnóstico energético sería sinónimo de auditoría energética**, pero hay quienes entienden el diagnóstico como la parte inicial de la auditoría y consideran que la auditoría incluye un diagnóstico, pero no viceversa. **Aquí, diagnóstico se asimila a auditoría o a la fase inicial de la auditoría.**

Los diagnósticos energéticos permiten evaluar, en un momento dado, la gestión y estado de la tecnología en una empresa respecto al abastecimiento y consumo energético. Estos diagnósticos pueden ir desde auto-diagnósticos muy sencillos, que siguen una pauta simple (check list), hasta herramientas formales más complejas. Los diagnósticos energéticos constituyen la base de las intervenciones y mejoras específicas en materia de consumo energético, uso eficiente de la energía y reducción de emisiones de GEI en una empresa.

Hay que distinguir los tipos de energía que se audita, porque no todos los consultores cuentan en su equipo profesional con los especialistas requeridos para abordar todas las formas de energía; por lo que a veces la auditoría resulta sesgada: se enfoca sólo en los usos eléctricos, o sólo en los usos térmicos. Ante esto es importante fundamentar el enfoque dado a cada auditoría.

La auditoría debe incluir un Plan de implementación de las medidas de Eficiencia Energética, que considere criterios de priorización, costos, beneficios y plazos de ejecución. Es importante tener presente que las Auditorías Energéticas **no economizan energía** per se, es la implementación de las recomendaciones de estas auditorías las que conllevan a lograr mayor eficiencia energética.

La auditoría energética y la implementación de sus recomendaciones deberían formar parte de un programa de “Gestión Energética” para que la economía de energía sea mantenida y mejorada en el tiempo. No debe entenderse que diagnóstico o auditoría son equivalentes a gestión energética. Las auditorías son parte de la gestión energética y constituyen una herramienta fundamental y efectiva para hacer gestión, por ende, se deben efectuar periódicamente y no sólo una vez. Las auditorías energéticas pueden realizarse cada uno o más años, dependiendo de los plazos requeridos para la implementación de medidas, para chequear el cumplimiento de metas de Eficiencia Energética y/o causas de las metas no alcanzadas en su totalidad y así retroalimentar los planes de implementación futuros.

Es de toda conveniencia que un auditor o consultor de Eficiencia Energética, al realizar un diagnóstico, recomiende entre las medidas “blandas”, la instauración de un Sistema de Gestión de la Energía, el cual deberá velar, entre otras cosas, porque las medidas recomendadas por la auditoría se materialicen. Tal sistema de gestión debe ser acorde al tamaño de la empresa y debe ser parte de las funciones de un encargado o área responsable de la energía en la empresa: una estructura sencilla para una empresa pequeña y algo más sofisticado para empresas de mayor tamaño. Si no se crea un sistema de gestión energética con responsables de la energía, cualquier diagnóstico que se realice quedará sólo en papel.

### 3.2 ENFOQUE SISTÉMICO PARA UN CORRECTO DIAGNÓSTICO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Hacer un buen diagnóstico del uso eficiente de energía en una industria, requiere mirar los procesos con una **perspectiva sistémica**, considerando: **el diseño, la operación y el mantenimiento de los equipos, procesos e instalaciones que usan energía** o que son el foco de la auditoría, **analizando los procesos en conjunto con los cambios en las demandas de energía**. No concebir la Eficiencia Energética con ese nivel de mirada conlleva generalmente a un diagnóstico deficiente y, por ende, a soluciones pasajeras e incluso inapropiadas.

**Un ejemplo genérico:** es común diagnosticar operación ineficiente de equipos por funcionamiento a baja carga, pero pocas veces se busca las causas de ello y se proponen malas soluciones. La causa respectiva puede ser una entre muchas y cada causa tiene una solución distinta. Si la causa es un sobredimensionamiento en el diseño del equipo, si el equipo está al borde de su ciclo de vida útil, se podría reemplazar por uno nuevo y eficiente, en otro caso, es poco lo que se puede hacer; si la causa es la operación de dos equipos en paralelo, una solución es operar sólo con uno de ellos, para que dicho equipo opere en una mejor condición de carga y el otro equipo servirá de respaldo; también podría haber un problema en la operación o programación del proceso en sí, que esté impidiendo que el equipo opere correctamente a una carga apropiada, lo cual requerirá como recomendación un revisión más profunda de ellos, o mejorar la instrumentación, o tal vez, si el problema es simple, el consultor pueda apreciarlo durante el levantamiento de información para el diagnóstico e identificar alguna solución; otra causa puede ser un mal mantenimiento de los equipos, lo cual puede generar fricciones, desalineación u obstrucciones que afecten negativamente la carga del equipo, etc. Por lo tanto, una ineficiencia energética puede tener muchas causas y es necesario detectar las de fondo para dar la solución correcta y duradera.

Es ideal que el **diseño** de cualquier proyecto en la etapa de ingeniería incorpore variables de Eficiencia Energética. Pero los consultores y empresas de ingeniería para los cuales está enfocada esta Guía, generalmente se enfrentan a sistemas en funcionamiento. Sin embargo, cuando hay instalaciones que ya han terminado su ciclo de vida y siguen operando o que están muy deterioradas, las recomendaciones de renovación de dichas instalaciones deben **mencionar criterios Eficiencia Energética en su diseño**. Por ejemplo, en el caso eléctrico, especificación de conductores eficientes en nuevos circuitos eléctricos con buenos sistemas de control y monitoreo; en el caso térmico, optimizar el diámetro de una cañería, su trazado y aislación térmica.

Obviamente una **operación** inapropiada disminuirá el desempeño energético de los equipos existentes y también de los equipos nuevos que proponga un consultor, si no se dan indicaciones respecto a la operación de los sistemas. Algunas causas de operación indebida de los equipos pueden ser: metas de producción muy exigentes, incumplimiento de procedimientos, falta de instrumentación, etc.

En cuanto al **mantenimiento**, en el ámbito eléctrico, por ejemplo, se puede diagnosticar que un motor eléctrico opera de manera ineficiente porque fue rebobinado, el consultor puede sugerir reemplazarlo por un motor eficiente, pero si no se informa de las prácticas de mantenimiento de la empresa y no hace alguna recomendación en ese sentido, en unos años más, es probable que rebobinen el motor eléctrico eficiente y se perderá totalmente la inversión hecha en Eficiencia Energética. En el ámbito térmico, es común diagnosticar trampas de vapor que están fallando con las respectivas pérdidas de energía, la solución típicamente propuesta es reemplazarlas por trampas de vapor nuevas, sin embargo, es poco común recomendar una rutina de inspección periódica de las trampas de vapor en las labores de mantenimiento de

la empresa, por lo tanto, en un tiempo más, las trampas nuevas también fallarán, nadie lo notará y volverán las mismas pérdidas de energía.

### 3.3 TRABAJO DE LA EMPRESA EN LA AUDITORÍA: CONDICIÓN NECESARIA PARA EL ÉXITO

El éxito de una auditoría energética no sólo depende de que sea realizada por un buen consultor, sino que se requiere además el trabajo de la empresa para la auditoría: participación de la empresa en la auditoría, el compromiso de la empresa con la Eficiencia Energética y constituir una buena contraparte técnica.

- La **participación de la empresa** en la auditoría debe concretarse mediante la asignación de uno o más profesionales y técnicos con buen conocimiento de los procesos que serán parte de la auditoría y entendimiento de las demandas de energía respectivas, para colaborar con el consultor en el levantamiento de información en terreno, mediciones, etc. y en los análisis respectivos.
- El **compromiso de la empresa** debe manifestarse mediante una persona de nivel gerencial con poder de decisión que tenga la autoridad suficiente para asignar recursos a la Eficiencia Energética. En la auditoría, dicha persona debe permitir el acceso del consultor a la información y a hacer las mediciones que sean necesarias en los procesos; en las etapas posteriores a la auditoría, es decir, la fase de implementación de opciones de Eficiencia Energética, debe asignar y proporcionar los recursos necesarios para que dichas medidas se concreten: crear cargos responsables de la Eficiencia Energética en el organigrama de la empresa, asignar presupuesto anual a la Eficiencia Energética, proporcionar capital y conseguir financiamiento para opciones que requieran estudios de ingeniería más profundos o inversiones en equipos y tecnología, etc.
- La **empresa debe tener una contraparte técnica válida para el consultor**, es decir, con conocimiento de los procesos y sus demandas de energía, con un nivel profesional comparable al del consultor, para revisar cuidadosamente los informes que entrega el consultor que hace la auditoría energética. Ambas partes deben procurar que la auditoría se realice correctamente. La contraparte técnica debe tener comunicación directa con el personal de la empresa que colabora con el consultor en el levantamiento de información y con los cargos gerenciales involucrados. Por otro lado, el trabajo de la contraparte debe ser complementario al trabajo del consultor.

El trabajo de estos tres elementos de la empresa es fundamental para dar el enfoque sistémico correcto a una auditoría energética y para el éxito de la Eficiencia Energética en la empresa; estos elementos de la empresa pueden constituir el área encargada de la Eficiencia Energética.

### 3.4 TIPOS DE AUDITORÍAS ENERGÉTICAS

#### 3.4.1 AUDITORÍAS ENERGÉTICAS PRELIMINARES

Este tipo de auditoría es sólo el inicio de la Eficiencia Energética en una empresa; puede ser realizada con los propios recursos de la organización y pueden ser parte de un programa de gerenciamiento de la energía. Corresponde básicamente al levantamiento energético de las instalaciones con sus ineficiencias o pérdidas de energía más relevantes y evidentes, entregando información básica para llevar a cabo las primeras acciones en esta área.

La principal función de un diagnóstico energético preliminar es responder a las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es la situación energética general?
- ¿Cuánta energía está siendo utilizada? ¿Y cuánto se gasta en los insumos energéticos?
- ¿Dónde se utiliza la energía? ¿En qué procesos y equipos? ¿Cuáles son los consumos de energía más grandes?
- ¿Es posible identificar pérdidas de energía e ineficiencias en su uso? ¿Dónde están las mayores pérdidas de energía?
- ¿Es posible identificar oportunidades de mejoramiento?

### 3.4.2 AUDITORÍAS ENERGÉTICAS DETALLADAS

Las auditorías energéticas detalladas tienen el propósito de conocer las fuentes de energía de, sus usos en procesos y subprocesos específicos, con potenciales de mejoramiento detectados en auditorías preliminares, para identificar, cuantificar y calcular de manera precisa los potenciales mejoramiento de la eficiencia, mediante la aplicación de medidas y tecnologías específicas y más sofisticadas que las detectadas en forma preliminar que pueden incluir modificaciones de proceso.

Las auditorías detalladas deben también incluir la elaboración del o los proyectos de Inversión en Eficiencia Energética, formulados de la manera apropiada para ser presentados a una fuente de financiamiento, a menos que la empresa considere innecesario recurrir a financiamiento externo.

### 3.4.3 AUDITORÍAS ENERGÉTICAS DE ESPECIALIDAD

La especialización más general de una auditoría energética es:

- Eléctrica.
- Térmica.
- Eléctrica y térmica.

No obstante, dentro de cada una de estas especialidades es posible enfocar una auditoría en temas más específicos de cada especialidad, por ejemplo:

- En la especialidad térmica: calderas, hornos, calefacción, cámaras de frío, entre otras.
- En la especialidad eléctrica: iluminación, motores eléctricos, electricidad para calor de procesos, entre otras.

## 3.5 DESARROLLO DE UNA AUDITORÍA ENERGÉTICA

### 3.5.1 ACTIVIDADES MÍNIMAS

Llevar a cabo una auditoría energética requiere realizar al menos las siguientes actividades:

- **Diagnóstico de Eficiencia Energética:** con el fin de conocer las fuentes de energía de la empresa, sus usos, subprocesos y su nivel de producción, para identificar los potenciales de eficiencia existentes.
- **Plan de implementación de las medidas de Eficiencia Energética:** consistente en el diseño de un Plan de Implementación de las acciones y medidas de eficiencia energética, tomando en cuenta la simpleza o complejidad de cada opción, los criterios de priorización, costos, beneficios y plazos; cualquier plan debe comenzar con la creación de un sistema de gestión energética apropiado para la empresa.
- **Proyectos de Inversión:** esto es la elaboración de un proyecto de inversión para ejecutar medidas de Eficiencia Energética que resultan de la auditoría y presentarlo a una fuente de financiamiento.

### 3.5.2 EJECUCIÓN DE LA AUDITORÍA

La ejecución de una auditoría energética contempla realizar las acciones que se indican a continuación, las cuales deberán consignarse en el informe final de la auditoría:

1. Análisis de la situación actual de la empresa en relación al consumo energético:
  - Las fuentes de energía utilizadas por la empresa, sus proveedores y tipos de contratos o convenios vigentes con los proveedores.
  - El consumo mensual y anual de energía, diferenciado por tipos de energía en sus unidades físicas (m<sup>3</sup>, litro, kg.) y en una unidad común (KWh o KJ).
  - El costo energético anual diferenciado por tipos de energía.
  - Los indicadores respecto del consumo y gasto energético, entre ellos: consumos específicos de electricidad y combustible (energía por unidad de producto físico), intensidad energética (cociente energía/ventas), gasto en energía / gasto total de producción, etc.
2. Análisis de la situación actual de la empresa, en relación al uso energético en los procesos:
  - Considerar todos los sistemas, instalaciones y maquinarias relevantes consumidoras de energía en la empresa.
  - Describir y caracterizar el uso de energía en los procesos productivos y auxiliares de la empresa.
  - Elaborar diagrama(s) de flujo de energía, respaldado(s) con planos de las instalaciones, layout de procesos y otros documentos relevantes existentes.
  - Elaborar un balance de energía por usos, procesos y/o áreas que permita concluir sobre el desempeño energético de la empresa.
  - Determinar los consumos y costos de energía de acuerdo a sus usos, procesos y/o áreas, mediante cálculos y/o mediciones y/o estimaciones.
  - Definir y determinar indicadores de eficiencia energética relacionados a usos, procesos, áreas productivas y equipos relevantes de la empresa.
  - Definir los principales equipos e instalaciones que son relevantes para el consumo energético de la empresa, identificando tipo de energía utilizada, rendimiento, factores de carga, horas de funcionamiento.
  - Identificar los factores que influyen en el consumo energético dentro de los usos y procesos energéticamente relevantes.
  - Identificar ineficiencias, pérdidas y oportunidades.

Se debe verificar la consistencia de los cálculos y estimaciones respecto de los consumos por procesos y usos con la información de las facturas y con eventuales evaluaciones realizadas con anterioridad por la empresa (de no existir, explicitarlo).

### **3.5.3 INFORME FINAL DE LA AUDITORÍA**

La auditoría concluye con un informe final, el cual puede ceñirse a la siguiente pauta o estructura:

1. Informe ejecutivo.
2. Objetivos generales y específicos.
3. Problemática energética auditada y justificación.
4. Resultados y diagnóstico energético.
5. Opciones o medidas de Eficiencia Energética.
6. Evaluación económica de opciones.
7. Plan de implementación de medidas de Eficiencia Energética.
8. Análisis financiero.
9. Conclusiones.
10. Anexos:
  - Minutas de reuniones con decisiones y acuerdos importantes.
  - Detalle de cálculos y estimaciones realizadas.
  - Detalle de mediciones.
  - Especificación de equipos, sistemas y cotizaciones.
  - Cualquier otra información relevante para la comprensión de la auditoría.

### **3.6 GESTIÓN DE LA ENERGÍA**

La gestión de la energía es una estrategia para optimizar el suministro y uso de la energía en una empresa o establecimiento, mediante sistemas y procedimientos que reduzcan la demanda de energía por unidad de producto, manteniendo disminuyendo los costos totales de producción, sin afectar la calidad y minimizando los impactos ambientales; todo esto a cargo de una persona o estructura acorde al tamaño de la empresa.

La gestión energética involucra mejoramiento continuo y puede esquematizarse como lo indica la figura siguiente:



Figura 3.1: Esquema de un sistema de gestión de la energía

Fuente: [www.voltimum.es](http://www.voltimum.es)

La gestión de la energía requiere presupuesto y comprende acciones como las siguientes:

- Definir una política energética para la empresa.
- Negociar contratos de suministro de energía: combustibles, electricidad, fuentes renovables.
- Conocer el uso de la energía en los procesos y las posibilidades de eficiencia energética, definiendo una línea base para los análisis.
- Seguimiento de índices de control o indicadores de desempeño: consumo absoluto y específico, Eficiencia Energética de equipos y procesos, costos específicos, valores contratados, registrados y facturados, factores de utilización de los equipos y/o instalaciones.
- Proponer correcciones, motivar a los usuarios o trabajadores, difundir los resultados, realizar capacitación.
- Planificar la implementación de medidas de Eficiencia Energética.
- Definir puntos de operación de los equipos y procesos para una mayor Eficiencia Energética, coordinado y acordado con las áreas de producción y mantenimiento.
- Realizar con alguna periodicidad (entre anual y quinquenal) auditorías energéticas para chequear el cumplimiento de las metas definidas de eficiencia energética, validar las estimaciones usadas y hacer análisis expost del éxito o incumplimiento de los objetivos planteados en el periodo anterior.
- Evaluar periódicamente el cumplimiento de las metas y el funcionamiento del sistema de gestión energética, llevando a cabo los ajustes que sean necesarios.

### 3.7 NORMA ISO 50001: ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS

La norma ISO 50001 “Energy management systems – requirements with guidance for use”, promulgada el 15 de junio de 2011, especifica los requerimientos para que una empresa establezca, implemente, mantenga y perfeccione un sistema de gestión de energía, que le permita a la empresa adoptar un enfoque sistemático para lograr una mejora continua en el, uso eficiente de la energía. Es altamente recomendable recurrir a

esta norma ISO para conocer los criterios rectores y procedimientos de un Sistema de Gestión Energética (SGE), especialmente en empresas de cierta envergadura.

Desde hace algunos años varios países europeos, China, EE. UU. y otros han establecido normas nacionales o regionales (como la DS 2403:2001 - Alemania, EN 16001 – Unión Europea, ANSI/MSE : 2000-2008 – EE.UU, GB/T 2331: 2009 - China, etc.) relativas a la gestión de energía. Las que de algún modo pueden considerarse como normas locales o regionales homólogas de la ISO 50001.

El detalle de cómo establecer un SGE al interior de la empresa es un tema que escapa al alcance definido para los presentes apuntes, sin embargo, **requiere la designación de cargos responsables de la Eficiencia Energética en el organigrama**, quienes deberán llevar a cabo al menos las actividades señaladas en el párrafo anterior. La Eficiencia Energética debe ser un área de la empresa de mejoramiento continuo. Según el tamaño de la empresa se requerirán uno o más responsables del tema y según la complejidad de los procesos que se lleven a cabo será distinto el nivel de especialización requerido en eficiencia energética; además, según el tamaño de la empresa, dicho personal podría ser propio o profesionales externos contratados de manera estable con algunas horas semanales comprometidas con la Eficiencia Energética de la empresa o que atiendan varias empresas a través de agrupaciones empresariales.

### 3.8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [2] Cape Hart, Turner and Kennedy, “Guide to Energy Management”, Fairmont press inc. (1997).
- [3] ISO, Draft International Standard ISO/DIS 50001. Energy management systems – Requirements with guidance for use (2010).
- [4] CNE, Manual para la Gestión de la Energía en la Industria Metal Mecánica, (2009).
- [5] PPEE. Mesa Consultores Santiago (2009).

## 4 CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

### 4.1 MOTIVACIÓN

La calidad de cualquier tipo de energía y de la energía eléctrica, es una cualidad de dicha energía, y por ende, es un aspecto que forma parte de la Eficiencia Energética. Sin embargo, el concepto de calidad energética no es bien conocido en Chile, por lo tanto, no es considerado explícitamente al realizar diagnósticos energéticos, e incluso a veces, dicho concepto se usa erróneamente.

Según el diagnóstico realizado en una auditoría energética, ésta podría enfocarse en mejorar la calidad de la energía o en el buen aprovechamiento de la calidad de la energía disponible en un proceso productivo, pero ello no es suficiente, porque como ya se ha mencionado, una auditoría energética es un trabajo que analiza distintos aspectos vinculados a la energía y su uso eficiente.

Estos motivos han incentivado la inclusión de este capítulo en la Guía; se espera con esto impulsar el estudio y conocimiento del concepto de calidad de la energía y de sus beneficios para la Eficiencia Energética.

### 4.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA EN CONVERSIONES ENERGÉTICAS - EXERGÍA

#### 4.2.1 CONCEPTO DE CALIDAD DE LA ENERGÍA

La **calidad de la energía** corresponde a una cualidad de los distintos tipos de energía consistente en su capacidad de transformarse en otro tipo de energía; el concepto de calidad de la energía deriva de la 2ª ley de la termodinámica.

Aquellas energías cuya conversión a otro tipo de energía es completa son las de mayor calidad, por ejemplo, la energía eléctrica, la energía cinética, la energía mecánica, las cuales pueden convertirse por completo en energía térmica o calor. Sin embargo, es bien sabido que las distintas formas de calor no pueden convertirse completamente en otras formas de energía, como por ejemplo, en electricidad; por lo tanto, la energía térmica es de menor calidad.

#### 4.2.2 LA EXERGÍA: CUANTIFICADOR DE LA CALIDAD ENERGÉTICA

**La calidad de la energía puede ser cuantificada mediante su exergía;** en términos simples es la cantidad máxima de trabajo mecánico posible de obtener de una cantidad de energía. Así, la exergía de la electricidad es igual a su energía, por ser de calidad máxima, pero la exergía del calor es menor a su energía y es función de su temperatura. Pero mientras mayor sea la temperatura del calor, mayor es su capacidad de convertirse en otra forma de energía y por ende mayor es su calidad.

La exergía del calor se calcula suponiendo que dicha fuente de energía térmica pasa por un equipo ideal (sin fenómenos disipativos y operando con gradientes infinitesimales de temperatura y presión), como la máquina de Carnot, que la convierte en trabajo mecánico; al ser ideal este equipo, corresponde a la máxima cantidad de trabajo que se puede obtener de dicha energía térmica; y así la exergía de un recurso térmico es

menor a su energía. Por lo tanto, para una fuente de calor que está a temperatura constante ( $T_{\text{calor}}$ ) su exergía se calcula con la ecuación siguiente:

$$\text{Exergía [kW]} = \text{Calor [kW]} \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{referencia}}}{T_{\text{calor}}}\right)$$

Las unidades físicas para cuantificar la exergía son las mismas unidades en que se expresa la energía.

Finalmente, la calidad de una forma de energía se puede cuantificar con un indicador entre 0 y 1, como la razón entre la exergía y la energía; la electricidad tiene calidad 1 y el calor tiene calidad menor que 1, en función de su temperatura.

$$\text{Calidad energética} = \frac{e\text{Xergía [kW]}}{e\text{Nergía [kW]}}$$

Por lo tanto, **a mayor calidad de algún recurso térmico o calor residual, mayores usos térmicos se pueden hacer de él y mayor es la conversión a otro forma de energía más versátil como la electricidad.**

#### 4.2.3 ANÁLISIS EXERGÉTICO

El **análisis exergético** consiste en la cuantificación de la exergía de todos los flujos de un proceso, realizando balances de exergía, determinación de los desaprovechamientos de exergía y sus causas, evaluación de la eficiencia exergética de los procesos e identificaciones de opciones o medidas para mejorar el uso eficiente de la calidad de la energía.

Las ecuaciones de balance de exergía incluye implícitamente balances de energía (E) y entropía (S), ya que en términos generales, la exergía de un flujo se calcula como:

$$\text{Exergía} = E - T_o \cdot \Delta S$$

Donde  $T_o$  corresponde a la temperatura e referencia, típicamente igual a la temperatura ambiente.

Por lo tanto, el análisis exergético incluye un análisis de los procesos respecto de la 1ª y 2ª ley de la termodinámica. Los balances de energía y el análisis energético sólo consideran la 1ª ley, pero la 2ª ley siempre está presente, pero no a la vista del analista. No obstante, al realizar un análisis exergético, resulta útil evaluar previamente el balance de energía tradicional de los procesos, para una mejor comprensión de los fenómenos, dada la familiaridad y comprensión que se tiene del concepto de energía.

La **eficiencia exergética, el indicador de eficiencia del análisis exergético**, es un indicador porcentual que mide el desaprovechamiento de la calidad de la energía en un proceso, con valores siempre acotados entre 0 y 1, incluso para procesos de refrigeración. El desaprovechamiento de la calidad de la energía es mínimo cuando la eficiencia exergética alcanza mayores valores. (El análisis energético es poco claro en la cota máxima de desempeño de procesos, particularmente procesos de refrigeración).

#### 4.2.4 VENTAJAS DEL ANÁLISIS EXERGÉTICO

El análisis exergético permite identificar y evaluar **opciones de Eficiencia Energética invisibles para el análisis energético tradicional**, ya que el análisis energético no hace distinción de la calidad de la energía y considera equivalentes en magnitud 100 KW eléctricos a 100 Kw térmicos.

Las ventajas más importantes del análisis energético son las siguientes:

- a) Permite identificar focos de ineficiencias energéticas debido al desaprovechamiento de la calidad de la energía, por ejemplo, grandes diferencia de temperatura entre flujos de intercambio térmico.
- b) Cuantifica las posibilidades de minimizar dichas ineficiencias.
- c) Permite especificar y evaluar opciones de Eficiencia Energética basadas en el uso eficiente de la calidad de la energía.
- d) Determina la cuantía de los beneficios de un mejor aprovechamiento de la calidad de la energía en un proceso, por ejemplo, incorporando cogeneración de electricidad en un proceso, sin aumentar el consumo de combustible del establecimiento, mediante mejoras en la recuperación de calor.
- e) Todo esto no es posible de hacer usando únicamente balances de energía.

**En esta oportunidad, estos conceptos no serán evaluados en el examen de calificación, aunque en el futuro deberían ser parte del examen respectivo, por lo tanto, se recomienda comenzar a estudiarlos.**

### 4.3 CALIDAD DE LA ELECTRICIDAD

No obstante el concepto de calidad energética planteado, en ingeniería eléctrica, la electricidad debe tener ciertos atributos que permitan **diferenciar electricidad de alta calidad y electricidad de baja calidad**. Dichos atributos principales son principalmente los siguientes:

#### Nivel de voltaje:

- **En Baja Tensión (BT)**, es decir igual o inferior a 400 Volts: excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- **En Media Tensión (MT)**, es decir igual o inferior a 23.000 Volts pero superior a 400 Volts: excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango -6,0% a +6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

#### Distorsión armónica:

La distorsión armónica de voltaje a la entrada de la planta está regida por el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto 327, la que a su vez coincide con la Norma Internacional IEC 61000-3-3. Básicamente, estas normas establecen que el voltaje debe ser esencialmente sinusoidal, pero acepta pequeñas desviaciones según el nivel de voltaje de que se trate. El distribuidor de energía eléctrica se debe responsabilizar que la distorsión de voltaje en el punto de entrega y medición de energía al cliente industrial. Al interior de la planta, el industrial debe preocuparse que los niveles de distorsión de voltaje no superen los valores establecidos por norma. En efecto, el industrial puede tener un nivel de distorsión provocado por sus propios equipos lo que provocará que ellos trabajen en forma ineficiente y poco confiable. Los niveles de distorsión de voltaje se miden con instrumentos específicos para tal efecto.

VOLTAJE NOMINAL	$V_h/V_1 \cdot 100$ [%]	THV [%]
$V_{NOM} \leq 69$ kV	3,0	5,0
$69$ kV < $V_{NOM} \leq 161$ kV	1,5	2,5
$V_{NOM} > 161$ kV	1,0	1,5

Los temas asociados a las armónicas son desarrollados con mayor profundidad en el capítulo de instalaciones eléctricas.

#### Confiabilidad de la electricidad:

Se relaciona con la probabilidad de un corte en el suministro de electricidad y el costo de falla. Son numerosas las acciones que es posible realizar para reducir, al menos parcialmente, la incertidumbre de quedar sin electricidad en un proceso. Por ejemplo:

- a) **Disponer elementos en paralelo en el sistema.** Esta alternativa consiste en diseñar de tal modo que si falla un componente el sistema continúe funcionando. Un ejemplo de esta opción es el disponer de un doble circuito de transmisión de electricidad entre el generador de electricidad y la ciudad o industria que se pretende alimentar.
- b) **Evitar los elementos en serie en el sistema.** Evitar que el funcionamiento de un sistema dependa de la operación simultánea de varios elementos de confiabilidad baja. Un ejemplo de empleo de elementos en serie es el caso del movimiento de una correa transportadora con un solo motor y un solo convertidor de frecuencia; en este sistema basta que el motor o el convertidor de frecuencia presente alguna falla para que la correa de transporte se detenga.
- c) **Empleo de diseños y tecnologías adecuadas:**
  - i) **Mejoramiento de instalaciones eléctricas industriales debido a ampliaciones.** Consumos superiores a los límites de diseño, debido al crecimiento del uso de la electricidad en todo tipo de actividad.
  - ii) **Mejoramiento de los sistemas de compensación de factor de potencia.** Los condensadores entran en resonancia con las reactancias de los transformadores de alimentación e incrementan notablemente la cantidad de armónicas, superándose los límites establecidos por normas, llegando incluso a la explosión de equipos e interruptores.
  - iii) **Mejoramiento de los sistemas de puestas a tierra y cables de neutro.** Las corrientes armónicas que circulan por el neutro de los sistemas provocan diferencias de voltaje entre neutro y tierra que pueden dañar diversos equipos electrónicos. Las mallas de tierra son diseñadas para proporcionar un camino definido de regreso a la fuente de energía con impedancia suficientemente baja, sin embargo, a las corrientes armónicas esta impedancia crece y, por lo tanto, aparecen problemas no previstos por el diseñador.
- d) **Disponer de reservas de abastecimiento de potencia y energía mediante múltiples fuentes,** por ejemplo, generadores diesel de respaldo.
- e) **Aplicar y cumplir las normativas y recomendaciones referentes a las características de la red eléctrica de alimentación.** Son ejemplos de esta opción: emplear conductores adecuados para evitar calentamientos que aceleren su vida útil, impedir subidas y bajadas de voltaje más allá de las permitidas, impedir que la distorsión armónica sea superior a la permitida, etc.

El **valor del costo de falla** puede presentar grandes variaciones, las que se encuentran directamente relacionadas a los siguientes factores:

- La magnitud de la falla.
- La duración de la interrupción.
- El tipo de usuario afectado.
- La frecuencia de las interrupciones.
- El nivel afectado dentro del sistema (baja, media o alta tensión).
- La hora y día en que ocurre la falla.

#### 4.4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Carlos Córdova Riquelme, Análisis exergo-económico de procesos industriales y su aplicación en una planta de ácido nítrico, Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería mención Mecánica y al Título de Ingeniero Civil Mecánico, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, año 2003.
- [2] Adolfo Arata, Ingeniería y gestión de la confiabilidad operacional en plantas industriales. Chile (2009).
- [3] Procobre, Confiabilidad de Sistemas Eléctricos. Chile (1999)

## 5 COMBUSTIBLES Y COMBUSTIÓN

### 5.1 COMBUSTIBLES Y CLASIFICACIÓN

Los combustibles pueden clasificarse según su forma o estado de la materia en:

- Sólidos: por ejemplo carbón, leña y residuos forestales.
- Líquidos: por ejemplo, diesel y biodiesel.
- Gaseosos: por ejemplo gas natural y biogás.

Los combustibles de aplicación industrial, desde una perspectiva de desarrollo sustentable, se pueden clasificar en:

- Combustibles fósiles no renovables.
- Combustibles renovables.

Los **combustibles fósiles no renovables** se originaron en la tierra como resultado de una lenta descomposición y conversión química de materia orgánica, en millones de años; la gran tasa de consumo que se ha hecho de ellos en menos de dos centenas de años, respecto a los millones de años requeridos por su proceso de formación, clasifican a estos combustibles como no renovables, por lo tanto, es posible que se agoten en el planeta; pudiendo haber sido una gran reserva energética mundial. En general corresponden a derivados del petróleo, gas natural y carbón. La gran virtud de estas fuentes de energía, la que ha conducido a los seres humanos a su sobre-explotación, es su gran poder energético; entre sus desventajas están su característica de agotables y aspectos medioambientales, entre ellos, sus altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Los **combustibles renovables** son aquellos cuya formación tiene un orden de magnitud similar a su tasa de consumo. La biomasa es el combustible renovable en todas sus variedades: materia orgánica de origen vegetal o animal, es un recurso naturalmente disponible en el mundo (bosque nativo por ejemplo) y un subconjunto de las fuentes de energía renovable como la energía solar, energía eólica, la geotermia, etc. Su gran virtud es que es inagotable si se consume sustentablemente; también es muy destacable que es neutra en emisiones GEI, ya que emite el carbono que captura en su desarrollo; además en algunos casos no contiene azufre y por lo tanto no emite  $SO_2$ . Su debilidad respecto a los combustibles fósiles es su menor poder calorífico y la mayor variabilidad en su composición respecto a los derivados del petróleo y el gas natural.

#### 5.1.1 CLASIFICACIÓN DEL CARBÓN

El sistema de clasificación más aceptado para clasificar los carbones es el usado por la ASTM, que los clasifica por el grado de metamorfismo. En general cuanto más alto sea el rango del carbón, mayor será su edad, contenido de carbono y poder calorífico; mientras que su contenido de hidrógeno y material volátil será menor.

La norma ASTM define los siguientes carbones:

- **Carbones de bajo rango** los que tienen un poder calorífico base húmeda menor a 6.390 Kcal/kg, entre los que están:
  - Sub-bituminosos.
  - Lignitos.
- **Carbones de alto rango:** tienen un poder calorífico superior a los de bajo rango y entre ellos están:
  - Bituminosos.
  - Antracitos.

Los consumidores de carbón exigen distintas características al mineral, según su uso, distinguiéndose principalmente entre carbón térmico y carbón metalúrgico, ambos bituminosos:

- El **carbón térmico** se utiliza en la producción de calor industrial y centrales termoeléctricas;
- El **carbón metalúrgico** se usa en la industria siderúrgica para la producción de coque<sup>2</sup>.

Los carbones antracitos y sub-bituminosos también se usan en la industria para producción de calor; los sub-bituminosos y lignitos también se usan en termoeléctricas.

### 5.1.2 CLASIFICACIÓN DE LA BIOMASA

La biomasa es materia orgánica de origen vegetal, producida por árboles, plantas terrestres o acuáticas, y de origen animal, como fecas o residuos de plantas de tratamiento de aguas servidas. Una de las formas más aceptadas de clasificar a la biomasa es la siguiente:

- **Biomasa natural:** se produce espontáneamente en la naturaleza sin intervención humana, por ejemplo, las podas naturales de un bosque. Su utilización requiere gestión de su adquisición y transporte hasta el lugar de aprovechamiento energético.
- **Biomasa residual seca:** corresponde a los subproductos sólidos no utilizados en las actividades agrícolas, forestales y en los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera y que, por lo tanto, son considerados residuos. Algunos ejemplos son la cáscara de almendra, el orujillo, las podas de frutales, el aserrín, virutas, corteza, etc.
- **Biomasa residual húmeda:** son los vertidos denominados biodegradables: las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos (principalmente purines).
- **Cultivos energéticos:** son cultivos realizados con la única finalidad de producir biomasa transformable en combustible. Algunos ejemplos son el cardo (*cynara cardunculus*), el girasol cuando se destina a la producción de biocarburantes, el miscanto, entre otros
- **Biocombustibles:** aunque su origen se encuentra en la transformación tanto de la biomasa residual húmeda (por ejemplo reciclado de aceites) como de la biomasa residual seca rica en azúcares (trigo, maíz, etc.) o en los cultivos energéticos (colza, girasol, patata, etc.), por sus especiales características y usos finales este tipo de biomasa exige una clasificación distinta de las anteriores.

<sup>2</sup> El coque es un combustible sólido obtenido de la destilación de la hulla que se fabrica a partir de carbones coquizables, los cuales tienen ciertas propiedades físicas que permiten su ablandamiento, licuefacción y resolidificación.

Los distintos tipos de biomasa tienen diferentes formas de conversión energética: combustión directa, conversión termoquímica u conversión bioquímica; la conversión termoquímica puede ser gasificación o licuefacción; la conversión bioquímica puede ser digestión anaeróbica y fermentación.

## 5.2 COMPOSICIÓN DE LOS COMBUSTIBLES

Existen dos tipos de análisis para determinar la **composición de los combustibles sólidos**:

- **El análisis inmediato:** determina el contenido de carbono fijo, humedad, cenizas y material volátil, en fracciones másicas.
- **El análisis último:** determina el contenido de carbono (C), hidrógeno (H<sub>2</sub>), azufre (S), oxígeno (O<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>) y humedad (H<sub>2</sub>O).

**Los combustibles derivados del petróleo** son una mezcla de hidrocarburos que pueden ser representados por la molécula C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, donde m es función de n y depende de la familia de hidrocarburos. El petróleo crudo es una mezcla casi infinita de hidrocarburos, ranqueados desde gases livianos (bajo n) hasta pesados (alto n). El petróleo crudo también contiene cantidades variables de azufre, oxígeno, nitrógeno, partículas y agua. Existen combustibles derivados del petróleo sólidos (coque de petróleo o pet coke), líquidos (diesel y petróleos combustibles 5 y 6) y gaseosos (gas licuado).

**Los petróleos** son clasificados de acuerdo a sus características físicas por una especificación ASTM (ASTM Standard D 396). Entre los petróleos combustibles, el petróleo N°2 o diesel es un destilado del petróleo crudo; los petróleos combustibles N°5 y N°6 son petróleos residuales. En Chile se comercializa en mayor cantidad el petróleo 6 y el petróleo 5 en una pequeña cantidad. El petróleo 6 incluye calidades especiales con un contenido de azufre máximo de 1% en masa (el normal contiene un máximo 5%) y bajo contenido de metales; el petróleo 5 contiene como máximo un 5% de azufre en masa y también en una calidad especial con máximo 1000 ppm de azufre (0,1%). La reducción del límite de azufre en el Diesel a 0,005% o 50 ppm es una tendencia mundial y es el que producen las refinerías de ENAP para su uso en la Región Metropolitana a partir del año 2004 (Diesel Ciudad Plus).

**El gas licuado de petróleo (GLP)** es una mezcla de hidrocarburos ligeros, principalmente butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) y propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), combinados en diversas proporciones o puros. Puede ser obtenido del craking del petróleo, de lo cual deriva su denominación de GLP; también puede ser obtenido de pozos de gas natural, ya que tiene un contenido variable de GLP, entre un 1% y 3% que debe ser separado previamente al transporte del gas natural por gasoductos.

**El gas natural** se puede encontrar en posos asociados a yacimientos de petróleo o acompañado únicamente de pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases; también es de origen fósil. La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano (CH<sub>4</sub>) por sobre el 90% y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.

Respecto a la **biomasa** como combustible en aplicaciones industriales se usa leña, biomasa forestal como corteza, virutas, aserrín, chips, residuos agrícolas como cáscara de almendra, cuescos de aceitunas, purines de cerdo y aves, entre otras.

En las tablas siguientes se presentan la composición típica de distintos combustibles.



Tabla 5.1 Composición típica de carbones, petróleos y biomasa sólida

Análisis Inmediato	Carbón bituminoso	Carbón sub-bituminoso	Diesel	Petróleo 6	Corteza
Carbono fijo	70,0	45,9	-	-	-
Material volátil	20,5	30,5	-	-	-
Humedad	3,3	19,6	-	-	-
Cenizas	6,2	4,0	-	-	1,2
<b>Análisis Último</b>					
C	80,7	58,8	86,4	85,7	52,3
H <sub>2</sub>	4,5	3,8	12,7	10,5	6,0
S	1,8	0,3	0,4-0,7	2,8	0,0
O <sub>2</sub>	2,4	12,2	-	-	40,3
N <sub>2</sub>	1,1	1,3	-	-	0,1
H <sub>2</sub> O	3,3	19,6	-	-	-
O <sub>2</sub> y N <sub>2</sub>	-	-	0,2	0,92	-
Agua y sedimentos	-	-	Trazas	0,08	-

Fuente: M.M El Wakil 1985, Powerplant Technology

Tabla 5.2 Composición típica del gas natural y biogas

Componente	Fórmula Química	Unidad	Gas Natural	Biogas
Metano	CH <sub>4</sub>	%vol.	91,0	55-70
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	%vol.	5,1	0
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	%vol.	1,8	0
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	%vol.	0,9	0
Pentano	C <sub>5</sub> +	%vol.	0,3	0
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	%vol.	0,61	30-45
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	%vol.	0,32	0-2
Acido sulfídrico	H <sub>2</sub> S	ppm	1	500
Amoniaco	NH <sub>3</sub>	ppm	0	100

Fuente: Fundación Chile, Elecgas 2004, Biogas a partir de residuos

## 5.3 COMBUSTIÓN

### 5.3.1 ASPECTOS CONCEPTUALES

La **combustión** es una reacción química exotérmica en la que participan oxígeno y un combustible. Comúnmente se utiliza aire como comburente, pero sólo el oxígeno del aire participa activamente en la combustión. El contenido de oxígeno en el aire es de aproximadamente 21% en volumen y 79% de nitrógeno (contiene sólo trazas de otros elementos) y 23% de oxígeno en peso.

Se denomina **combustión perfecta o estequiométrica** a la que se realiza completamente con la cantidad exacta del aire necesario para la combinación química con el combustible. La cantidad mínima de aire que sería necesaria para una combustión perfecta se denomina aire estequiométrico o aire requerido.

En la práctica, para obtener una combustión completa, se requiere agregar un **exceso de aire**. El exceso de aire se expresa comúnmente en tanto por ciento respecto al aire estequiométrico. El aire estequiométrico y el exceso de aire necesario para “asegurar” en la realidad una combustión completa, dependen del combustible y del sistema de quemado.

Cuando la combustión con exceso de aire es completa y cuando se usan combustibles que no contienen O<sub>2</sub> entre sus constituyentes, es posible determinar el exceso de aire a partir de la medición de O<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub> en los gases con dos ecuaciones simples (también pueden usarse para un cálculo rápido aproximado cuando no se den estas condiciones), que respectivamente son las siguientes:

$$\text{Exceso de aire [\%]} = \frac{\%O_2^{\text{medido}}}{21\% - \%O_2^{\text{medido}}} \cdot 100\%$$

$$\text{Exceso de aire [\%]} = \frac{\%CO_2^{\text{estequiométrico}} - \%CO_2^{\text{medido}}}{\%CO_2^{\text{medido}}} \cdot 100\%$$

La combustión completa considera una conversión total del carbono (C) e hidrógeno (H<sub>2</sub>) del combustible, en dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), agua (H<sub>2</sub>O) y liberación de calor. Si el combustible contiene azufre se forma además dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>). En una buena combustión, el exceso de aire debe ser mínimo y también el O<sub>2</sub> en los gases, el CO<sub>2</sub> en los gases de combustión debe ser máximo sin presencia de CO, ni carbono no quemado en gases (hollín) y en cenizas. La presencia de CO evidencia combustión incompleta y una pérdida de energía, ya que la reacción que produce CO libera menos calor que la producción de CO<sub>2</sub> (2.430 v/s 8.084 Kcal/Kg. carbono).

La figura siguiente corresponde a un gráfico que muestra la relación entre exceso de aire y porcentaje en volumen de CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> en los gases de combustión de distintos combustibles.

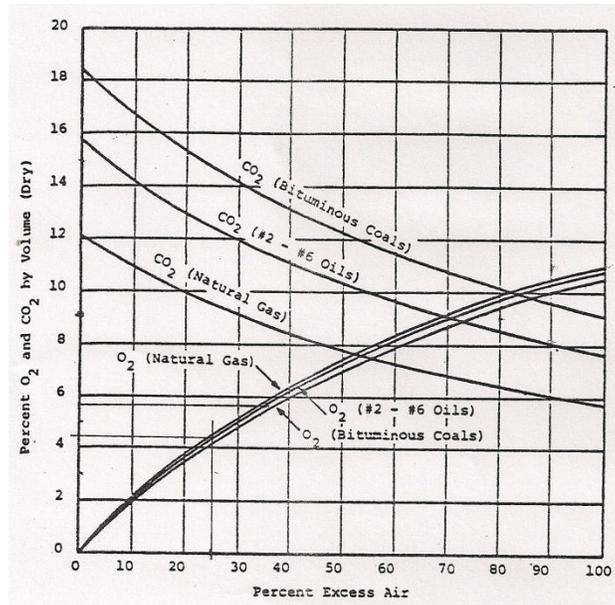
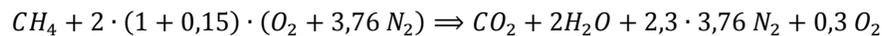


Figura 5.1 Relación entre exceso de aire, O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> en los gases de combustión para combustibles típicos  
Fuente: Referencia bibliográfica [8]

Las ecuaciones siguientes representan la combustión estequiométrica del metano (CH<sub>4</sub>) y su combustión completa con 15% de exceso de aire, respectivamente. Se aprecia claramente el efecto del exceso de aire en la composición de los gases de combustión: aumento del volumen de oxígeno y nitrógeno:



En el capítulo ejemplos de combustibles y combustión del documento de ejemplos prácticos se desarrolla completamente la ecuación de combustión de un combustible (hidrocarburo líquido), caracterizando la composición másica y volumétrica de sus gases de combustión.

### 5.3.2 PODER CALORÍFICO

Una de las propiedades más importantes de los combustibles es su poder calorífico; este es el calor transferido cuando los productos de la combustión completa de una muestra de combustible, es enfriada hasta la temperatura inicial del aire y el combustible; es determinado por un test estándar de la ASTM (American Society for Testing and Materials). Se determinan dos poderes caloríficos: el poder calorífico inferior y el poder calorífico superior.

El **poder calorífico inferior** considera que el vapor de agua proveniente de la combustión del hidrógeno del combustible (%peso H<sub>2</sub>)<sup>3</sup> se mantiene en estado gaseoso en los; el **poder calorífico superior** considera que dicho vapor de agua condensa y por lo tanto incluye el calor latente de vaporización (h<sub>fg</sub>) a la presión parcial del vapor de agua en los gases de combustión.; es decir:

$$PCI = PCS - 9 \%H_2 \cdot h_{fg}$$

<sup>3</sup> La combustión de 1 kg de H<sub>2</sub> (con oxígeno) produce 9 kg de H<sub>2</sub>O.

Dado que en la mayoría de los equipos o sistemas que usan combustibles como fuente de energía, usualmente los gases de combustión se enfrían hasta una temperatura superior al punto de rocío, en los balances de energía se suele trabajar con el poder calorífico inferior. Sin embargo, hoy existen calderas de condensación y equipos de recuperación de calor que admiten la condensación de los gases de combustión de algunos combustibles.

En la tabla siguiente se presentan los poderes caloríficos, aire estequiométrico y exceso de aire típico de algunos combustibles:

Tabla 5.3 Poderes caloríficos, aire estequiométrico y CO<sub>2</sub> de algunos combustibles

Combustible	PCI Kcal/kg	PCS Kcal/kg	Aire estequiométrico Kg_aire/Kg_comb	%CO <sub>2</sub> gases secos
Carbón bituminoso	-	7.950	10,81	18,5
Díesel	9.920	10.553	14,35	15,7
Petróleo 6	9.599	10.071	13,44	16,7
Leña no resinosa (seca)	-	3.500	4,9	20,3
Gas natural	12.129	10.943	15,73	11,7
Propano natural	11.986	11.049	15,35	13,8
Butano de refinería	11.562	10.658	15,0	14,3

Fuente: Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) INTEC-Chile. Manual Ahorro de Energía en la Industria

Observando las cifras de CO<sub>2</sub> de la tabla anterior, las mayores emisiones de CO<sub>2</sub>, o sea de GEI, provienen de la combustión de carbón y petróleo 6, combustibles cuyo consumo aumentó en el país después de la crisis de abastecimiento de gas natural el año 2004, el primero muy considerado en la generación termoeléctrica y el segundo en la industria. (La leña se considera neutra en emisiones de GEI).

### 5.3.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ASOCIADAS A LA COMBUSTIÓN

La composición y propiedades de los combustibles tienen efecto en la eficiencia térmica del equipo donde son usados, debido principalmente a las componentes de pérdidas derivadas de la combustión del combustible respectivo, que son las siguientes:

- a) **Calor sensibles en gases secos:** depende principalmente de la temperatura de los gases de combustión a la salida del equipo, del caudal de gases y en menor grado de la composición de los gases; tal temperatura puede ser menor cuando se usan combustibles cuyos gases de combustión tengan menor punto de rocío. El caudal de gases depende del aire estequiométrico que requiere cada combustible y del exceso de aire usado. Esta pérdida también depende del diseño y estado del equipo en cuestión, es decir, de la buena transferencia de calor y la superficie involucrada.
- b) **Calor por humedad en los gases derivada del hidrógeno en el combustible:** cuanto mayor sea el contenido de hidrógeno del combustible, mayor será la pérdida de energía por este concepto.
- c) **Calor por humedad en el combustible:** esta pérdida es relevante en combustibles derivados de la biomasa, ya que suelen tener altos contenidos de humedad; en el caso de los combustibles fósiles este factor es mínimo. La pérdida de energía se debe a que, la humedad contenida en el combustible absorbe parte de la energía contenida en la biomasa en el proceso de combustión, disminuyendo la transferencia de calor hacia el producto útil del equipo, energía que finalmente se

descarga a la atmósfera por la chimenea del equipo. Por otro lado, la humedad en la biomasa disminuye su poder calorífico y aumenta su peso.

- d) **Calor por humedad en los gases derivada de la humedad del aire:** esta pérdida de energía no depende directamente del combustible ni del equipo, sino que del contenido de humedad del aire donde opera el equipo y de la temperatura de los gases; pero depende indirectamente del combustible porque cada combustible requiere una cantidad distinta de aire estequiométrico y usan distintos excesos de aire para asegurar una combustión completa. Esta pérdida es en general bastante menor y puede despreciarse sin consecuencias considerables.
- e) **Calor sensibles en cenizas:** esta pérdida de energía depende directamente del contenido de cenizas del combustible, por ende, no está presente en combustibles gaseosos, es mínima en la biomasa, es mayor en los carbones y los petróleos tienen un valor intermedio de cenizas. Esta pérdida se distribuye entre las cenizas arrastradas por los gases de combustión y las cenizas que quedan en el hogar de la combustión.
- f) **Combustión incompleta:** esta pérdida de energía depende directamente de lo bien o mal que se está llevando a cabo la combustión; deriva de la generación de monóxido de carbono en vez de dióxido de carbono, reacción que libera menos calor (2.430 Kcal/Kg carbono para el CO respecto a 8.084 Kcal/Kg carbono del CO<sub>2</sub>). Puede estar presente con cualquier combustible.
- g) **Combustible no quemado:** también es consecuencia de una mala combustión, se evidencia por la presencia de carboncillo u hollín en los gases de combustión y/o mezclado con las cenizas que quedan en el hogar.

En el capítulo Ejemplos de combustibles y combustión del documento de Ejemplos prácticos se presenta un cálculo detallado de las pérdidas de energía de la combustión.

#### 5.3.4 EFICIENCIA DE LA COMBUSTIÓN

La eficiencia de la combustión es una medida de cuán efectivamente se está llevando a cabo la combustión en un equipo, es equivalente al porcentaje de calor transferido en el equipo respecto del poder calorífico del combustible quemado. Se calcula restando a un 100% el porcentaje de pérdidas por gases de combustión a la salida del equipo, por lo tanto, la eficiencia de la combustión es mayor en la medida que se tenga una combustión completa y una menor temperatura en los gases de combustión en la chimenea y distintos combustibles tienen distinta eficiencia de combustión.

La tabla siguiente muestra algunos valores de eficiencia de la combustión para una temperatura de gases en chimenea de 160°C y 3% de oxígeno en los gases (porcentaje en volumen base seca) y el exceso de aire correspondiente a este contenido de oxígeno.

Tabla 5.4 Eficiencia de la combustión para distintos combustibles con gases a 160°C y 3% de oxígeno

Combustible	Eficiencia combustión %	Exceso de aire a 3%O <sub>2</sub> %	CO <sub>2</sub> (*) %
Carbón bituminoso	90,6	17,0	15,9
Petróleo 6	87,9	17,0	13,6
Diesel	87,2	17,0	13,4
Gas natural	82,9	16,0	10,1

(\*) Porcentaje en volumen base seca

Fuente: [www.kane.co.uk](http://www.kane.co.uk), Combustion Efficiency Tables to BS 845.

La eficiencia de la combustión es distinta a Eficiencia Energética del equipo en el cual se lleva a cabo la combustión, ya que esta última incluye otras componentes de pérdidas de energía (ver capítulos siguientes).

#### 5.4 CONTROL DE LA EFICIENCIA DE LA COMBUSTIÓN

Es claro que para optimizar la combustión es necesario minimizar el exceso de aire asegurando la combustión completa, la práctica es algo más compleja que este concepto, **más compleja aún para combustibles sólidos, y algo más simple para combustibles gaseosos**. También depende del sistema de combustión empleado y de sus posibilidades de ajustar los parámetros de la combustión. A continuación sólo se hará referencia a los casos más sencillos para ilustrar las brechas entre el concepto y la práctica.

Una de las variables que afectan el control del aire de combustión es la temperatura y humedad relativa del aire, la cual varía durante cada día y durante el año, afectando la densidad del aire; además, el equipo donde se lleve a cabo la combustión seguramente opera en distintas condiciones de carga en cada momento. Estos hechos determinan que no basta ajustar la razón aire-combustible en un momento dado del año, se requiere de un sistema de control de la combustión para que se desarrolle eficientemente en cada instante.

El sistema de control requerido también depende de la versatilidad del sistema de combustión: hay quemadores de gas on-off, de dos etapas con restricciones en la llama mínima y máxima, modulantes, duales, etc. Cuando sólo se calibra la entrada de aire en un momento del año, en una determinada condición de operación, al cambiar la temperatura y humedad del aire, al cambiar la carga del equipo o al operar con el combustible de respaldo, la combustión operará de manera ineficiente.

Un sistema de control de la combustión debe al menos contar con un sensor que mida el contenido de oxígeno en los gases de combustión, un controlador que procese la señal y envíe otra a un actuador que regule el aire de combustión en forma continua. Además, la regulación del aire de combustión puede hacerse mediante un dámper, accionado eléctricamente o de manera neumática, pero en términos de eficiencia energética, es mejor hacerlo mediante un variador de frecuencia en el motor eléctrico del ventilador del aire de combustión. También es necesario sensar la presencia de CO en los gases de combustión para asegurar que ocurra una combustión completa y actuar en consecuencia sobre el sistema de combustión.

El sistema es más complejo con combustibles líquidos y más aún cuando son de baja viscosidad, ya que requieren precalentamiento y vapor o aire para su atomización; en el caso de combustibles sólidos, los sistemas de combustión son muy diversos: desde quemadores de combustibles sólidos pulverizados, parrillas de distinto tipo, lecho fluidizado burbujeante y lecho fluidizado circulante y se usan aires primarios, secundarios y terciarios, a esto se suma que la composición y granulometría del combustible también varía, especialmente cuando se usa biomasa, todo lo cual hace más sofisticado el sistema de control de la eficiencia de la combustión.

**En el capítulo ejemplos de combustibles y combustión del documento de ejemplos prácticos se ilustra un caso donde es necesario ajustar el exceso de aire de la combustión.**

## 5.5 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

En nuestro país son excepciones los establecimientos que cuentan con sistemas de medición del consumo de combustible por equipo, lo más común es contar solamente con algún tipo de medición del consumo de combustible total. Por lo tanto, el consumo de combustible de cada equipo típicamente debe ser estimado, y a partir de estimaciones adicionales como horarios de operación y condiciones de carga de los equipos, ya que tampoco se cuenta con medición de estas variables. En algunos casos se hacen mediciones horarias en un equipo en algún periodo o momento del año que puede ser un día, una semana o un mes en el mejor de los casos. Hay casos incluso en que tampoco se cuenta con un medidor total del consumo de combustible, en cuyo caso sólo se dispone de las facturas mensuales y todo lo que ocurre en el mes debe ser estimado. En los casos en que se cuenta con algún sistema de medición, para poder construir perfiles de consumo de combustible (diarios, semanales, mensuales y anuales) es necesario designar a una persona para que tome la lectura de los medidores con la frecuencia necesaria (cada 1/4 de hora, horaria, diaria, etc.), ya que los sistemas de registro son aún más escasos en la industria chilena. Las excepciones son en general grandes y modernas industrias con procesos monitoreados y operados con computadores. Finalmente, todo esto se cuadra de alguna manera con los consumos mensuales facturados de los combustibles que se usen.

Los **combustibles gaseosos** requieren de un medidor de volumen de gas, el cual debe ser corregido por presión y temperatura a las condiciones estándar ( $15^{\circ}\text{C}$  y  $1\text{ atm}$ )<sup>4</sup> a las que está referido su poder calorífico.

Los **combustibles líquidos** requieren distinguir los petróleos pesados, por su alta viscosidad y la variación de sus propiedades con la temperatura. Lo mejor para medir el consumo de combustibles líquidos es un tanque de almacenamiento diario calibrado.

El consumo de **combustibles sólidos** es aún más difícil; se debe medir la masa, para lo cual se requiere calibrar los volúmenes de las tolvas que alimentan el combustible al equipo según la granulometría del combustible usado; las calderas modernas cuentan con sistemas calibrados, pero son escasas; de todas maneras se requiere tomar muestras de combustible para medir su composición y poder calorífico y así poder definir bien los balances de energía requeridos.

## 5.6 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) ¿Por qué la presencia de CO en los gases de combustión se considera una pérdida de energía?
  - a. Porque su presencia corresponde a una combustión incompleta.
  - b. Porque la formación de monóxido de carbono libera menos calor que la formación de dióxido de carbono.
  - c. Porque el CO se libera a la atmósfera a alta temperatura.
- 2) Explique por qué la diferencia entre el poder calorífico inferior y superior de los combustibles no es igual para todos ellos.
- 3) Entre el butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) y propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), ¿en cuál de ellos es mayor el porcentaje de  $\text{CO}_2$  en los gases secos de una combustión completa con 10% de exceso de aire? Fundamente su respuesta mediante cálculos (puede mirar la tabla periódica de los elementos).

<sup>4</sup> En el mundo no existe aún un acuerdo en cuáles son condiciones normales de temperatura para los gases y cuáles son condiciones estándar. En Santiago, Metrogas denomina condiciones estándar  $15^{\circ}\text{C}$ ; sin embargo, es común encontrar que la condición estándar es  $0^{\circ}\text{C}$  y la condición normal se refiere a condiciones típicas o normales de temperatura en un laboratorio, que pueden ser  $15^{\circ}\text{C}$  o  $25^{\circ}\text{C}$ .

## 5.7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. M. El-Wakil, Powerplant Technology. McGraw-Hill (1985).
- [2] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors. India (2005).
- [3] Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) INTEC-Chile, Manual Ahorro de Energía en la Industria. Chile.
- [4] Cía. Carbonífera San Pedro de Catamutú. Sitio web [www.catamutum.com](http://www.catamutum.com).
- [5] F.S. Nogués – J. R. Herrer, Ciclo Energías Renovables: Jornadas de Biomasa, Fundación CIRCE (2002).
- [6] Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Sitio web [www.enap.cl](http://www.enap.cl).
- [7] Carlos Córdova Riquelme, Cátedra Centrales Térmicas de Potencia. Departamento Ingeniería Mecánica Universidad de Chile (2009).
- [8] F.William Payne and Richard E. Thompson, Efficient boiler operations sourcebook, fourth edition.
- [9] Comisión Nacional del Medio Ambiente. Sitio web [www.conama.cl](http://www.conama.cl).
- [10] Innergy Soluciones Energéticas, Sitio web [www.innergy.cl](http://www.innergy.cl).
- [11] Asociación Chilena de Gas Licuado. Sitio web [www.glpchile.cl](http://www.glpchile.cl).
- [12] Consejo Ecológico Melipilla. Boletín digital [www.ecomelipilla.cl](http://www.ecomelipilla.cl).

## 6 CALDERAS Y DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

### 6.1 CONCEPTOS IMPORTANTES

Esta sección tiene la finalidad de usar un lenguaje común para evitar confusiones, corregir abuso de lenguaje que ocurre en la jerga industrial e introducir conceptos importantes en eficiencia energética:

**Potencia térmica de una caldera:** cuando se menciona la potencia térmica de una caldera, es conveniente indicar si se está haciendo referencia a la potencia térmica útil (calor útil de la caldera) o la potencia térmica del quemador o sistema de combustión de la caldera. En el apunte se entenderá por potencia térmica de la caldera a la potencia térmica proporcionada por el quemador, la cual deriva del flujo máximo de combustible por su poder calorífico inferior. Como sinónimo, a veces también se le llama capacidad a la potencia térmica útil de la caldera, resultante del flujo de vapor producido por la diferencia de entalpía entre el agua de alimentación y la entalpía del vapor.

**Capacidad:** en el apunte se entenderá por capacidad de la caldera a la cantidad de vapor producido o generado por hora, expresada comúnmente en kg/hr, ton/hr o tph.

**Eficiencia de la caldera:** corresponde a la fracción entre calor útil y calor aportado a la caldera por el combustible, expresado en tanto por ciento. Puede expresarse referido al poder calorífico inferior o superior del combustible, aunque para balances de energía, dado que la gran mayoría de las calderas de vapor no condensan el vapor de agua de los gases de combustión, se recomienda trabajar con el poder calorífico inferior.

**Título del vapor:** corresponde a la fracción entre la cantidad de vapor seco respecto a la cantidad de mezcla agua vapor. El vapor seco tiene título uno (1,0); el agua saturada tiene título cero (0,0).

**Vapor sobrecalentado:** vapor seco a una temperatura superior a su temperatura de saturación.

**Calidad del vapor:** en la jerga industrial cuando se habla de vapor de buena calidad, normalmente se refieren a vapor seco y con vapor de mala calidad se refieren a vapor húmedo; esto debido a que en la industria es común el uso de vapor saturado seco. A veces, por una mala especificación del tipo de caldera (pirotubular o acuotubular) y su capacidad y potencia, ocurren problemas de operación en la caldera, generándose vapor húmedo en vez de vapor seco o el vapor arrastra humedad a los procesos. Pero la calidad del vapor no tiene relación con su título; la calidad del vapor está relacionada con su presión y temperatura: a mayor presión y temperatura, mayor calidad: el vapor saturado es de mayor calidad a mayor presión; a una misma presión, el vapor sobrecalentado es de mayor calidad que el vapor saturado y el vapor sobrecalentado es de mayor calidad a mayor presión y temperatura. El vapor húmedo es malo porque daña el sistema asociado al vapor y disminuye la transferencia de calor en los equipos de proceso; es consecuencia de problemas de operación de la caldera o del sistema de distribución de vapor.

**Exergía en sistema de generación y distribución de vapor:** este concepto presentado en el capítulo 2 de la Guía está implícito en las siguientes partes de estos sistemas:

- La diferencia de temperatura existente entre la temperatura de llama en el hogar de la caldera y la temperatura del vapor saturado constituye un desperdicio de exergía

- En la reducción de presión del vapor previa a un consumo de vapor mediante una válvula también es un desperdicio de exergía, la cual puede aprovecharse mediante una turbina de expansión de vapor entre las mismas presiones
- En la diferencia de temperatura entre el vapor saturado y el fluido a calentar en un intercambiador de calor; se debe minimizar dicha diferencia de temperatura a un costo razonable del equipo.
- En la recuperación de condensado a presión atmosférica, ya que constituyen un desperdicio de exergía respecto a hacerla presurizada.

## 6.2 CLASIFICACIÓN GENERAL DE CALDERAS

Cuando se menciona una caldera, en general se entiende que se está haciendo referencia a una caldera de vapor: un equipo de intercambio térmico que evapora agua desde su estado líquido a partir de la transferencia del calor liberado por la combustión de algún combustible. Sin embargo, existen calderas que no producen o generan vapor, sino que calientan agua o calientan un fluido (o aceite) térmico: calderas de agua caliente y calderas de fluido térmico, respectivamente. En el sector industrial son mayormente usadas las calderas de vapor, por ello, en este capítulo, con el término caldera se hace referencia a las calderas de vapor.

Las calderas se pueden clasificar considerando distintos elementos técnicos: combustible, sistema de combustión (depende del combustible y hay más variedad para combustibles sólidos), fluido que circula en los tubos, método de circulación del agua en los tubos (natural o forzada), construcción, presión y temperatura del vapor, etc. A continuación se menciona la clasificación que se considera más relevante para aplicaciones en la industria desde la perspectiva de la Eficiencia Energética.

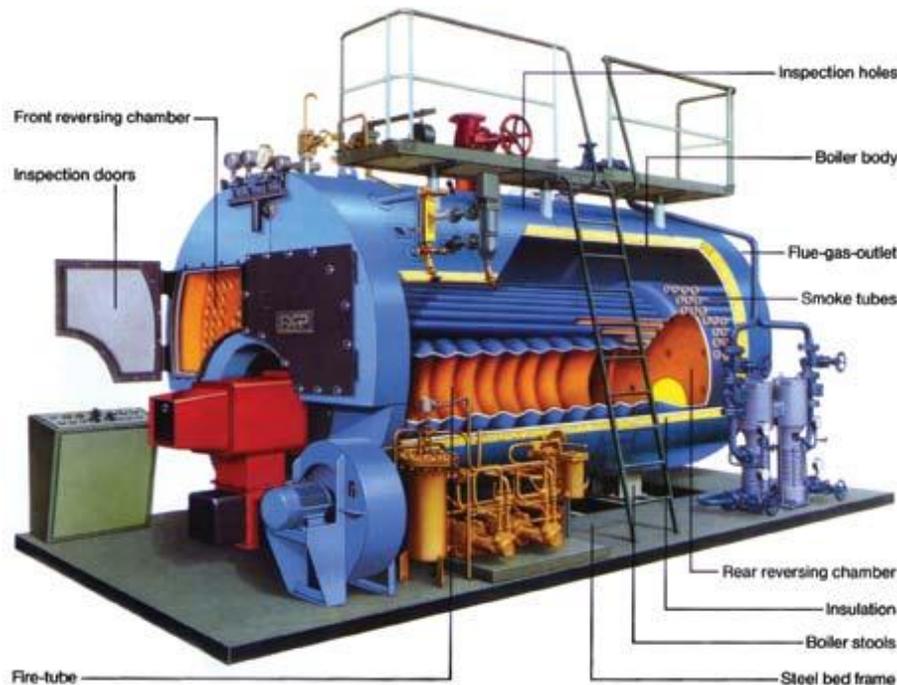


Figura 6.1: Esquema caldera pirotubular  
Fuente: <http://www.fapdec.org/boilers.htm>

La caldera más usada en la industria es la **caldera pirotubular** (circulan gases por los tubos) de construcción tipo packaged, es decir, ensambladas en su fábrica para montar directamente en la industria (ver figura anterior); en general son calderas pequeñas (sus componentes deben caber en containers para su transporte); las calderas más grandes tipo packaged son **acuotubulares** (circula agua por los tubos), aunque hay un rango de tamaño en que están disponibles tanto calderas acuotubulares como las pirotubulares para aplicaciones industriales; las calderas acuotubulares pueden operar a mayores presiones (del agua-vapor) que las pirotubulares. La figura siguiente ilustra una caldera acuotubular tipo package.



Figura 6.2: Esquema caldera acuotubular tipo package  
Fuente: [www.thermhydra.com/boilers.html](http://www.thermhydra.com/boilers.html)

La ventaja de las calderas pirotubulares es que son más económicas, sin embargo, las acuotubulares responden mejor a fluctuaciones bruscas en las demandas de vapor, debido a que la circulación del agua proporciona una mejor transferencia de calor (en las pirotubulares el agua está “acumulada y estática” en la carcasa de la caldera). Esta condición de operación ocurre en muchos procesos y el uso preferente de las calderas pirotubulares, por su menor inversión, conlleva a problemas de operación y proceso, ya que su respuesta es más lenta. Por lo tanto, es importante considerar el comportamiento del proceso en la selección del tipo de caldera.

Por otro lado, las calderas también se clasifican en **calderas de vapor saturado y de vapor sobrecalentado**. En aplicaciones industriales, las calderas de vapor sobrecalentado, generalmente acuotubulares, se usan en aplicaciones de cogeneración industrial con turbinas de vapor. Las calderas de vapor saturado se usan en aplicaciones únicamente de transferencia de calor a procesos; sin embargo, también existen turbinas de vapor saturado con aplicaciones industriales con estas calderas, las que pueden instalarse en vez de válvulas reductoras de presión, generando un poco de electricidad o de trabajo mecánico para accionamiento directo de bombas por ejemplo, eliminando de esta manera la pérdida de exergía que ocurre en dichas válvulas (la energía se conserva en la válvula, pero se pierde presión capaz de realizar trabajo), mejorando así la eficiencia del sistema. Las figuras siguientes muestran calderas de vapor sobrecalentado de distintas capacidades, incluyendo dimensiones en milímetros.

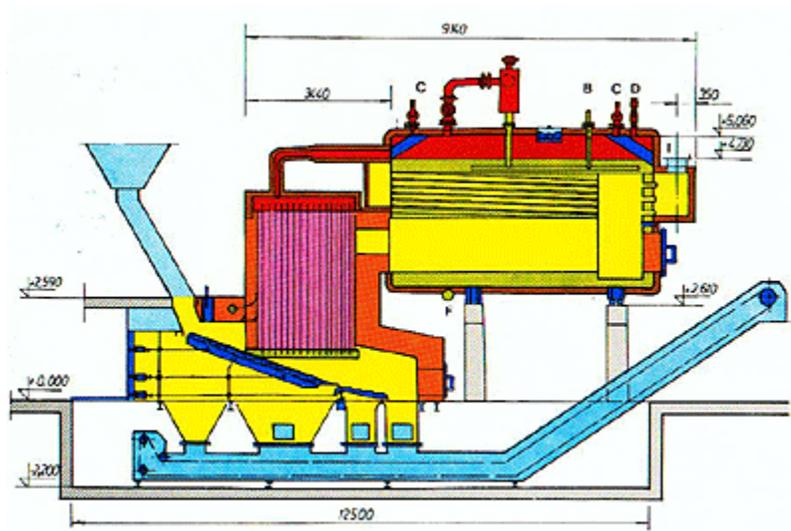


Figura 6.3: Caldera de vapor sobrecalentado: hasta 10 ton/h, 12 **bara** y 250°C  
Fuente: [www.tineco.co.rs](http://www.tineco.co.rs)

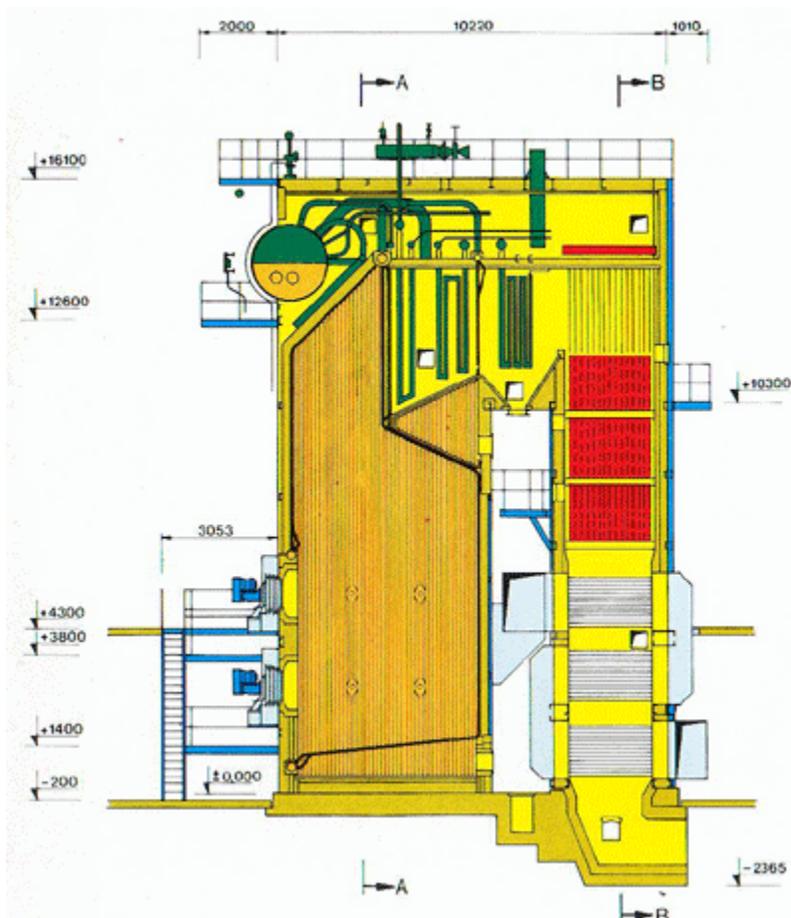


Figura 6.4: Caldera acuotubular de vapor sobrecalentado: hasta 75 ton/h, 49 bar y 475°C  
Fuente: [www.tineco.co.rs](http://www.tineco.co.rs)

### 6.3 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UNA CALDERA

La evaluación de la eficiencia de una caldera es recomendable llevarla a cabo bajo alguno de los test estándar que existen en el mundo: British standards, BS845: 1987; ASME Standard: PTC-4-1 Power Test Code for Steam Generating Units; IS 8753: Indian Standard for Boiler Efficiency Testing.

La eficiencia de la caldera varía con la carga de operación, por lo tanto, en situaciones en que una caldera opera en un amplio rango de carga, es necesario determinar la eficiencia de la caldera en algunos puntos de operación que permitan caracterizar la curva de eficiencia de la caldera en función de la carga. La figura siguiente muestra dicha curva para la caldera del [capítulo ejemplos de calderas y distribución de vapor documento de ejemplos prácticos](#), en la que la eficiencia cae más de 10 puntos entre su operación a plena carga y 10% de carga:

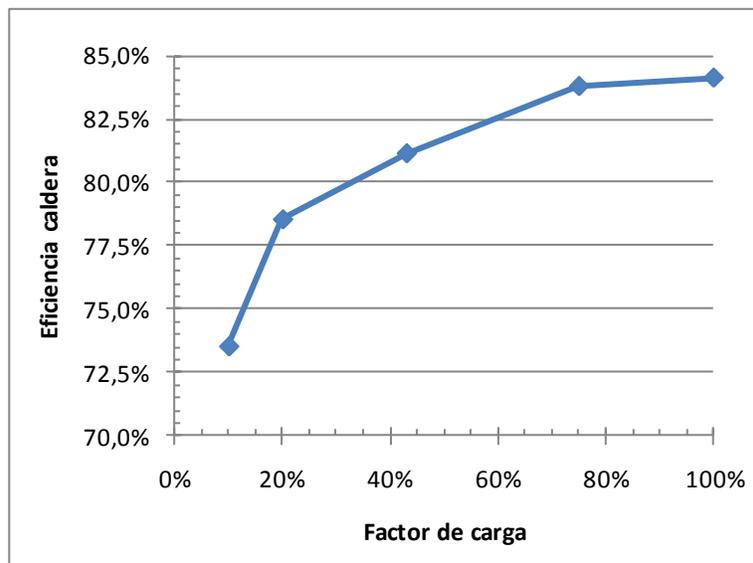


Figura 6.5: Ejemplo eficiencia caldera en función de la carga  
 Fuente: Elaboración propia

La eficiencia de la caldera puede referirse al poder calorífico inferior (PCI) o poder calorífico superior (PCS) del combustible; en caso de no haber aprovechamiento del calor latente del vapor de agua de los gases de combustión es común referenciar la eficiencia al PCI del combustible; si hay aprovechamiento de dicho calor latente es mejor referenciar la eficiencia al PCS del combustible, de lo contrario, resultará una eficiencia mayor al 100%, lo que a primera vista significaría que se está “generando” energía adicional a la consumida por la caldera, lo cual es imposible. No obstante, los fabricantes de calderas de condensación o de equipos de recuperación de calor que admiten condensación de los gases de combustión, promueven sus equipos diciendo que permiten lograr eficiencias mayores al 100%.

Hay dos métodos reconocidos para determinar la eficiencia de una caldera:

El **método directo** que corresponde a la razón entre la energía útil (producción de vapor por el cambio de entalpía (h) en la caldera) y el consumo de combustible de la caldera por su poder calorífico inferior, como se indica en la ecuación siguiente; es método es más simple pero no permite cuantificar las distintas causas de pérdida de energía en la caldera.

$$Eficiencia[\%] = \frac{\dot{m}_{vapor} \left[ \frac{kg}{h} \right] (h_{vapor} - h_{agua\_alimentacion}) \left[ \frac{kcal}{kg} \right]}{\dot{m}_{combustible} \left[ \frac{kg}{h} \right] PCI \left[ \frac{kcal}{kg} \right]} \cdot 100\%$$

El **método indirecto** determina la eficiencia de la caldera a partir de la cuantificación de cada una de las pérdidas de energía de la caldera, expresadas en porcentaje. La figura siguiente ilustra las pérdidas de energía que puede presentar una caldera:

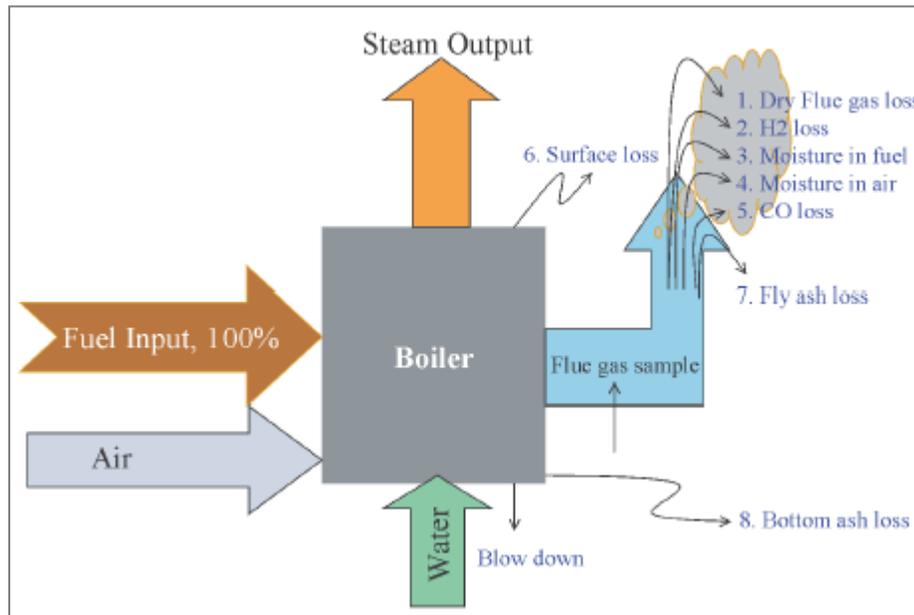


Figura 6.6: Esquema método indirecto para determinar eficiencia de calderas a partir de sus pérdidas de energía  
 Fuente: Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005)

Las pérdidas de energía más relevantes en una caldera son las pérdidas por los gases de combustión; corresponden a las señaladas desde la 1 a la 5 en la figura anterior; en ellas se concentra entre el 80% y 90% de las pérdidas de energía de una caldera.

El método indirecto tiene la ventaja de cuantificar las causas de las pérdidas de energía ( $Pe$ ) en una caldera; además es más preciso, pero requiere más mediciones y cálculos; el cálculo final es el siguiente:

$$Eficiencia[\%] = 100\% - \sum_i Pe_i[\%]$$

El “Blow down” indicado en la figura anterior corresponde a las purga de la caldera; es una pérdida de energía relaciona con la operación y mantenimiento de la caldera, lo que a su vez depende de la calidad del agua disponible para la caldera y de su tratamiento químico, no se relaciona con el diseño de la caldera. Las pérdidas por cenizas (bottom ash y fly ash) dependen del contenido de cenizas del combustible y del sistema de combustión de la caldera.

En el capítulo **Ejemplos de calderas y distribución de vapor del documento de Ejemplos prácticos incluye la determinación de la eficiencia de la caldera de una caldera con demanda variable de vapor mediante el método indirecto.**

#### 6.4 ELEMENTOS DE EFICIENCIA Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CALDERAS

La eficiencia energética de una caldera se ve afectada por los siguientes ítems:

**El tratamiento del agua de alimentación** de la caldera se realiza para asegurar la calidad requerida por el agua de alimentación y del agua interior de la caldera; su objetivo principal es evitar problemas de corrosión e incrustaciones en la caldera, cumpliendo normas que definen límites a los parámetros involucrados en el tratamiento del agua.<sup>5</sup>

Llevar a cabo un buen tratamiento del agua de alimentación es fundamental para la caldera y todo el sistema de vapor y retorno de condensado, ya que permite:

- Asegurar una larga vida útil del sistema
- Evitar problemas operacionales y reparaciones importantes
- Evitar accidentes
- Mantener una buena eficiencia energética

Las normas de calidad del agua a las que se hace referencia dependen entre otras cosas de la presión de trabajo de la caldera. El tratamiento del agua de alimentación en calderas industriales incluye:

- Ablandadores
- Desgasificador (opcional), según análisis técnico-económico.
- Un sistema de purga.
- Productos químicos complementarios a estos equipos: secuestrantes de oxígeno dosificados en el estanque de almacenamiento de agua, dispersantes, anti-incrustantes, protectores y neutralizantes para las líneas de retorno de condensado dosificados en la línea del agua de alimentación de la caldera.

Los problemas de corrosión son de distinto tipo según los agentes corrosivos presentes y dañan los materiales que conforman el sistema; las incrustaciones, sin embargo, además reducen la eficiencia energética de la caldera en la medida que aumenta el espesor de las incrustaciones, ya que tienen una baja conductividad térmica. Incrustaciones de 1 mm de espesor pueden aumentar en un 10% el consumo de combustible de la caldera; un espesor de 3 mm en un aumento del 25%; esto se evidencia con mayores temperatura en los gases de combustión en la chimenea de la caldera.

La concentración de sólidos totales en el agua de la caldera aumenta debido a que la temperatura y presión del agua en la caldera cambian sus propiedades de solvente y durante la evaporación los sólidos permanecen en el agua de la caldera. La norma respectiva de calidad del agua de la caldera y la calidad de la fuente de agua, determinan el tratamiento del agua de alimentación de la caldera y el régimen de purgas para que la concentración de sólidos en el agua de la caldera cumpla la norma, por lo tanto, la cantidad de agua a purgar se determina a partir de los ciclos de concentración de las impurezas en el agua de la caldera.

<sup>5</sup> Existen distintas normas internacionales como la British Standards Institution o la ASME, por ejemplo.

La purga puede ser de fondo o de superficie, según el tratamiento químico que se emplee, con sistemas que van desde manuales e intermitentes hasta la purga continua automatizada. La purga continua automatizada, mejora el control de sólidos disueltos y permite recuperar calor del agua purgada, optimizando esta pérdida de energía de la caldera: una purga deficiente daña las instalaciones, por el contrario, el exceso de purga conlleva a un desperdicio de recursos.

**Pérdidas de energía asociadas a la combustión y sus gases:** fueron tratadas en la sección 5.3.3 de la Guía. Estas pérdidas pueden minimizarse mediante la **recuperación de calor sensible en gases**; en calderas industriales, la recuperación de calor contempla el **uso de economizadores** que permiten elevar la temperatura del agua de alimentación de la caldera hasta una temperatura cercana a la temperatura de saturación aprovechando el calor sensible disponible en los gases de combustión a la salida de la caldera; la instalación de economizadores en calderas en operación producen ahorros de combustible en torno al 5%. Menos común pero también posible es el uso de precalentadores del aire de combustión en calderas industriales, debido principalmente a economías de escala por el tamaño de estos equipos.

Las limitantes físicas para el uso de estos equipos recuperadores de calor en calderas industriales es el punto de rocío de los gases de combustión, el cual depende del combustible utilizado, y mantener un tiro apropiado en la chimenea de la caldera, lo cual también impone restricciones a la temperatura de los gases a la salida de los sistemas de recuperación de calor.

Dado que el calor sensible en los gases de combustión es comúnmente la mayor fuente de pérdidas de energía en calderas, la recuperación de calor es una de las opciones de eficiencia energética de efecto importante. En la tabla siguiente se presentan algunos datos de referencia para la instalación de economizadores.

Tabla 6.1 Datos de referencia para instalación de economizadores en calderas industriales

Combustible	Punto de Rocío °C	Temperatura Mínima Chimenea °C	Temperatura admisible agua de alimentación °C
Gas natural	65	121	100
Petróleo liviano	82	135	100
Petróleo bajo azufre	93	148	104
Petróleo alto azufre o Carbón	110	160	115

Fuente: [www.thermal.cl](http://www.thermal.cl)

No obstante, ya existen **economizadores que aprovechan el calor latente del vapor de agua en los gases de combustión**, es decir, aprovechan el poder calorífico superior del combustible, logrando ahorros de combustible en torno al 10%, contruidos con acero inoxidable en módulos independientes para acoplar a calderas existentes; esto es posible para combustibles gaseosos como el gas natural o diesel con bajo contenido de azufre (máximo 50 ppm ó 0,005% en peso). El dispositivo a instalar es como el presentado en el esquema de la figura siguiente:

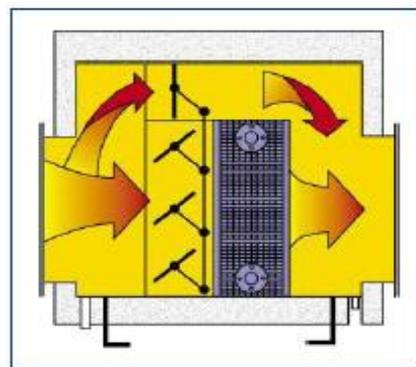


Figura 6.7: Economizador a condensación

Fuente: [www.loos.de/loos/fachber/034/fach23.pdf](http://www.loos.de/loos/fachber/034/fach23.pdf)

Las **pérdidas de calor por la superficie de la caldera por convección-conducción y radiación** dependen del aislamiento térmico de la superficie exterior de la caldera, de la superficie respectiva, de la temperatura ambiente y de la circulación (velocidad) del aire en torno a la caldera; así, en una sala de calderas abierta las corrientes de aire aumentan las pérdidas de calor por convección respecto a una sala de calderas cerrada en la que prácticamente no hay corrientes de aire.

El aislamiento térmico reduce las pérdidas de calor, sin embargo, no las anula; a mayor espesor del aislamiento, menores son las pérdidas de calor y por ende su costo, pero a la vez mayor es el costo del material aislante; este hecho conlleva a la necesidad de optimizar el aislamiento térmico.

Por otro lado, también es importante el cuidado, inspección y mantenimiento de la aislación térmica para que su desempeño sea el estimado y no se produzcan pérdidas de calor indebidas; las faltas más visibles en este ámbito son aislamiento deteriorado por tránsito de personal y aislamiento no repuesto después de otras labores de mantenimiento; entre los daños no siempre visibles está el aislamiento mojado.

**Partidas y detenciones diarias o de periodicidad mayor** incurren en un consumo de energía asociado al calentamiento del equipo que no se transforma en calor útil o vapor. Minimizarlas requiere un buen aislamiento térmico de la caldera, evaluar la posibilidad de mantener la caldera “caliente” en stand-by entre paradas respecto al costo de su enfriamiento y partida en frío y mejorar la programación de la producción para minimizar las paradas de la caldera.

**El calor sensible en el combustible** es una entrada de energía en la caldera, pero a la vez es una pérdida de calor útil en calderas, ya que algunos combustibles, como los petróleos N°5 y N°6, requieren ser calentados para su manejo, para lo cual se usa parte del vapor generado en la caldera, es una necesidad del combustible para su manejo y no se debe al desempeño energético del equipo. Este ítem debe ser correctamente contabilizado en el balance de energía de la caldera.

## 6.5 ELEMENTOS ASOCIADOS A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR Y RETORNO DE CONDENSADO

A continuación se señalan algunos elementos de los sistemas de distribución de vapor y retorno de condensado en operación, que tienen efecto en la eficiencia energética del sistema:

Los **equipos de consumo de vapor deben tener buena aislación térmica**, de lo contrario, una parte del calor será desperdiciado en el medio ambiente. Sentir calor en cualquier zona de una planta de proceso es señal de mal aislamiento térmico aunque en invierno, es bienvenido por el personal de operación y mantenimiento!

Los **equipos de consumo de vapor deben contar con un piping y sistema monitoreo y control apropiados** para hacer eficiencia energética, no sólo para observar las variables de proceso; en equipos de consumo importantes también es necesario tener medidores de energía, equipos de menor consumo de energía pueden contar con remarcadores comunes. En muchas industrias chilenas las instalaciones de piping de equipos de consumo de vapor son bastante básicas e incluso precarias y mal mantenidas, seguramente especificadas a mínimo costo de inversión, sin considerar los costos de ciclo de vida de las instalaciones.

**Fugas en redes de vapor y retorno de condensado:** pueden ser ocasionadas por corrosión debido a un tratamiento inapropiado del agua de alimentación de la caldera o por desperfectos en uniones, válvulas o fittings. Ante este tipo de pérdidas es necesario, por un lado, eliminar las imperfecciones en las redes, pero además, corregir el tratamiento del agua de alimentación de la caldera. Las pérdidas de energía asociadas son mayores cuanto mayor sea la entalpía de la fuga y tamaño del orificio respectivo. Una instalación en buen estado no debería evidenciar ningún tipo de fuga ni filtración.

**Trampas de vapor:** estos dispositivos captan el condensado que se puede producir en tramos largos de redes de suministro de vapor y en los equipos de consumo de vapor, permiten que el vapor entregue todo su calor latente. Existen distintos tipos de trampas de vapor, cada una con virtudes que las hacen más apropiadas para determinados usos. Los desperfectos en trampas de vapor son de dos tipos: quedan abiertas o quedan cerradas; en el primer caso, el vapor pasa por el equipo respectivo sin aportar todo su calor latente al proceso en servicio, por lo tanto se generó una cantidad de vapor que finalmente no fue usado; cuando las trampas quedan cerradas se acumula condensado en los equipos, causando problemas de operación y proceso, que también tienen un costo asociado. Estos problemas se corrigen con un buen sistema de inspección y/o chequeo de las trampas de vapor.

**Aislamiento térmico de las redes de vapor y retorno de condensado:** estas redes deben disponer de aislamiento térmico de un material apropiado y en un espesor óptimo. Las pérdidas por radiación y convección en redes instaladas a la intemperie pueden ser mayores debido a corrientes de aire, hecho que debe ser considerado en la especificación del aislamiento; en esta situación el recubrimiento del aislamiento térmico también es importante, especialmente en zonas con lluvias, para evitar que el aislamiento se moje; por lo mismo los tramos exteriores deben ser inspeccionados con mayor frecuencia para chequear el estado del aislamiento. El aislamiento térmico de válvulas también es posible y debe ser evaluado si su cantidad y tamaño lo amerita.

**Trazado de la red de vapor:** debido a variaciones horarias o diarias en las demandas de vapor de los procesos o por cambios en las instalaciones, pueden quedar tramos de las redes de vapor sin puntos de consumo, pero las líneas se mantienen llenas de vapor, con las consiguientes pérdidas de calor por radiación y convección y problemas operacionales derivados del condensado que se va produciendo. Es necesario instalar válvulas que corten el suministro de vapor en estos tramos en función de las demandas de vapor o eliminar los tramos fuera de servicio si es el caso.

**Recuperación de condensado:** en aquellos equipos en que hay transferencia de calor a través de una superficie, el vapor condensa al entregar su calor latente, condensado que debiese ser recuperado para hacer un uso eficiente de este recurso. Para que ocurra la condensación del vapor se instalan trampas de vapor, mencionadas anteriormente. En las líneas de vapor también ocurre algún grado de condensación, debido a las pérdidas de calor del piping, especialmente en las partidas cuando las redes están frías, las cuales también deben estar provistas de trampas de vapor cada cierto tramo.

Para recuperar el condensado generado en los distintos puntos de consumo de vapor se requiere instalar un sistema con ese fin, conectado a las trampas de vapor, el cual puede operar a presión atmosférica o a una mayor presión; en cualquier caso la presión del sistema de recuperación de condensado es independiente de la presión del vapor en el punto de consumo, ya que la trampa de vapor “aisla” la presión a la que opera el equipo de consumo.

La recuperación de condensado a presión atmosférica tiene la desventaja que el condensado pierde temperatura alcanzando valores menores a los 100°C, pero este sistema es más barato y por ende, el más común en Chile. La recuperación de condensado presurizado es un sistema un poco más sofisticado pero permite una mayor recuperación de energía al ser mucho menor la caída de temperatura del condensado. La red a presión atmosférica se dimensiona para el volumen de vapor flash en la descarga de las trampas de vapor, ya que el volumen de condensado líquido es mucho menor; la red presurizada se dimensiona sólo para condensado líquido y por ende, se requieren cañerías de menor diámetro. Obviamente, cualquiera sea el caso, el sistema debe contar con la debida aislación térmica.

Muchas veces no se recupera condensado por el riesgo de contaminación con el fluido o medio calentado con el vapor; este riesgo se puede controlar con la selección de materiales apropiados en los intercambiadores de calor, buena especificación de presiones en ambos lados del equipo y un muy buen sistema de mantenimiento.

**Vapor flash:** el vapor flash se produce cuando vapor a presión es liberado a una menor presión; este vapor a menor presión puede usarse en procesos que requieren calor a menor temperatura. Para aprovechar el vapor flash se requiere instalar estanques de vapor flash que operen a la presión deseada; este dispositivo permite separar el vapor flash del condensado líquido, el cual debe ser descargado mediante trampas de vapor finalmente conectadas a la red de retorno de condensado. El uso de vapor flash tiene la ventaja de tener mejores propiedades de transferencia de calor que el condensado líquido a la misma temperatura y permite evitar el uso de válvulas reductoras de presión para abastecer consumos de vapor a menor presión; dichas válvulas generan ineficiencias ya que operan induciendo una pérdida de presión, y por ende, de exergía.

**Reducciones de presión eficiente:** Las reducciones de presión son típicas en cualquier instalación de vapor, dado que es más económico distribuir vapor a mayores presiones dado su menor volumen específico, entonces, se reduce la presión en el punto de consumo. Sin embargo, esta práctica constituye una ineficiencia energética, dado que en las válvulas reductoras de presión se induce una pérdida de carga, desperdiándose presión y por ende exergía del respectivo flujo de vapor. Una alternativa energéticamente más eficiente a esta opción de operación consiste en una turbina de vapor a contrapresión que expande el vapor saturado, desde la presión a la que fue generado hasta la presión en el punto de consumo, aprovechando la respectiva caída de presión para generar electricidad o trabajo mecánico. Esta tecnología existe desde potencias en torno a los 20 Kw, los cuales, por ejemplo, se pueden lograr expandiendo 1.100 kg/hr de vapor desde 9 barg hasta 4 barg con una eficiencia isentrópica del 50% (este tipo de turbina tiene eficiencias isentrópicas entre 20% y 70), el vapor en este caso sale de la turbina con un título de 98%, por ende, el condensado respectivo debe ser separado antes del intercambiador de calor que usaría este vapor; la turbina se debe instalar en paralelo a un sistema de reducción de presión que operaría en emergencias.

**En el segundo ejemplo del capítulo Ejemplos de calderas y distribución de vapor del documento de Ejemplos prácticos, se presenta un caso de pérdidas de energía en el sistema de distribución de vapor y por pérdida de condensado, mostrando la mayor eficiencia energética de una buena aislación térmica y de la recuperación de condensado presurizado respecto a hacerlo a presión atmosférica. Se incluye un esquema del sistema**

## 6.6 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) Se llevan a cabo mediciones de temperatura de gases en una caldera, resultando valores relativamente altos; ¿cuál de las siguientes puede ser causa de esta ineficiencia?
  - a. No hay retorno de condensado y por ende el agua de alimentación entra fría a la caldera.
  - b. El tratamiento del agua de alimentación de la caldera no se lleva a cabo como fue indicado por el proveedor de los productos químicos.
  - c. La caldera no cuenta con economizador que recupere calor para reducir la temperatura de los gases.
- 2) De todas las formas que existen para estimar la eficiencia energética de una caldera, describa la mejor de ellas desde la perspectiva de la eficiencia energética. Justifique su elección.
- 3) Del gasto combustible de un establecimiento industrial, dos son los consumos de vapor importantes: uno demanda en promedio 1,5 ton/h de vapor saturado seco a 10 barg y el otro 1 ton/h de vapor a 3 barg. Actualmente ambos son abastecidos con vapor proveniente de la caldera, la cual opera a 10 barg, por ende, el menor de estos consumos cuenta con una válvula reductora de presión. Ambos equipos cuentan con trampas de vapor. El consultor identifica la posibilidad de obtener vapor flash del consumo mayor para cubrir parte de la demanda de vapor del consumo menor. ¿Cuánto vapor se ahorra implementado esta opción? ¿Qué otra opción tiene el consultor para ahorrar energía para abastecer el consumo de menor presión; estime el ahorro de energía respectiva?

## 6.7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Basu, c. Kefa, L. Jestin, Boilers and Burners Design and Theory, Springer (2000).
- [2] I.G.C Dryden, The Efficient Use of Energy, Second Edition, Butterworths (1982).
- [13] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [3] TLV Co.Ltd., Efficient use of process steam (1999).
- [4] Carlos Córdova Riquelme, Cátedra Centrales Térmicas de Potencia, Departamento Ingeniería Mecánica Universidad de Chile (2009).
- [5] Spirax Sarco, Sitio Web, [www.spiraxsarco.com](http://www.spiraxsarco.com)
- [6] Thermal Engineering, Sitio Web, [www.thermal.cl](http://www.thermal.cl)
- [7] Dueik Equipos térmicos, Sitio Web, [www.dueik.cl](http://www.dueik.cl)
- [8] Revista Induambiente N°37 Marzo-Abril 1999.
- [9] Comisión Nacional para el uso eficiente de la Energía (CONAE), Módulos Tecnológicos, [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx)

## 7 HORNOS INDUSTRIALES Y SECADORES

### 7.1 PREÁMBULO

Para hacer eficiencia energética en un horno, cualquiera sea su tipo, se requiere conocer bien sus principios de funcionamiento; las primeras aproximaciones a la eficiencia energética suelen ser simples, pero cuando lo básico ya se ha hecho, se requiere conocer bien los procesos, un buen conocimiento de las variables y condiciones que definen su funcionamiento, ya que seguramente para la incorporación de más eficiencia energética se deberá modificar algún elemento de diseño o incorporar tecnología que mejore el horno y mantenga o mejore el proceso desarrollado.

La figura siguiente corresponde a un esquema simple de un horno:

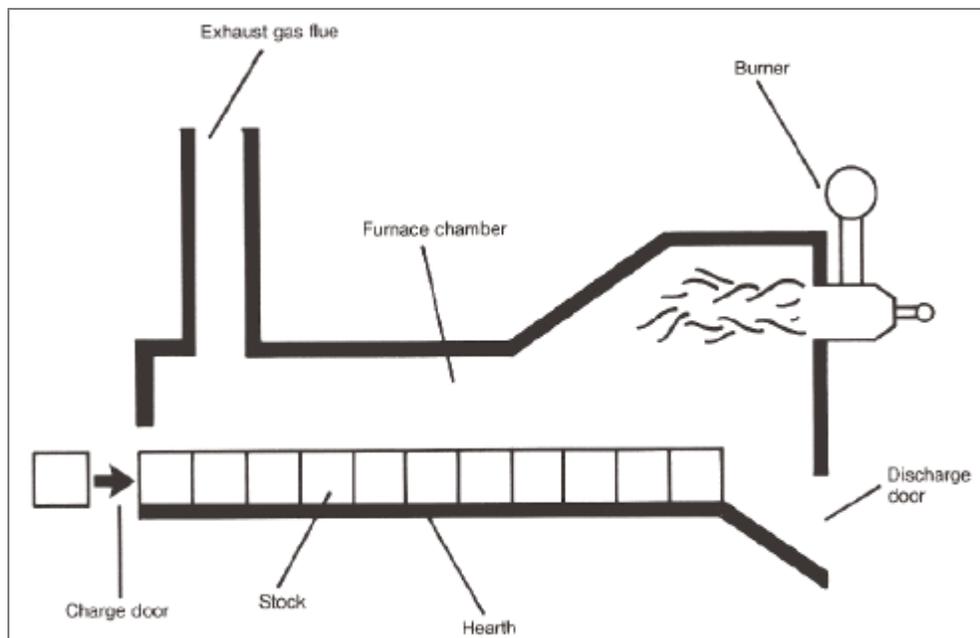


Figura 7.1: Esquema de un horno

Fuente: Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).

### 7.2 HORNOS Y CLASIFICACIÓN

La primera clasificación entre la gran diversidad de hornos industriales existentes es según su fuente de calor (esta clasificación también existe en secadores), distinguiendo entre:

- Hornos a combustión: la fuente de calor es un combustible
- Hornos eléctricos: la fuente de calor es electricidad
- Hornos con fuente de calor indirecta: usan vapor o aceite térmico como fuente de calor.

La fuente de energía en hornos es bastante relevante, y según sea el material a procesar, no da lo mismo qué fuente usar, a diferencia de las calderas. Por ejemplo, algunos materiales no toleran el azufre en un combustible o pueden ocurrir reacciones indeseadas entre los gases de combustión y el material, por ello los hornos de fundición para acero, hierro fundido usan electricidad como fuente de calor, metales no ferrosos usan combustibles.

**El calor eléctrico tiene las siguientes características:**

- Precisión en el control del desarrollo y distribución del calor en el horno.
- El calor desarrollado es independiente de la naturaleza de los gases que rodean la carga.
- La temperatura máxima está limitada por la naturaleza del material de la carga.

### 7.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS HORNOS A COMBUSTIÓN

Existen distintos criterios para clasificar los hornos a combustión; dada la gran diversidad de hornos, también hay muchas clasificaciones; aquí se presentan sólo algunas.

**Según su propósito o proceso efectuado:** por ejemplo, en metalurgia se distinguen hornos de fusión, temple, recocido, forja, calentamiento para conformado en caliente; en esta clasificación también se distinguen los hornos de secado o secadores, tostación, etc.

**Según los mecanismos de transferencia de calor:** se distinguen hornos en los cuales la transferencia de calor es directa entre los gases de combustión y el material a calentar, por convección y radiación directa desde los gases de combustión o radiación reflejada desde las paredes calientes del horno (en inglés de los nombra como Oven); hornos de mufla, los cuales el calor se conduce a través de un metal o refractario que protege el material calentado del contacto con los gases, algunas veces rodeados por gases inertes que excluyen aire; hornos de baño líquido en el cual un recipiente de metal es calentado por fuera por inmersión; hornos de recirculación, que operan bajo los 700°C, en los cuales la atmósfera del horno (productos de la combustión, aire o gases inertes) se recirculan rápidamente a través de una cámara de calentamiento; entre otros.

**Según el método de calentamiento en hornos de mufla:** se distinguen combustión directa operan a temperaturas sobre los 1100°C; los de combustión superior y combustión inferior pueden operar a temperaturas de hasta 980°C por la vida del material refractario, el de combustión superior tiene límites de tamaño por la dificultad de tener una temperatura uniforme; los de combustión lateral operan sobre 980°C, en que la temperatura es demasiado alta o el manejo es complejo para la combustión inferior y donde se requiere una atmosfera mejor que la obtenida con el calor directo.

**Según el método del manejo de materiales en el horno se distinguen hornos batch y continuos.** En los batch el material se carga en el horno y permanece en una misma posición hasta cumplir el calentamiento requerido por el proceso, entonces se descarga el horno y se vuelve a cargar; este tipo de hornos requiere una buena programación entre periodos de descarga y carga del horno para minimizar las pérdidas de energía por ese concepto; en los hornos continuos en estos últimos, el material se carga, mueve a través del horno y sale de él por algún mecanismo que mantiene al horno siempre en operación, exceptuando paradas planificadas.

**Según el modo de recuperación de calor:** se distinguen hornos recuperativos y hornos regenerativos, haciendo referencia al tipo de equipo de recuperación de calor de los gases de escape del horno, calor que

es reincorporado al horno mediante el precalentamiento del aire de combustión o del combustible. En hornos recuperativos un flujo continuo de gases de escape y aire o gases, pasan a través de conductos de metal o refractario de un equipo recuperador de calor para transferir calor del flujo caliente al flujo a calentar. En hornos regenerativos son construidos normalmente con ladrillos refractarios o placas metálicas y consisten de dos cámaras completamente cubiertas con checkerworks; los flujos de gases de escape y aire o gases a calentar son periódicamente revertidos, fluyendo alternadamente a través de dos cámaras; el checkerwork almacena el calor de los gases de escape y lo entrega al aire o gases a calentar cada vez que se revierten los flujos. Los regeneradores son usados cuando se requiere una alta temperatura en el aire de combustión para mantener una alta temperatura en el horno, son más caros que los recuperadores.

La figura siguiente muestra una fotografía y un esquema de hornos continuos de tratamiento térmico (temple y revenido), a combustión.

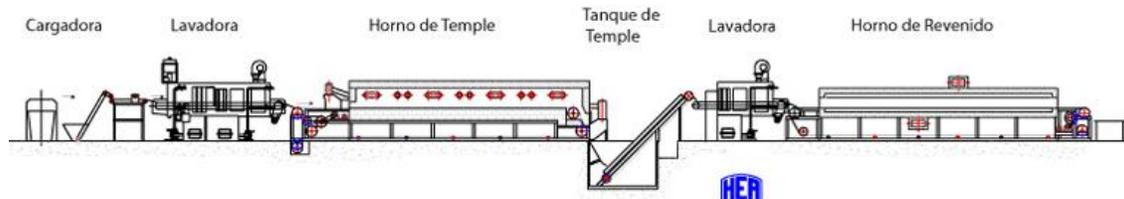


Figura 7.2: Horno de temple y revenido

Fuente: [http://www.alferieff.com/htm/hornos\\_continuos.htm](http://www.alferieff.com/htm/hornos_continuos.htm)

## 7.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS HORNOS ELÉCTRICOS

Los hornos eléctricos se clasifican según el principio eléctrico que genera el calor para el proceso que se lleva a cabo en él:

**Hornos de resistencia y ovens:** el calor se desarrolla por el paso de una corriente alterna a través de resistencias eléctricas separada de la carga del horno. Se usan para tratamiento térmico de metales, recocido de vidrio y esmaltado vidrioso. Los ovens están limitados a secado y procesos de cocción bajo los 260°C.

**Calentadores y hornos de inducción:** el calor es desarrollado por una corriente inducida en la carga del horno; se usan para calentar metales y aleaciones; se llaman calentadores cuando se desarrollan temperaturas bajo el punto de fusión y hornos cuando hay fusión o fundición.

**Hornos de arco:** el calor es desarrollo por un arco o arcos, existiendo de arco directo y arco indirecto. En los hornos de arco directo, el arco se produce con la carga; en los de arco indirecto, el arco se produce entre electrodos encima de la carga. Se usan para fundición, refinación de metales y aleaciones, entre otras aplicaciones.

**Hornos de resistencia de arco sumergido:** el calor es desarrollado por el paso de corriente alterna desde electrodo a electrodo a través de la carga. Se usan para fabricar aleaciones ferrosas, grafito, carburo de calcio, carburo de silicio, entre otras aplicaciones. Hay una excepción que usa corriente continua donde el producto es obtenido por la acción de un electrolito en un baño derretido, por ejemplo, en la fabricación de aluminio.

Las figuras siguientes ilustran un esquema y una fotografía de un horno de arco eléctrico, respectivamente.

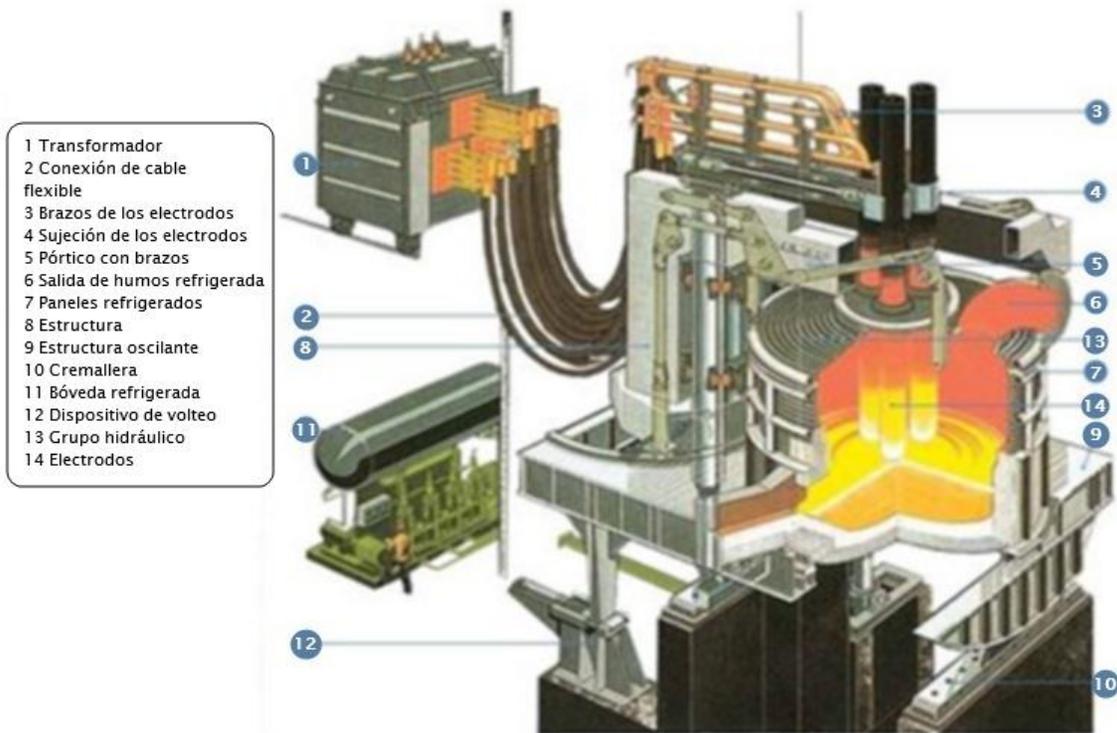


Figura 7.3: Esquema horno de arco eléctrico  
 Fuente: <http://adriantecnologia2.blogspot.com/>



Figura 7.4: Fotografía horno de arco eléctrico  
Fuente: <http://www.tenovagroup.com>

## 7.3 SECADORES

### 7.3.1 CONCEPTOS

Si bien los secadores corresponden a una variedad de hornos, su presencia en distintos rubros industriales amerita referirse a ellos de manera especial.

Los secadores, como su nombre lo indica, secan materiales y productos, es decir, extraen agua o humedad de la carga introducida en el secador, hasta obtener el nivel humedad deseado, mediante procesos de transferencia de calor y masa. La transferencia de masa ocurre entre la carga y el aire que absorbe la humedad extraída de la carga mediante su evaporación, hasta que el aire alcanza un estado saturado o cercano a su saturación.

Entre las variables de proceso importantes que determinan el periodo de secado están: la temperatura, humedad y velocidad del aire.

Además, es necesario conocer conceptos asociados a la humedad:

- El **contenido de humedad** puede expresarse en base seca, correspondiente a la humedad absoluta, es decir,  $\text{Kg\_humedad/Kg\_material\_seco}$ , su ventaja es que un cambio en el porcentaje de humedad produce el mismo cambio porcentual en el peso del material, pero para humedades altas toma un valor superior a 1 o al 100%; la humedad también puede expresarse en base húmeda como  $\text{Kg\_humedad/Kg\_material\_húmedo}$  cuyo valor está acotado entre 0 y 1 ó 100%.

- La **humedad relativa del aire** corresponde a la razón entre el contenido de humedad del aire a una determinada temperatura y el contenido de humedad del aire saturado a la misma temperatura; se expresa en tanto por ciento.
- El **contenido de humedad crítica** corresponde al contenido de humedad hasta la cual la tasa de secado es constante; posteriormente a la humedad crítica, la tasa de secado decae en el tiempo.
- El **contenido de humedad de equilibrio** corresponde a la humedad de un material higroscópico<sup>6</sup> a la cual está en equilibrio con el contenido de humedad de la atmósfera.

Por lo tanto, en términos energéticos, es totalmente ineficiente secar un material bajo su humedad de equilibrio si dicho material va a ser almacenado o usado en contacto con la atmósfera. Además, cuando los materiales no se deterioran rápidamente en condiciones húmedas, pueden secarse hasta una humedad superior a la humedad de equilibrio, lo cual puede derivar en ahorros de energía y menores tiempos de secado. Sin embargo, hay materiales como algunos comestibles que deben ser secados bajo la humedad de equilibrio para su conservación y por consiguiente deben ser almacenados en condiciones de atmósfera controlada o en contenedores sellados.

### 7.3.2 CLASIFICACIÓN

La clasificación principal de los secadores distingue dos tipos: secadores convectivos y secadores por conducción o contacto. Adicionalmente se distinguen secadores especializados. No obstante también es válida la clasificación de los hornos presentada en la sección 7.2.

Los **secadores convectivos** también se conocen como secadores directos, ya que el medio de evaporación es usualmente aire o gases calientes, que hacen contacto con el material a secar absorbiendo su humedad. Algunos ejemplos de este tipo son: cámaras de secado, secadores neumáticos, secadores spray, secadores túnel, secadores rotatorios.

Los **secadores de contacto** a veces se conocen como secadores indirectos porque el flujo de calor ocurre a través de una pared o placa de metal en la cual “descansa” o se coloca la carga a secar. Son ejemplos de este tipo los secadores de papel como los cilindros de las máquinas papeleras y las planchas secadoras.

Entre los **secadores especializados** se distinguen: secadores de lecho fluidizado, secadores infrarrojos de calor radiante (usan gas o electricidad) y los secadores de alta frecuencia (usan electricidad).

Las figuras siguientes corresponden a fotografías de secadores.

<sup>6</sup> Material que atrae y absorbe humedad.



Figura 7.5: Fotografía de un secador

Fuente: [www.quiminet.com/imagen/drum\\_secado\\_03.jpg](http://www.quiminet.com/imagen/drum_secado_03.jpg)



Figura 7.6: Fotografía secador rotativo de granos

Fuente: [http://www.aeroglide.com/\\_Spanish/rotary-dryers-sp.php](http://www.aeroglide.com/_Spanish/rotary-dryers-sp.php)

#### 7.4 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE HORNOS Y SECADORES

La eficiencia energética de un horno es la razón entre el calor entregado al material (calor útil) respecto del calor aportado al horno:

El **calor aportado** incluye calor liberado por la combustión del combustible (poder calorífico inferior), calor sensible del combustible, calor sensible del aire de combustión, calor contenido en la carga si ingresa precalentada al horno, calor sensible de vapor o aire comprimido para la atomización de algunos combustibles y el calor liberado por cualquier reacción exotérmica que se produzca en la carga del horno. El poder calorífico inferior depende de la composición del combustible; los combustibles líquidos de alta viscosidad deben ser precalentados para ser atomizados, los combustibles gaseosos de bajo poder calorífico ( $1.500 \text{ Kcal/m}^3$ ) son usualmente precalentados en recuperadores o regeneradores para producir una

temperatura de llama suficientemente alta; los combustibles sólidos no son precalentados. El aire es precalentado para economizar combustible y aumentar la temperatura de llama.

El **calor útil** incluye el calor contenido en el producto caliente que sale del horno y el calor requerido por cualquier reacción endotérmica que se lleve a cabo en la carga; su cálculo depende de los procesos que experimente la carga en el horno. El calor útil es la energía necesaria para que ocurra la transformación deseada a determinados niveles de temperatura y por los periodos de tiempo que sean necesarios; al evaluar energéticamente un horno, no hay que excluir la posibilidad de disminuir este calor ya que ello podría reducir el consumo de energía en el horno con un efecto neto en todo el proceso del cual sea parte el respectivo horno. En el caso de secadores, el calor útil corresponde sólo al requerido para calentar el material y evaporar la humedad que contiene hasta lograr el contenido de humedad deseado.

La diferencia entre el calor aportado y el calor útil constituyen las pérdidas de energía del horno, por lo tanto, la eficiencia energética de un horno o secador puede determinarse mediante dos métodos:

**Método directo:** cuantificando el calor útil y el calor aportado al equipo, ambos expresados en la misma unidad.

$$Eficiencia[\%] = \frac{Calor\ útil\ [unidad]}{Calor\ aportado\ [unidad]} \cdot 100\%$$

**Método indirecto:** cuantificando las pérdidas de energía ( $P_e$ ) como porcentaje de la energía aportada.

$$Eficiencia[\%] = 100\% - \sum_i P_{e_i}[\%]$$

## 7.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y OPCIONES DE EFICIENCIA EN HORNOS Y SECADORES

A continuación se presentan las pérdidas de energía comúnmente presentes en hornos y secadores. La figura siguiente ilustra algunas de estas pérdidas de energía presentes en hornos:

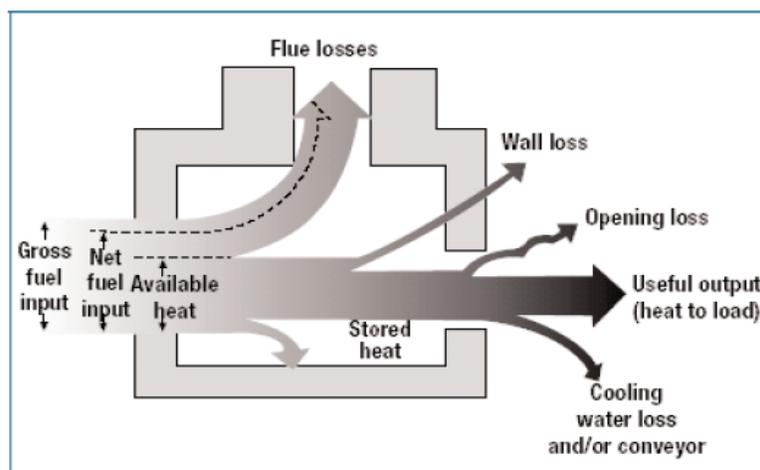


Figura 7.7: Esquema de pérdidas de energía presentes en un horno

Fuente: Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005)

En el capítulo de Ejemplos de hornos industriales del documento de Ejemplos prácticos se presenta el balance de energía de un horno eléctrico de tratamiento térmico de productos de acero.

Hacer eficiencia energética en estos equipos implica disminuir cada una de estas pérdidas energía hasta niveles en que sea técnica y económicamente factible, mediante opciones como las que se señalan a continuación.

**Pérdidas de calor en gases residuales:** se debe a calor sensible de los gases de combustión que no puede ser removido en el interior del horno, debido principalmente a las condiciones de temperatura que requieren los procesos; esto determina altas temperaturas de los gases de combustión en chimenea, con valores desde 300°C hasta valores del orden de 1.000°C. Las características de las instalaciones en ocasiones permiten recuperar calor de este flujo de gases mediante: precalentamiento de la carga del horno, precalentamiento del aire de combustión, calderas recuperadoras de calor (vapor de proceso o cogeneración), y otras. Naturalmente esta pérdida no existe en hornos eléctricos ni en hornos que operen con vapor o aceite térmico como fuente de calor.

**Pérdidas asociadas a la combustión:** fueron tratadas en el 5.3.3 de la Guía y se relacionan con combustión incompleta, combustible no quemado y elevado exceso de aire para la combustión; estas pérdidas se reducen mediante sistemas de control de la combustión. Estas pérdidas no están presentes en hornos eléctricos ni en hornos que operen con vapor o aceite térmico como fuente de calor.

**Pérdidas de calor en el sistema de manejo de materiales:** los mecanismos que introducen y sacan los materiales del horno están continuamente calentándose y enfriándose, lo cual constituye una pérdida de calor. La opción de reducir esta pérdida se relaciona con el diseño o modificaciones del mecanismo.

**Pérdidas de calor por los sistemas de enfriamiento del horno:** algunos hornos usan agua, aire u otro medio de enfriamiento para proteger ciertas zonas del horno, pero a costa de la pérdida de energía asociada. Para reducir esta pérdida es necesario controlar muy bien el flujo de fluido de enfriamiento y focalizar el enfriamiento sólo donde sea estrictamente necesario; el sistema de enfriamiento también es un elemento de diseño de cada horno que a veces puede ser modificado o mejorado.

**Pérdidas por radiación y convección por superficie exterior del horno** hacia su entorno, incluyendo paredes y hacia el suelo. Si se siente calor en la zona donde se ubica el horno es señal de estas pérdidas, las cuales se minimizan mejorando el aislamiento térmico del horno con materiales adecuados a la temperatura de operación del horno.

**Pérdidas de calor por radiación en las aberturas del horno:** en hornos que operan sobre 540°C pierden calor por radiación por sus aberturas; la opción de eficiencia es achicar las aberturas y tal vez usar “doble puerta”.

**Pérdidas por infiltración de aire:** si el horno opera a presión negativa debido al tiro de la chimenea en los hornos de combustión, puede entrar aire frío al horno desde su entorno por cualquier intersticio y en los momentos en que se abren las puertas del horno. Minimizar esta pérdida requiere controlar el tiro de chimenea y/o la presión interior del horno

**Pérdidas por calor almacenado en el horno:** esta pérdida es importante en hornos que se encienden y apagan con frecuencia, corresponde al calor absorbido por toda la envolvente del horno incluyendo los

materiales aislantes; este calor no se transfiere al material a procesar. Esta pérdida se minimiza programando la producción para minimizar las detenciones y partidas del horno.

**Pérdidas “especiales”:** además de las pérdidas mencionadas pueden haber muchas más pérdidas de calor, por ejemplo, por material caliente proyectado fuera del horno, tenazas y otros equipos de carga en el horno, superficies expuestas a baños calientes, etc.; algunas pueden ser muy pequeñas o difíciles de calcular, pero es mejor usar un método simplificado de calcular que despreciarlas todas. Las soluciones a cada una de estas pérdidas dependen del caso, proceso y del desarrollo de ingeniería y tecnología disponible.

## 7.6 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) ¿Por qué un horno eléctrico en general tiene mayor eficiencia energética que un horno a combustión?
  - a. Porque el sistema de manejo de combustible consume electricidad
  - b. Porque la combustión no es perfecta y la electricidad sí
  - c. Por la ausencia de pérdidas de combustión
  - d. Porque la energía eléctrica no se pierde, sólo se transforma
- 2) ¿Mencione una opción para mejorar la eficiencia energética de un secador en que los productos salen demasiados secos?
- 3) Calcule las pérdidas de energía de un horno de cocción de ladrillos asociada a la temperatura de ellos a la salida del horno. Se conocen: la temperatura de ladrillos, el calor específico de los ladrillos, la velocidad del aire y el coeficiente de convección, la emisividad de los ladrillos y la producción del horno.

## 7.7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Eugene A. Avallone y Theodore Baumeister, Mark's Standard Handbook for Mechanical Engineers, Seventh Edition, Mc Graw Hill (1967)
- [2] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [3] I.G.C Dryden, The Efficient Use of Energy, Second Edition, Butterworths (1982).

## 8 REFRIGERACIÓN

### 8.1 ASPECTOS GENERALES

Los equipos de refrigeración (así como los de aire acondicionado y las bombas de calor) utilizan energía para trasladar calor desde un lugar a otro. Para esto un fluido refrigerante en un sistema cerrado, extrae calor de un sistema a enfriar evaporando el fluido refrigerante a baja presión y ceden calor al ambiente durante el proceso de condensación, el cual ocurre a mayor presión en el refrigerante.

El tamaño de un sistema de refrigeración se mide por las toneladas de refrigeración o TR, donde 1 TR es la cantidad de calor absorbida por 1 tonelada de hielo fundiéndose en un día, y equivale a 3.024 Kcal/h, 12.000 BTU/h o 3.517 W.

La capacidad neta de refrigeración corresponde al calor removido en el evaporador del sistema, expresado en unidades de potencia térmica, Kcal/h, BTU/h o KWt, por ejemplo.

### 8.2 CLASIFICACIÓN GENERAL

La forma en que se lleva a cabo el aumento de presión en el refrigerante define la clasificación más básica de los tipos de refrigeración con aplicaciones industriales:

- Refrigeración por compresión de vapor
- Refrigeración por absorción
- Refrigeración por expansión de aire o gas

El sistema por compresión de vapor es el más común y en él se centra esta Guía. Se trata muy brevemente el sistema de absorción dada sus virtudes energéticas; la refrigeración por expansión de gas en la industria sólo tiene aplicaciones en sistemas criogénicos los cuales operan a temperaturas bajo los 50°C bajo 0°C (-50°C), ante lo cual, no es parte de la industria objetivo de esta Guía.

#### 8.2.1 REFRIGERACIÓN POR COMPRESIÓN

Corresponden a los equipos más comúnmente utilizados para sistemas pequeños y medianos; en este caso el gas refrigerante (después del evaporador) pasa a un compresor accionado eléctricamente, aumenta su presión y temperatura de cambio de fase y luego el refrigerante pasa a fase líquida en un condensador.

Las figuras siguientes corresponden a: un esquema del ciclo de refrigeración en un diagrama presión (P) – entalpía (H), indicando los flujos de calor del ciclo en el condensador y evaporador, y un diagrama presión entalpía de un fluido refrigerante puro (existen fluidos que son mezclas de refrigerante) que ilustra las líneas de temperatura constante del fluido refrigerante y la región donde en el fluido coexisten las fases líquida y gaseosa.

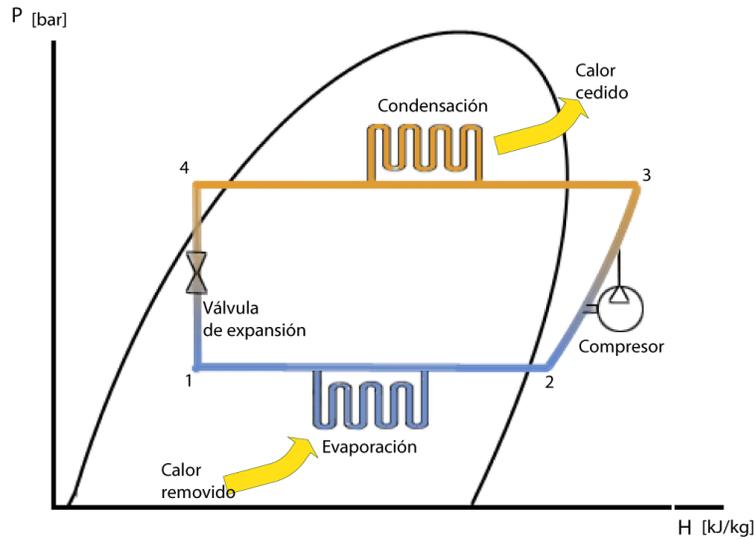


Figura 8.1 Esquema de ciclo de refrigeración por compresión

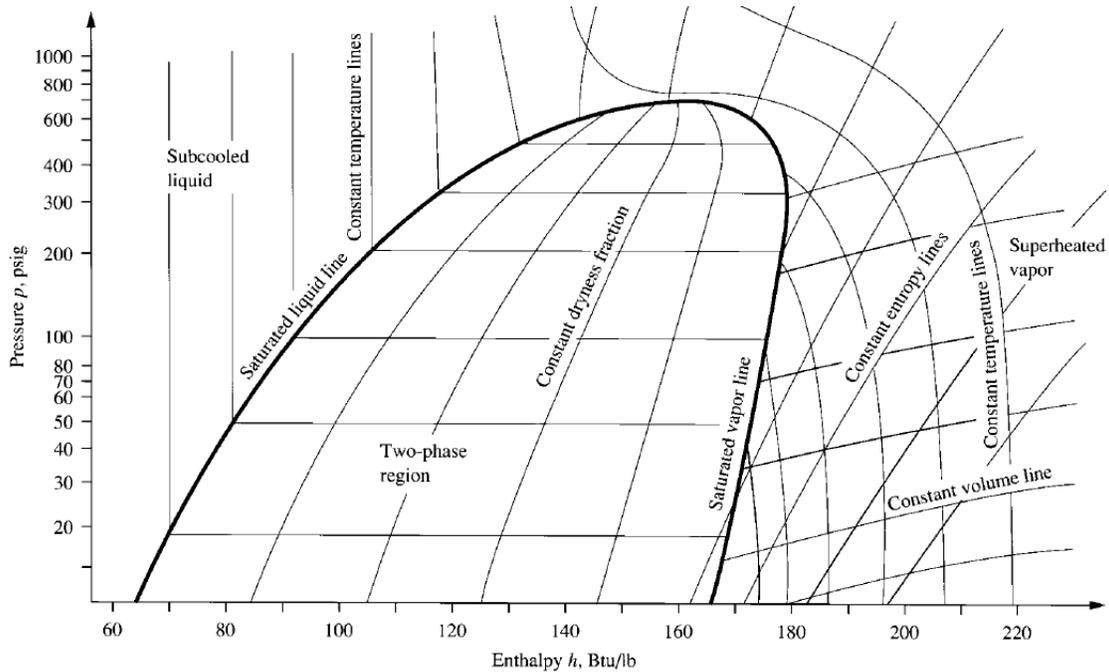


Figura 8.2: Diagrama presión entalpía de un fluido refrigerante puro  
 Fuente: Shan Wang 2001.

Observando ambas figuras se aprecia que la condensación y evaporación del gas refrigerante ocurren a presión y temperatura constante, (en mezclas de fluidos los cambios de fase no ocurren a presión y temperatura constante), que el gas refrigerante es parcialmente sobrecalentado en el evaporador, aumenta su presión y temperatura en el compresor, en el condensador el gas refrigerante se enfría hasta alcanzar la temperatura de saturación a la presión respectiva (comúnmente el gas tiene algunas decenas de grados de sobrecalentamiento) y se subenfria en el condensador; finalmente la caída de presión en la válvula de estrangulación produce cierto grado de evaporación en el fluido refrigerante antes de la entrada al evaporador propiamente tal.

El nivel de temperatura del fluido refrigerante en el evaporador determina las aplicaciones de los sistemas de refrigeración, distinguiendo las siguientes:

- Sobre 0°C: alimentos en conserva, aire acondicionado, etc.
- Bajo °C: alimentos congelados, etc.

## 8.2.2 REFRIGERACIÓN POR ABSORCIÓN

En este caso, el compresor es sustituido por un sistema que incluye un absorbedor, una bomba y un generador. Entre el condensador, válvula de estrangulación y evaporador circula sólo el fluido refrigerante, en este caso amoníaco, análogo al ciclo de compresión; pero en vez del compresor, el gas refrigerante se absorbe en un recipiente que está a la temperatura ambiente y que contiene un líquido absorbente; la mezcla de rica en refrigerante es bombeada desde el absorbedor a un generador donde la mezcla es calentada con alguna fuente de calor, evaporándose el refrigerante y separándose así del absorbente. La mezcla pobre en refrigerante vuelve al absorbedor, mediante otra válvula de estrangulamiento en el sistema, mientras que el gas refrigerante pasa al condensador y sigue su ciclo termodinámico. Los sistemas existentes son Amoníaco-Agua y de Bromuro de Litio como absorbente y agua destilada como refrigerante.

La ventaja de este sistema respecto al ciclo por compresión es que demanda menos electricidad, ya que bombear un líquido requiere menos trabajo mecánico que comprimir un gas en el mismo rango de presiones; su desventaja es el mayor costo de inversión, pero en algunos casos los precios relativos de las fuentes de energía, un proyecto nuevo o el fin de la vida útil de un sistema por compresión, pueden hacer viable un sistema de absorción. La fuente de calor del sistema de absorción puede ser un combustible, vapor o agua caliente, lo cual hace posible su inclusión en un sistema cogeneración o trigeneración, lo que es aún más eficiente.

## 8.3 ELEMENTOS DEL CICLO DE REFRIGERACIÓN POR COMPRESIÓN

Las temperaturas y condiciones de carga requeridas por los medios a refrigerar, entre otros factores, determinan el diseño del condensador, evaporador y la selección del compresor y refrigerante del sistema de refrigeración. A continuación se entrega información de estos elementos.

### 8.3.1 FLUIDOS REFRIGERANTES

Los fluidos refrigerante tienen la propiedad de hervir a baja temperatura; los más utilizados corresponden a los Cloro fluorocarbonos (CFC's), más conocidos como *freones*. Los refrigerantes más comunes son: R22, R502, R717 (Amoníaco), cuyas propiedades se encuentran en la literatura especializada. Cada refrigerante tiene distintas temperaturas de saturación a distintas presiones de operación, lo cual permite seleccionarlos según el nivel de temperatura de la aplicación.

A causa del impacto en la capa de Ozono de algunos refrigerantes se han dejado de utilizar algunos como el R11, R12 y el R16; por esta razón debe tenerse en consideración aquellos casos en que a un equipo se le ha especificado un refrigerante en desuso, pues al recargarse con un refrigerante nuevo el sistema perderá capacidad de refrigeración.

### 8.3.2 EVAPORADORES

Este equipo en un sistema de refrigeración es el intercambiador de calor que realiza la “extracción” de calor o refrigeración del medio a enfriar propiamente tal, es decir, es el equipo enfriador (cooler); los hay de distinto tipo para distintas aplicaciones y por ende, operan distintas formas de transferencia de calor.

Los evaporadores pueden ser clasificados según el medio o sustancia a ser enfriada<sup>7</sup>:

- **Enfriadores de aire:** enfría directamente el aire del espacio a refrigerar.
- **Enfriadores de líquido:** el fluido refrigerante enfría agua fría hasta una menor temperatura, luego el agua enfriada es bombeada a una unidad manejadora de aire (UMA), fan coils u otro terminal de la aplicación.
- **Productores de hielo:** un evaporador puede ser usado directamente para producir hielo.

### 8.3.3 COMPRESORES DE REFRIGERACIÓN

Entre los compresores más comúnmente utilizados para refrigeración encontramos los siguientes:

- **Compresores Centrifugos.** Su principal ventaja tiene relación con los pocos componentes que tiene, lo que disminuye la fricción. Puede trabajar eficientemente con grandes cargas y si bien su relación de compresión es más baja que otros tipos de compresores, ésta puede aumentarse al usar dos o más estaciones de compresión. A estas ventajas se suma su economía de escala y versatilidad respecto a los refrigerantes que pueden utilizarse, lo que los convierte en los tipos de compresores más comunes en sistemas de refrigeración.
- **Compresor de pistón o alternativo.** La eficiencia de este tipo de compresores se ve afectada por la razón entre la presión de descarga y la presión de succión, al aumentar esta relación la eficiencia será menor, teniendo una menor capacidad de carga. Esta tecnología es actualmente utilizada en sistemas pequeños y medianos, pero está siendo reemplazada por compresores de espiral y de tornillo.
- **Compresor de tornillo.** Este tipo de compresor se utiliza con refrigerantes que tienen mayor presión de condensación y una de sus principales ventajas es su tamaño, siendo cada vez más común su uso en sistemas de refrigeración.
- **Compresor espiral.** Tienen sólo dos piezas móviles, un espiral y el eje, y son más silenciosos y confiables que otro tipo de compresores. Su uso común en refrigeración es algo reciente.

La tabla siguiente muestra los rangos de capacidad de refrigeración (toneladas de refrigeración o TR) e indicadores de desempeño energético de los tipos de compresores de refrigeración señalados:

<sup>7</sup> Los evaporadores también pueden clasificarse según el sistema de alimentación del líquido refrigerante en: de expansión directa o seca, con inundación de refrigerante y con alimentación superior de líquido.

Tabla 8.1: Rangos de capacidad y desempeño de compresores de refrigeración

Ítem	Alternativos	Tornillo	Espiral	Centrífugo
TR	< 200	20 – 1.300	< 60	100 – 1.000
Eficiencia isentrópica	0,75 - 0,83	0,6 - 0,82	~0,70	< 0,83
Eficiencia volumétrica	0,65 - 0,92	0,83 - 0,92	0,94 - 0,97	~ 1

Fuente: Shan Wang, Handbook of air conditioning and refrigeration, Second Edition, McGraw Hill (2001)

#### 8.3.4 CONDENSADORES

El proceso de condensación se lleva a cabo en tres etapas: des-sobrecalentamiento del gas caliente proveniente del compresor, condensación propiamente tal y finalmente, sub-enfriamiento del líquido refrigerante. El condensado puede formar una película cubriendo toda la superficie de transferencia de calor o formar gotas.

Existen tres tipos de condensadores:

- **Condensadores enfriados por agua:** usan agua para extraer el calor de condensación del refrigerante; el agua es normalmente recirculada desde una torre de enfriamiento. El equipo condensador puede ser un intercambiador de tubo y carcasa o un condensador de doble tubo (este último sólo se usa en sistemas pequeños).
- **Condensadores enfriados por aire:** consiste de un serpentín con una sección principal para la condensación y otra sección para el sub-enfriamiento, conectadas en serie, además provistos de un damper.
- **Condensadores evaporativos:** usan la evaporación de agua en spray para remover el calor latente de condensación del refrigerante; es una combinación simplificada de un condensador enfriado por agua y una torre de enfriamiento. Consiste de un serpentín de condensación, un banco atomizadores de agua, un ventilador de tiro forzado o inducido, un eliminador de agua, una bomba de circulación, un depósito de agua y una carcasa.

#### 8.4 CHILLERS

Los chiller son un sistema de refrigeración tipo package para producir agua fría, en él, todos los equipos componentes del sistema de refrigeración señalados previamente están integrados en un módulo. También hay chillers en ciclo de absorción. En ambos casos (compresión y absorción) hay chillers que pueden operar a la vez como calentadores o Heater, aprovechando el calor de condensación del refrigerante, denominándose chiller-heater. En la figura siguiente se presenta una imagen de un chiller:

(Los evaporadores enfriadores de líquido mencionados en la sección 8.3.2 son un componente de un sistema de refrigeración y no hay que confundirlos con un Chiller).



Figura 8.3: Imagen de un chiller

Fuente: [www.berg-group.com/IceRinkChillerSystem.htm](http://www.berg-group.com/IceRinkChillerSystem.htm)

Entre los chiller se distinguen dos tipos según el fluido de enfriamiento en el condensador:

- **Chiller enfriados por agua:** se usan para aplicaciones de gran tamaño en los que la descarga de calor de un chiller enfriado por aire causaría problemas. Este tipo de chiller requiere adicionalmente de una torre de enfriamiento u otro reservorio de calor como un río, laguna, etc.
- **Chiller enfriados por aire:** el calor liberado en el condensador es transferido al aire que rodea el chiller y se usa en aplicaciones en donde dicha descarga de calor no afecta el entorno o procesos alrededor del equipo.

El líquido enfriado en el evaporador del chiller constituye un circuito secundario de todo el sistema de enfriamiento, el cual puede ser acumulado para cubrir demandas peak de frío. Dicho líquido o refrigerante secundario del sistema es distribuido a los distintos procesos que requieren enfriamiento. El sistema puede ser concebido de dos maneras:

- **Con un sistema de bombeo:** una bomba entre el evaporador, procesos que requieren enfriamiento y retorno del fluido al acumulador.
- **Con sistema de doble bombeo:** una bomba entre el evaporador y el acumulador; otra bomba entre el acumulador y los procesos que requieren ser enfriados.

Para temperatura sobre 0°C en los procesos a enfriar, el refrigerante secundario será agua y para requerimientos de temperaturas menores el refrigerante secundario será agua con anticongelante o salmuera.

## 8.5 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN

En el capítulo Ejemplo de refrigeración del documento de Ejemplos prácticos se desarrolla el balance de energía completo de un sistema y circuito de refrigeración, incluyendo un análisis de sus opciones de eficiencia energética.

### 8.5.1 INDICADORES DE EFICIENCIA

Dado que los equipos de refrigeración básicamente extraen calor de un sistema y lo liberan en otro medio, es decir, su finalidad no es la conversión energética sino que mover calor, el desempeño energético de los sistemas de refrigeración se evalúa mediante indicadores como los siguientes (en todas las ecuaciones que se presentan “h” corresponde a la entalpía del fluido):

- **COP (Coefficient of Performance), coeficiente de desempeño:** Es el indicador de eficiencia más utilizado y corresponde al frío entregado en el evaporador dividido por la potencia que recibe el compresor en su eje. Ambos datos se expresan en unidades de potencia energética, siendo el COP un valor adimensional con valores mayores que 1, es decir, se mueve más calor que el consumo de energía del sistema.

$$COP = \frac{Calor_{evaporador} [kW]}{Potencia_{compresor} [kW]} = \frac{\dot{m}_{refrigerante} \left[ \frac{kg}{s} \right] \cdot (h_{evaporador}^{out} - h_{evaporador}^{in}) \left[ \frac{kJ}{kg} \right]}{Potencia_{compresor} [kW]}$$

Desde una perspectiva puramente termodinámica es interesante conocer el COP del ciclo de compresión, usando la potencia útil del compresor o cambio de entalpía del gas refrigerante al ser comprimido, en vez de la potencia en su eje, es decir:

$$COP = \frac{\Delta h_{evaporador} \left[ \frac{kJ}{kg} \right]}{\Delta h_{compresor} \left[ \frac{kJ}{kg} \right]} = \frac{(h_{evaporador}^{out} - h_{evaporador}^{in}) \left[ \frac{kJ}{kg} \right]}{(h_{compresor}^{out} - h_{compresor}^{in}) \left[ \frac{kJ}{kg} \right]}$$

Por otro lado, los sistemas de refrigeración requieren de otros equipos eléctricos, como por ejemplo ventiladores en el evaporador y condensador, por lo que a veces, la potencia de dichos equipos también deben ser considerados en el COP (potencia en su eje). Por último, desde el punto de vista de su consumo de electricidad, el COP también puede ser calculado considerando el la potencia eléctrica requerida por el compresor, ventiladores y cualquier otro dispositivo eléctrico del sistema de refrigeración.

$$COP = \frac{Calor_{evaporador} [kW]}{Consumo\ eléctrico\ total [kW]} = \frac{\dot{m}_{refrigerante} \left[ \frac{kg}{s} \right] \cdot (h_{out}^{evaporador} - h_{in}^{evaporador}) \left[ \frac{kJ}{kg} \right]}{\sum Consumo\ eléctrico\ equipos [kW]}$$

- **Consumo específico (Kw/TR):** Se define como la potencia entregada al motor del compresor (KW) dividida por las toneladas de refrigeración (TR) producidas. Menores valores de Kw/TR indican una mayor eficiencia. En sistemas centralizados se deberá considerar la potencia entregada a compresores, bombas y ventiladores, calculando los Kw/TR para cada sistema y sumándolos para conocer la eficiencia total.

$$C_e \left[ \frac{kW}{TR} \right] = \frac{\text{Consumo eléctrico compresor} [kW]}{\text{Capacidad refrigeración} [TR]}$$

- **Relación de Eficiencia Energética o EER (Energy Efficiency Ratio):** Se define como la división entre la capacidad de enfriamiento expresado en BTU/h por su potencia eléctrica de entrada (Kw) en condiciones de carga completa.

$$EER \left[ \frac{BTU}{kWh} \right] = \frac{\text{Calor evaporador} \left[ \frac{BTU}{h} \right]}{\text{Consumo eléctrico compresor} [kW]}$$

$$EER \left[ \frac{BTU}{kWh} \right] = \frac{\dot{m}_{\text{refrigerante}} \left[ \frac{kg}{h} \right] \cdot (h_{\text{evaporador}}^{\text{out}} - h_{\text{evaporador}}^{\text{in}}) \left[ \frac{kJ}{kg} \right] \cdot 0,9478 \left[ \frac{BTU}{kJ} \right]}{\text{Consumo eléctrico compresor} [kW]}$$

El ejemplo del capítulo [Ejemplo de refrigeración del documento de Ejemplos prácticos incluye el cálculo de indicadores de eficiencia de un sistema de refrigeración, particularmente el COP en los distintos niveles señalados.](#)

#### 8.5.2 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

En los sistemas de refrigeración por compresión, el compresor es el principal consumo de energía y el generador en los casos de refrigeración por absorción.

**La eficiencia del compresor es afectada principalmente por la relación de compresión**, de modo que a una mayor relación de compresión (mayor diferencia entre la presión de entrada y salida), menor será el rendimiento volumétrico del compresor. La relación de compresión de un compresor puede verse afectada por los siguientes factores:

- Aumento en la diferencia de presiones entre la entrada y salida del compresor: esto, respecto al punto de funcionamiento eficiente, pueden ser ocasionadas por:
  - Fugas en el circuito de refrigeración
  - Obstrucciones en el compresor
- La diferencia de temperaturas entre la entrada y salida del compresor: ya que a mayor diferencia de temperatura, mayor relación de compresión. Altas diferencias de temperatura, respecto al punto de funcionamiento eficiente, se presentan por los siguientes motivos:
  - Requerimientos de temperaturas en el evaporador menores a los necesarios. Una reducción de 1º C en la temperatura requerida implica un 3% más de consumo energético.
  - Temperaturas altas en el condensador, por insuficiencia en la descarga de calor en éste. Un aumento de 1º C en la temperatura implica un 1% más de consumo energético.
  - Pérdidas de temperatura del fluido en el circuito de refrigeración.

**La operación a carga parcial es otra fuente de ineficiencias en el compresor**, pues causa que el compresor se detenga con mayor frecuencia, disminuyendo así su eficiencia.

## 8.6 MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN

A continuación se presentan distintas medidas que permiten reducir las ineficiencias o pérdidas de energía en sistemas de refrigeración por compresión, distinguiendo opciones de diseño y configuración del sistema y medidas en la operación y mantenimiento de los equipos.

### 8.6.1 MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL DISEÑO

#### **Prácticas generales para la optimización del requerimiento de temperatura y presión.**

La temperatura del evaporador no deben ser menor a las realmente requeridas, es decir, debe ser la máxima posible para el procesos de refrigeración respectivo.

La presión en el condensador debe ser lo suficientemente alta para mantener el flujo de refrigerante y garantizar la transferencia de calor en el equipo. Sin embargo, por las razones antes expuestas, no puede ser excesiva pues disminuye el rendimiento volumétrico. Por esta razón debe ser configurada en un punto de máxima eficiencia.

En términos generales, los intercambiadores de calor deben ser dimensionados adecuadamente, de modo de minimizar las temperaturas del condensador y maximizar las temperaturas del evaporador. Si bien los intercambiadores más grandes son más caros (permiten menores diferencias de temperatura entre el fluido refrigerante y el fluido de transferencia de calor), conducen a menores costos de inversión y operación del compresor; por esta razón debe buscarse un equilibrio económico entre el compresor y los intercambiadores de calor.

Para evitar las pérdidas de temperaturas en el circuito se debe especificar correctamente la aislación térmica de elementos del sistema tales como cañerías y sistemas de almacenamiento.

Para minimizar las obstrucciones en los intercambiadores de calor conviene utilizar ablandadores de agua.

Finalmente para evitar las pérdidas de presión por fugas en el circuito se recomienda instalar sistemas para el monitoreo y detección de fugas. Las fugas en los sistemas en operación se manifiestan con la formación de hielo en la entrada del evaporador, calor en las líneas de succión del compresor y el funcionamiento sin detención del compresor. Ante estos síntomas deben revisarse y repararse las fugas.

#### **Selección compresor**

El compresor debe ser seleccionado de modo que su capacidad se ajuste con la carga de refrigeración. Un sobredimensionamiento generara ineficiencias asociadas al funcionamiento a carga parcial. Mientras que un subdimensionamiento reducirá el flujo de refrigerante disminuyendo la capacidad del evaporador.

La eficiencia de los compresores depende de la diferencia de presiones y del diseño o tecnología del compresor. Si se requiere un gran salto de presión en el compresor, para mejorar la eficiencia del sistema resulta conveniente utilizar procesos de compresión múltiple (existen dos tipos de compresión múltiple: directa e indirecta o en cascada).

En los casos de utilizar compresor de tornillo, que es más eficiente que el compresor alternativo, el mismo efecto se logra por medio de un economizador, utilizando una segunda puerta de aspiración, entre la

presión de succión y la presión de descarga, cuya función será sub-enfriar el fluido antes de su paso por los evaporadores.

En caso de utilizar varios compresores, el orden de operación debe ser establecido de modo que cada uno opere en su punto óptimo de eficiencia, acorde a sus potencias.

### **Control de carga**

Como se ha dicho anteriormente, la operación a carga parcial disminuye la eficiencia del sistema de refrigeración, sin embargo los sistemas de refrigeración presentan, usualmente, variaciones de carga durante su funcionamiento asociadas a variaciones en las temperaturas y en los requerimientos de enfriamiento.

La carga puede controlarse mediante diversos métodos:

- Uso de múltiples compresores con un secuenciador automático, que permita que cada uno funcione a carga completa.
- En el caso de un compresor de tornillo corresponde al control de apertura de los distintos orificios de aspiración. Los compresores de tornillo tienen mayor eficiencia energética a carga parcial que otros compresores, por lo que presentan un mejor funcionamiento en estos casos.
- En compresores de tornillo se utilizan válvulas de corredera para separar el gas de succión y evitar así su condensación.
- Desvío de gas caliente hacia la línea de succión para evitar que la presión de succión baje a puntos menores a los permitidos.
- Control de velocidad, que puede ser aplicado a cualquier tipo de compresor. Para esto se utilizan variadores de frecuencia o bien motores de dos velocidades.

Deben tomarse ciertas precauciones en caso de controlar la carga por medio de la velocidad. En los compresores alternativos se debe asegurar que el sistema de lubricación no se vea afectado por la velocidad. En el caso de compresores centrífugos se recomienda no reducir la velocidad bajo el 50% de la capacidad, pues bajo este valor se tiene riesgo de perder la estabilidad del flujo (surging).

Puede también controlarse la carga en ventiladores del evaporador y del condensador, logrando importantes ahorros por medio de esta medida.

### **Diseño del circuito de refrigeración**

La instalación de un sistema centralizado, en plantas que tengan más de un requerimiento de refrigeración, resulta en una mayor eficiencia y menores costos de diseño, pues permiten reducir las pérdidas por distribución de la unidad. Para esto se utiliza usualmente un banco de compresores para alcanzar las cargas necesarias que alimentan una línea principal de refrigerante secundario que alimenta líneas conectadas a los distintos puntos a enfriar.

El diseño y control de carga del sistema debe asegurar que cada compresor opere a carga completa en lugar de operar más de un compresor a carga parcial, lo cual reduciría la eficiencia del sistema. Así mismo se debe

controlar, mediante válvulas, la apertura de las distintas líneas, de modo de asegurar que las líneas se mantengan cerradas mientras no tengan requerimientos de frío. Las variadas demandas pueden cubrirse además mediante control de flujo en los circuitos.

En muchos casos se logran importantes ahorros al almacenar el refrigerante secundario en unidades aisladas, principalmente en casos en que se aceptan leves variaciones en la temperatura<sup>8</sup>, esta alternativa disminuye el tamaño de bombas, tuberías, Chillers y torres de almacenamiento. Esta solución permite además reducir la demanda en horas punta al operar el chiller en períodos de baja demanda e incluso en las noches lo que reduciría además la temperatura del condensador con las consecuentes mejoras previamente mencionadas.

En el diseño del circuito se deben ubicar los equipos en espacios que optimicen su funcionamiento. En el caso del compresor dado el calor que este genera durante su funcionamiento, debe ser ubicado en zonas bien ventiladas y donde sea posible recuperar este calor.

Finalmente se recomienda, en aquellas plantas que existan requerimientos de calor y de refrigeración, aprovechar el calor expulsado en el condensador mediante el uso de bombas de calor y otros equipos de recuperación de calor (Ver capítulo 9 de recuperación de calor).

#### 8.6.2 MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA OPERACIÓN Y MANTENCIÓN DE SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN

La operación eficiente de un sistema de refrigeración depende en gran medida de la mantención de los equipos, de modo de reducir las pérdidas de temperatura y de calor.

Para la reducción de las pérdidas de temperatura se recomienda mantener libre de hielo la superficie del evaporador y mantener limpios y libres de obstrucciones los intercambiadores de calor. Se recomienda además realizar purgas en el interior del intercambiador, pues muchas veces entra aire en el circuito, el cual reduce su capacidad de transmitir calor. Se recomienda utilizar sistemas controlados de deshielo.

Para reducir las pérdidas de presión en el circuito se recomienda mantener filtros limpios y cambiarlo periódicamente y mantener los compresores libres de acumulación de aceite, utilizando separadores. El lubricante del compresor debe cambiarse en períodos de 2 a 18 meses para evitar el desgaste por fricción. Las fallas en el compresor se pueden detectar por los siguientes síntomas: períodos muy cortos de partida y detención, bajos niveles de aceite, sonido de desgaste en los cojinetes, fugas.

Las cámaras de refrigeración también deben mantenerse bien aisladas térmicamente y con las puertas correctamente selladas, evitando su constante apertura y encendido de luces en su interior. Además los productos que ingresan en las cámaras deben entrar a la menor temperatura posible, y en horas de menor temperatura ambiental.

Se debe verificar el correcto funcionamiento de todos los equipos que conforman el sistema: motores, compresores, ventiladores, bombas. Se recomienda ver los capítulos correspondientes a estos equipos.

<sup>8</sup> En casos que no se puedan aceptar variaciones en la temperatura el sistema no es conveniente pues se deberán almacenar refrigerante a temperaturas mucho mayores a las requeridas.

La figura siguiente corresponde a un esquema que sintetiza distintos aspectos que permiten verificar las ineficiencias de un sistema de refrigeración, para un compresor accionado con un motor diesel.

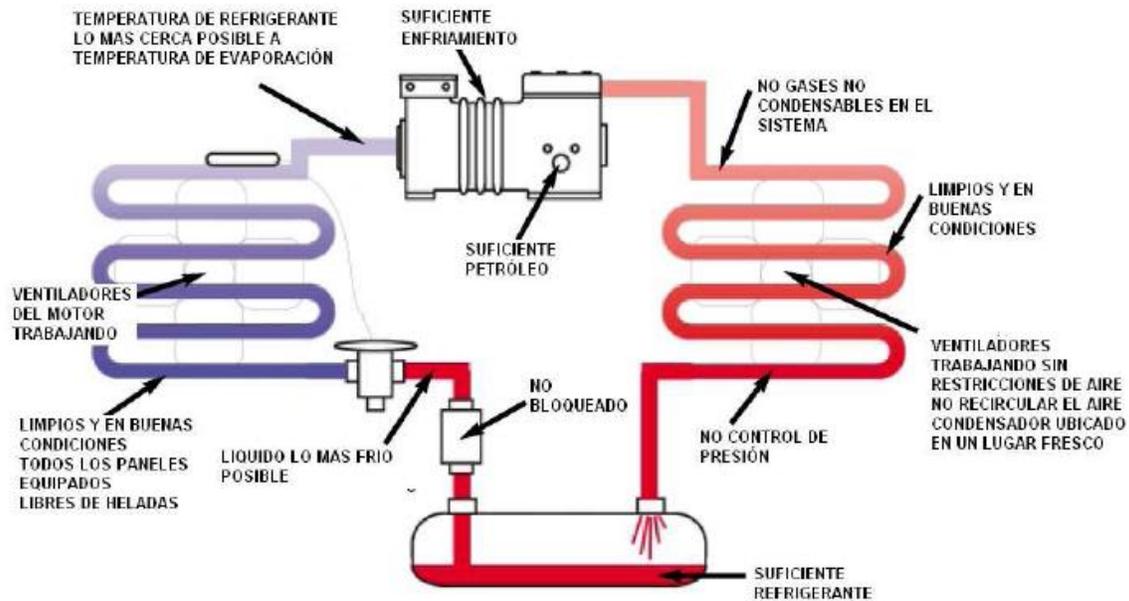


Figura 8.4 Puntos de ineficiencias en sistema de refrigeración

Fuente: [www.sistemasmotrices.cl](http://www.sistemasmotrices.cl)

## 8.7 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) El coeficiente de desempeño de un sistema de refrigeración es mayor que uno por los siguientes motivos:
  - a. Porque lo que hace el sistema es mover calor y la electricidad no se transforma en frío
  - b. La electricidad que consume el sistema genera frío con una eficiencia superior al 100%.
  - c. Porque generar frío es más eficiente que generar calor
- 2) Una cámara de frío usa un cargador frontal que opera con GLP para cargar la cámara. Señale dos pérdidas de energía que se producen en esta maniobra y una solución técnica para cada una de ellas.
- 3) Dados dos fluidos refrigerantes con sus respectivos diagramas presión-entalpía, ¿cuál de ellos requiere menos energía para refrigerar una cámara a 5°C?, considerando una temperatura ambiente de 25°C y que en ambos casos el compresor e intercambiadores de calor tienen la misma eficiencia y efectividad, respectivamente. Suponga 5°C de temperatura pinch en el evaporador y condensador y que el refrigerante sale saturado de cada intercambiador de calor. Justifique su respuesta.

## 8.8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Shan Wang, Handbook of air conditioning and refrigeration, Second Edition, McGraw Hill (2001)
- [2] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [3] Roberto Román, Apuntes para el curso taller eficiencia energética, UNTEC-Chile y GTZ (2002)

## 9 RECUPERACIÓN DE CALOR DE PROCESOS

### 9.1 CONCEPTO

La recuperación de calor es el aprovechamiento energético de energía térmica contenida en una corriente líquida o gaseosa, o también en materiales sólidos, normalmente disipada y desperdiciada, denominada calor residual, mediante algún equipo o tecnología que transforme dicho calor a una forma de energía que facilite su uso y de la cual exista una demanda: otro tipo de calor, trabajo mecánico o electricidad.

En los capítulos anteriores hay algunos ejemplos de recuperación de calor: recuperación de condensado y calor de la purga continua en calderas. Este capítulo se enfoca más bien en la recuperación de calor de procesos, desde refrigeración hasta procesos de fusión de alta temperatura.

### 9.2 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA TEMPERATURA DEL CALOR RESIDUAL

Desde la perspectiva de la eficiencia energética, una de las maneras más apropiadas de clasificar los sistemas de recuperación de calor es según la temperatura de la fuente de calor, es decir, de acuerdo a su calidad energética que puede ser evaluada mediante su exergía<sup>9</sup>: a mayor temperatura, mayor es la calidad del recurso térmico. Los rangos de temperatura que se señalan en la clasificación siguiente son referenciales.

**Recuperación de calor a alta temperatura:** es posible con calores residuales a temperaturas sobre los 600°C, hasta superiores a los 1500°C, disponibles en procesos de fusión de metales, producción de vidrio, hornos de cemento (proceso seco), etc. Estos niveles de temperatura hacen posible usar tecnologías de generación de electricidad en la recuperación de calor, como el ciclo Rankine orgánico para generar electricidad o el ciclo Rankine de vapor en cogeneración, turbinas a gas en cogeneración (con expansión de gases de proceso presurizados en la turbina) y también es posible generar calor de menor temperatura para un proceso de niveles medios de temperatura.

**Recuperación de calor a temperaturas medias:** en este caso el calor residual tiene temperaturas entre 200°C y 600°C, presente en hornos de tratamiento térmico, motores de combustión interna, turbinas de gas, reducción catalítica selectiva de NOx, etc. Los niveles de temperatura disponible aún permiten generar electricidad, por ejemplo, mediante un ciclo combinado, o sustituir calor en otros procesos.

**Recuperación de calor a baja temperatura:** comprende el aprovechamiento de calores residuales entre 25°C y 200°C, lo cual hace difícil obtener trabajo (pero no imposible)<sup>10</sup>; las aplicaciones prácticas industriales son generalmente de precalentamiento de fluidos. Entre las aplicaciones de mayores temperaturas en este rango están los recuperadores de calor en calderas como precalentadores de aire y economizadores; en los menores niveles de temperatura está el calor residual de condensadores en procesos de refrigeración, aire acondicionado, los circuitos de refrigeración de motores de combustión interna, que pueden incluir aplicaciones con bombas de calor o intercambiadores de calor.

<sup>9</sup> La exergía como la medida de potencial de trabajo mecánico, definido como el trabajo teórico máximo en la interacción espontánea entre un sistema y su medio.

<sup>10</sup> Las turbinas de vapor de centrales eléctricas geotérmicas operan a temperaturas entre 150°C y 200°C.

### 9.3 ELEMENTOS METODOLÓGICOS PARA LA RECUPERACIÓN DE CALOR

Para determinar las oportunidades de recuperación de calor se requiere de una serie de evaluaciones cuyo objetivo será determinar las características de los calores disponible y de los requerimientos de calor en un proceso productivo.

Para ello se elabora un balance de energía que determine en su totalidad los flujos de energía térmica de la planta. El balance permite conocer qué fracción de estos flujos son efectivamente utilizados y qué fracción es desperdiciada, siendo este último el calor disponible para recuperación. También a través del balance se pueden conocer requerimientos de calor que podrían potencialmente ser alimentados del calor recuperado.

Una vez terminado el balance se deberá determinar la siguiente información:

- Calidad del calor desperdiciado y del calor requerido. Esto permitirá determinar la factibilidad de utilizar calor de recuperación en algún proceso. Es importante considerar que las temperaturas requeridas deben ser menores a las temperaturas del calor recuperado.
- Cantidad de calor desperdiciado y cantidad de calor requerido. Permitirá conocer qué porcentaje del calor requerido puede ser proveído del calor recuperado.
- Ubicación de las fuentes de calor desperdiciado y ubicación de los puntos que requieren calor. Permitirá establecer la necesidad de transportar el calor recuperado con un fluido secundario y las consecuentes pérdidas de calor en tuberías, las cuales deberían ser minimizadas.
- Se deberán conocer los períodos de tiempo en que el calor es desperdiciado y en que el calor es requerido. El calor a recuperar debe estar disponible al mismo tiempo que es requerido en el proceso a alimentar; en caso de no darse esta situación se deberán considerar evaluar las opciones siguientes:
  - Hacer cambios en la programación de la producción, de manera de hacer coincidir dichos periodos.
  - Almacenamiento de calor entre los periodos de tiempo existentes

Las características del equipo a utilizar para la recuperación de calor dependerán de la diferencia de temperaturas, el flujo y los calores específicos. Los distintos tipos de equipos que pueden utilizarse se describen a continuación.

### 9.4 RECUPERACIÓN DE CALOR MEDIANTE ANÁLISIS PINCH

Es posible concebir un concepto más amplio de recuperación de calor en procesos industriales, particularmente aplicable en procesos en los cuales existen usos intensivos de redes de intercambiadores de calor, como los procesos químicos: el análisis pinch.

**Esta técnica evidencia que analizar separadamente cada sistema o equipo que constituye un proceso, puede conducir a opciones de recuperación de calor que no necesariamente son las más convenientes desde una perspectiva de eficiencia energética.**

Al realizar el análisis termodinámico de un proceso completo, se desprende que comúnmente tienen asociada una “temperatura Pinch”: sobre esta temperatura sólo se debe agregar calor al proceso y bajo esta temperatura, sólo se debe remover calor del proceso (requerimiento de frío). Mediante la aplicación de procedimientos simples de lo que se llama “Integración de procesos”, es posible determinar la temperatura

Pinch del proceso y determinar por lo tanto, los requerimientos mínimos de calentamiento y enfriamiento del proceso. El análisis pinch permite optimizar la transferencia de calor desde los flujos calientes de un proceso (que requieren enfriamiento) hacia los flujos fríos (que requieren calentamiento), de manera de minimizar los aportes externos de frío mediante sistemas de refrigeración y calor mediante combustibles.

La figura siguiente corresponde a un gráfico utilizado en el análisis pinch, la curva compuesta, el cual permite ilustrar los requerimientos externos de frío y calor. En la figura se aprecia claramente que los niveles de temperatura de los flujos calientes y fríos permiten minimizar la demanda de calor y frío del proceso.

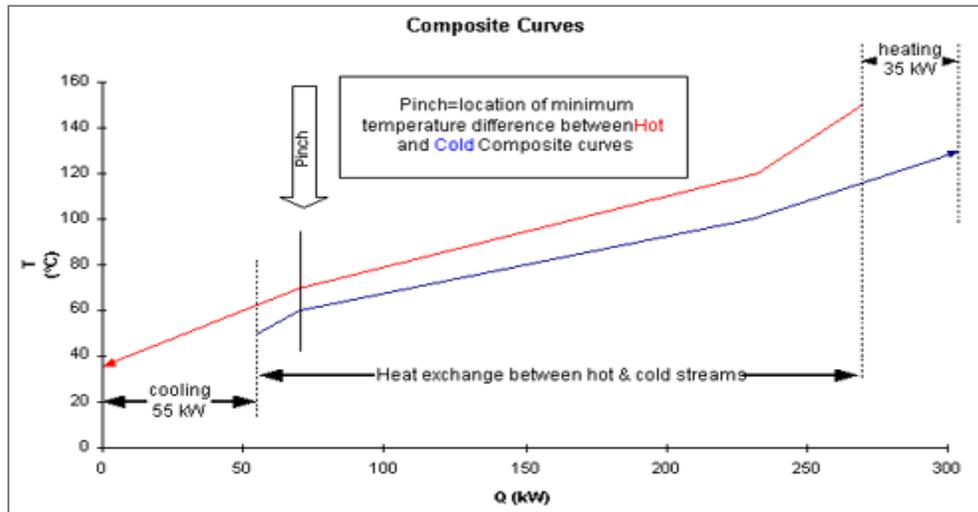


Figura 9.1: Curva compuesta análisis pinch

Fuente: [www.process-design-center.com/3.2.1-enpinch-techn.htm](http://www.process-design-center.com/3.2.1-enpinch-techn.htm)

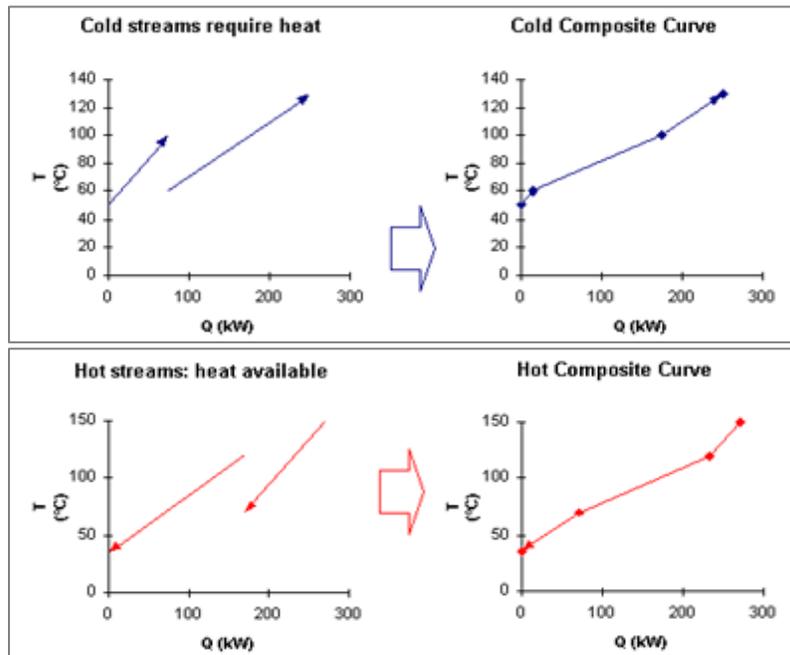


Figura 9.2: Elaboración de curva compuesta análisis pinch

Fuente: [www.process-design-center.com/3.2.1-enpinch-techn.htm](http://www.process-design-center.com/3.2.1-enpinch-techn.htm)

La curva compuesta se elabora como lo muestra la figura anterior. Estos procedimientos deben ser aplicados preferentemente en el diseño de procesos térmicos, pero pueden ser aplicados también en el mejoramiento de procesos para encontrar una red apropiada de intercambiadores de calor que aproveche el calor disponible en algunas corrientes de proceso que se deben enfriar para calentar otras corrientes.

**En esta oportunidad el análisis pinch no será parte del examen de calificación, no obstante, tal vez sí lo sea en el futuro, por ello se recomienda comenzar a estudiarlo.**

## 9.5 SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR

El calor desperdiciado puede recuperarse de manera directa o indirecta.

La **recuperación indirecta de calor** requiere de sistemas multi-componentes para la recuperación y conversión de energía. Los equipos utilizados en sistemas de recuperación indirecta son:

### Energía térmica – Energía térmica:

- **Bomba de calor.** Permite recuperar energía de un medio y suministrarla a otro de mayor temperatura utilizando el mismo principio que el ciclo de refrigeración por compresión (ver capítulo 8). Tienen altos coeficientes de desempeño (COP) cercanos a 3 o 4, es decir, puede recuperar 3 a 4 veces la cantidad de energía entregada al compresor.
- **Enfriador por absorción.** Utiliza el mismo principio que el ciclo de refrigeración por absorción (ver capítulo 8) y al igual que el caso anterior, permite recuperar energía de un medio y suministrarla a otro de mayor temperatura.
- **Termocompresores.** Permite mejorar la calidad del vapor a baja presión. Se aprovecha en procesos que utilizan grandes cantidades de vapor a baja presión.

**En el capítulo Ejemplos de recuperación de calor de proceso del documento de Ejemplos prácticos se presenta un caso de recuperación de calor de baja temperatura, mediante la conversión de un sistema de refrigeración a operación simultánea como bomba de calor, manteniendo el ciclo de refrigeración con el evaporador y recuperando calor del condensador para calentar agua de proceso.**

### Energía térmica – Energía eléctrica:

- **Ciclo de Rankine orgánico (ORC).** Mediante un equipo de recuperación de calor se calienta un fluido orgánico que opera en un ciclo de cerrado de Rankine que permite generar electricidad. Se utiliza para recuperar calor en hornos de alta temperatura.
- **Cogeneración de electricidad:** algunos procesos de alta temperatura permiten la incorporación de sistemas de cogeneración con turbinas de gas y turbinas de vapor, usando como fuente de energía calor residual de procesos de alta temperatura.

La **recuperación directa** corresponde únicamente a procesos de transferencia de calor para recuperar calor. Los equipos principalmente utilizados para cada tipo de fluido incluido en la recuperación de calor, corresponden a los siguientes:

### Recuperación de calor gas – gas:

- **Recuperador de calor por radiación.** Utilizado principalmente en la recuperación de calor de gases de escape de hornos que operan a altas temperaturas (del orden de 1.000°C), para el precalentamiento del aire de entrada del mismo.
- **Recuperador de calor por convección.** Más compactos y efectivos que los recuperadores por radiación, por su mayor área de transferencia; se usan en procesos que operan a temperaturas del orden de centenas de grados Celsius.
- **Recuperador de calor por convección y radiación.** Una mayor efectividad en la recuperación de calor se logra combinando las dos tecnologías anteriores.
- **Recuperador de calor cerámico.** Para recuperación de calor a temperaturas mayores a 2000°C.
- **Intercambiadores de flujo cruzado.** Utilizado principalmente en equipos pequeños.
- **Heat Pipe.** Permite aprovechar grandes porcentajes del calor desperdiciado, se utiliza principalmente en procesos de calefacción de espacios, secado, precalentamiento de aire para calderas, entre otros procesos (temperaturas en el rango de decenas a centenas de grados Celsius).
- **Intercambiador de calor rotativo.** Utilizado para temperaturas bajas a moderadas (decenas a centenas de grados Celsius), principalmente para calefacción de espacios, secado y cocción. No se utiliza para altas temperaturas dado que esta pueden causar deformaciones en la rueda.
- **Intercambiador de calor regenerativo.** Utilizado para grandes capacidades, principalmente en fundiciones de vidrio y acero.

La figura siguiente corresponde a un recuperador de calor por radiación; la imagen de la izquierda corresponde a un equipo real y la de la derecha muestra el principio de funcionamiento asociado

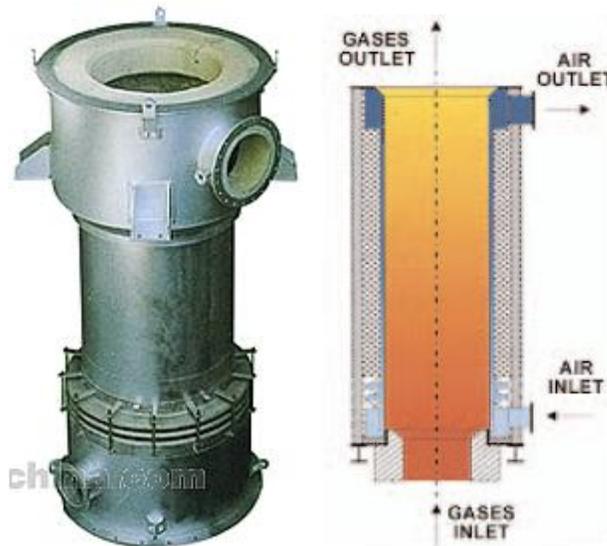


Figura 9.3: Recuperador de calor por radiación

Fuente figura lado izquierdo: [www.okokchina.com](http://www.okokchina.com)

Fuente figura lado derecho: Bureau of Energy Efficiency 2005

La figura siguiente corresponde a una fotografía de un recuperador de calor gas – gas de flujo cruzado:



Figura 9.4: Recuperador de calor gas-gas de flujo cruzado

Fuente: [www.dfdinstruments.co.uk/vv](http://www.dfdinstruments.co.uk/vv)

En el capítulo Ejemplos de recuperación de calor de proceso del documento de Ejemplos prácticos se presenta un caso de recuperación de calor de alta temperatura, gas –gas, mediante el aprovechamiento de calor residual de gases de combustión para precalentar el aire de combustión de un horno que se convertirá de electricidad a combustión.

#### Recuperación de calor líquido – líquido:

- **Intercambiador de calor de coraza y tubos.** Recupera calor de líquidos utilizados en procesos de baja y media temperatura. Se utiliza para recuperar calor de condensados de sistemas de refrigeración, vapor de procesos, condensados de procesos de destilación, entre otros (temperaturas entre unidades y centenas de grados Celsius).
- **Intercambiador de calor espiral.** Son de diseño compacto y se utilizan principalmente en sistemas de altas presiones.
- **Intercambiador de calor de placas.** Utilizados en procesos de baja y media temperatura como secado, pasteurización, pre-calentadores de calderas o evaporadores, especialmente en casos en que las diferencias de temperaturas no son altas (temperatura máxima de aplicación es inferior a 200°C).
- **Intercambiador de calor helicoidal.** Se utilizan principalmente en enfriadores de aceite y aplicaciones de baja capacidad.

La figura siguiente muestra un recuperador de calor tipo intercambiador de calor de espiral:



Figura 9.5: Intercambiador de calor de coraza y tubos

Fuente: [www.miningweekly.com](http://www.miningweekly.com)

La figura siguiente ilustra como funciona un recuperador de calor líquido-líquido tipo intercambiador de calor de placas.

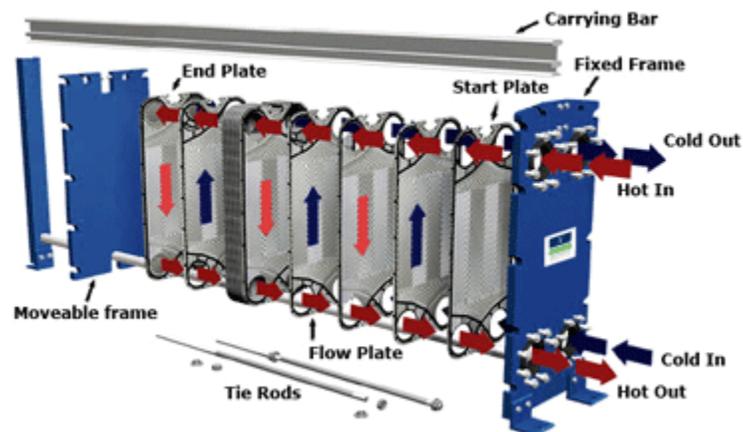


Figura 9.6: Funcionamiento intercambiador de calor de placas

Fuente: [www.ijawei-phe.com](http://www.ijawei-phe.com)

#### Recuperación de calor gas – líquido:

- **Economizador.** Se utiliza en calderas, de modo que el agua de entrada es calentada por los gases de escape a altas temperaturas (centenas de grados Celsius).
- **Calderas de recuperación de calor.** Aprovecha los gases de escape a altas temperaturas (temperaturas de centenas de grados Celsius hasta cercanas a 1.000°C), provenientes de turbinas, incineradores y fuentes de alta temperatura, para generar vapor. Si la cantidad de calor es insuficiente para generar vapor se pueden agregar quemadores auxiliares. Es importante al momento del diseño seleccionar el equipo según el contenido en sólidos en suspensión de los gases de combustión.

La figura siguiente muestra un recuperador de calor gas – líquido multitubular genérico, es decir, que puede usarse para distintas aplicaciones:



Figura 9.7: recuperador de calor gas – líquido multitubular genérico

Fuente: [www.hrs-heatexchangers.com](http://www.hrs-heatexchangers.com)

La figura siguiente muestra un recuperador de calor gas – líquido con tecnología de placas:



Figura 9.8: Recuperador de calor gas – líquido con placas

Fuente: [www.bruneproducts.com](http://www.bruneproducts.com)

## 9.6 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA RECUPERACIÓN DE CALOR

El uso eficiente de la energía mediante recuperación de calor requiere una observación y análisis de todos los procesos térmicos que se llevan a cabo en una industria, incluso, en un barrio industrial con miras a la integración térmica de procesos, ya que la forma más eficiente de usar el calor es mediante pequeñas diferencias de temperaturas entre el fluido a calentar y el medio del cual se obtiene dicho calor, teniendo en cuenta la viabilidad económica en el ciclo de vida del sistema.

A menor diferencia de temperatura entre las corrientes que intercambian calor, se requiere una mayor área de intercambio térmico; en el otro extremo, una gran diferencia de temperatura en un equipo de recuperación de calor constituye un desperdicio de exergía, una pérdida de la posibilidad de calentar “alguna parte” de un proceso que puede estar a una temperatura intermedia entre esa “gran” diferencia de temperatura, y en el caso de estar en presencia de temperaturas altas o medias, significa además la pérdida de capacidad de generar electricidad o trabajo mecánico.

El diseño final de un sistema de recuperación de calor es un compromiso entre pérdida de carga total (que implica costos de capital, operación y mantenimiento de bombas o ventiladores), mantenibilidad del equipo y su efecto en los costos de mantenimiento totales, efectividad del intercambiador de calor y costo de ciclo de vida del sistema, todo esto comparado respecto al valor de los beneficios del recuperador de calor: mayor recuperación de calor requiere una mayor área y por ende mayores costos, pero a la vez, significa un mayor ahorro de combustible.

La efectividad de un intercambiador no es equivalente al concepto de eficiencia energética en sí; la efectividad es la razón entre el calor que se transfiere en un intercambiador de calor, respecto al máximo calor posible de transferir entre dos corrientes a las temperaturas de entrada de las corrientes involucradas. Para un determinado arreglo de flujos, la efectividad de un intercambiador de calor es proporcional a la superficie de intercambio térmico entre los fluidos, ya que a mayor área más se aproximan las temperaturas entre las corrientes participantes en la transferencia de calor.

## 9.7 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) Indique cuál o cuáles son dificultades que imposibilitan recuperar calor de los gases de combustión en la chimenea de hornos a combustión
  - a. Temperatura de gases muy alta, en torno a 900°C
  - b. Falta de espacio para el recuperador de calor
  - c. No hay usos posibles del calor residual posible de recuperar
  - d. La temperatura de rocío de los gases de combustión
- 2) Describa en media página un sistema de recuperación de calor de baja temperatura técnicamente factible
- 3) Se desea evaluar la instalación de una caldera recuperadora de calor en un horno; se tiene los datos asociados al calor residual: caudal, temperatura, calor específico y su punto de rocío. Conocida la presión requerida del vapor, calcule la producción de vapor del equipo para la temperatura teórica límite del agua de alimentación de dicha caldera para no tener condensación en los gases. Además, sugiera una manera energéticamente eficiente de lograr esa temperatura a partir de agua fría sólo a partir de esta información.

## 9.8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [2] Wayne C. Turner y Steve Doty, Energy Management Handbook, Sixth Edition, The Fairmont Press Inc (2006)

- [3] Comisión Nacional para el uso eficiente de la Energía (CONAE), Módulos Tecnológicos: Recuperación de Calor de proceso, [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx)
- [4] Gonzalo Castillo Yáñez, Integración Térmica de Procesos Industriales, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, año 2000.
- [5] [www.process-design-center.com/3.2.1-enpinch-techn.htm](http://www.process-design-center.com/3.2.1-enpinch-techn.htm)

## 10 MERCADO ELÉCTRICO Y TARIFICACIÓN EN CHILE

### 10.1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

El sector eléctrico chileno se constituye a partir de los segmentos de Generación, Transmisión y Distribución, los cuales se encuentran claramente diferenciados y desintegrados verticalmente por ley<sup>11</sup>. Estos tres segmentos son tarifados en forma separada por medio de distintos criterios determinados fundamentalmente por las características propias de cada uno de ellos. Es así como, a partir de la tarificación particular de cada segmento de la cadena productiva, se establece un precio a los clientes finales.

El objetivo principal del capítulo es la entrega de información simplificada y resumida acerca de un mercado complejo como es el sector eléctrico, lo cual resulta particularmente relevante a la hora de interesarse por el desarrollo de proyectos de cogeneración, en donde existe la posibilidad de comercializar la energía generada.

Los objetivos específicos del capítulo son:

- Explicar de manera sintética en un lenguaje relativamente sencillo el complejo mercado eléctrico y la tarificación en cada uno de sus segmentos, para que consultores, profesional o industriales, no especialistas en este rubro, mejoren su comprensión del sector eléctrico chileno.
- Hacer un aporte al conocimiento y entendimiento de cómo se obtienen las tarifas de consumo que pagan los clientes libres y regulados, para que puedan negociar mejores contratos de suministro con generadores y empresas distribuidoras.
- Conocer mejor la tarificación de sector eléctrico chileno para tomar mejores decisiones respecto a: la autoproducción de electricidad y las opciones de comercializar electricidad en el sistema eléctrico, a partir de cogeneración industrial.

A continuación se presentan las características de cada segmento, su sistema de tarificación y la determinación de los precios a clientes finales a partir del pago efectuado a cada segmento. Se tratará, en particular y con mayor detalle, la determinación del precio final a clientes sometidos a regulación de precios (clientes regulados) debido a su especial relevancia.

### 10.2 GENERACIÓN

El segmento de generación corresponde al único segmento en que se desarrolla competencia en el mercado eléctrico chileno. Dicha competencia se da entre las distintas centrales generadoras, las que compiten según sus costos variables de generación.

#### 10.2.1 MERCADO MAYORISTA

El mercado mayorista chileno corresponde a un sistema tipo mancomunado —*pool*, en inglés— con la posibilidad de establecer contratos bilaterales financieros. En este mercado se transan dos bienes: energía eléctrica y capacidad de generación (potencia). El bien energía se transa hora a hora durante todos los días

<sup>11</sup> DFL N°4 2006

del año, lo que se debe a la imposibilidad práctica de almacenamiento que posee la electricidad, situación que obliga a producir ésta en una cantidad igual a la que se está consumiendo en cada instante —más las pérdidas asociadas al transporte y distribución—. Por su parte, la *Capacidad de Producción, o Potencia*, constituye el otro bien transado en este mercado; esta transacción ocurre sólo en los períodos de mayor demanda del sistema<sup>12</sup>. La idea de este tipo de organización de mercado es que, por una parte, los generadores llamados a generar (despachados) viertan su producción al sistema de transmisión —de uso común— independiente de quién esté solicitando esta energía; y, por otra, los mismos generadores celebren contratos de suministro con clientes grandes a quienes se les asegura abastecimiento de energía a un precio pactado entre las partes. Estos contratos, sin embargo, no tienen incidencia alguna en el despacho de las unidades, siendo responsabilidad de las empresas de generación adquirir la energía en el mercado mayorista para abastecer sus contratos de suministro.

### 10.2.2 DESPACHO

El despacho corresponde al llamado a producir una cierta cantidad de energía en cada hora. Esta labor es realizada por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de los sistemas interconectados respectivos, lo cual se realiza mediante una lista de mérito basada en los costos variables de generación de cada central, siendo estos susceptibles de ser auditados. En esta lista se ordenan las centrales en forma ascendente según sus costos variables de generación, de manera que las generadoras compiten por entregar su energía hora a hora, valorizándose esta al costo variable de producción de la última central en ser llamada a generar —la con mayor costo variable—, lo que representa el *Costo Marginal* de producción de la energía en el sistema.

### 10.2.3 PAGOS A LOS GENERADORES

Ambos bienes transados en el mercado mayorista —energía y potencia— se valorizan de acuerdo a un modelo de tarificación marginalista, en que se paga un precio igual al costo de producción de una unidad adicional de energía y al costo de desarrollo de la capacidad instalada, lo que representa el *Costo Marginal* de energía y potencia respectivamente.

En el caso del precio de la potencia, o pago efectuado a las generadoras por su contribución a la suficiencia del sistema, la autoridad determina semestralmente el menor costo de expansión de la capacidad instalada en cada sistema interconectado. A partir de dicho costo calcula el valor actualizado de la mensualidad del valor de inversión del proyecto, valor denominado *Precio de Nudo de la Potencia*<sup>13</sup>. Este precio es pagado a las generadoras de acuerdo a su *Potencia de Suficiencia*<sup>14</sup>, la cual es calculada anualmente por el CDEC respectivo.

<sup>12</sup> Este período es definido por la CNE para cada sistema interconectado, Así por ejemplo, en el Sistema Interconectado Central se define por hora de punta al período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril a septiembre (ambos inclusive) exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses. En el sistema interconectado del Norte Grande la definición es similar.

<sup>13</sup> Más adelante se trata el concepto de Precio de Nudo de Energía y Potencia.

<sup>14</sup> Actualmente se paga por el concepto de Potencia Firme, el cual dará paso al de Potencia de Suficiencia con la entrada en vigencia del Reglamento para las transferencias de Potencia entre empresas generadoras, el que a su vez espera la promulgación y aplicación del futuro reglamento de Servicios Complementarios.

Dado lo anterior, se tiene que los integrantes del negocio de generación reciben una remuneración de acuerdo a su desempeño operacional por la producción de energía y la disponibilidad de capacidad de generación. La razón de estos pagos diferenciados radica en la necesidad de entregar una señal de precio a los inversionistas para que exista un desarrollo de la capacidad de generación de la mano con el crecimiento de la demanda, de modo que el pago por potencia busca cubrir —amortizar— parte de los costos de inversión de los proyectos, razón por la que este pago se efectúa aún cuando la central no sea despachada. Por su parte, las generadoras despachadas obtendrán margen de utilidades en la medida en que su costo variable de producción resulte inferior al de la central que se encuentre entregando la unidad adicional de energía en ese momento —central marginal—.

Es importante señalar que ambos precios —energía y potencia— tendrán una variación espacial debido al efecto de las pérdidas en el sistema de transmisión, traduciéndose esto en precios distintos para cada barra del sistema.

### 10.3 TRANSMISIÓN: DESCRIPCIÓN Y TARIFICACIÓN

En el segmento de transmisión se identifican tres tipos de instalaciones o Sistemas de Transmisión:

1. Sistema de Transmisión Troncal (STT)
2. Sistema de Subtransmisión (SST)
3. Sistema de Transmisión Adicional (STA)

#### 10.3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

El STT se compone de instalaciones en alta tensión —mayor o igual a 220kV— que prestan servicio de transporte a la totalidad de los integrantes del sistema interconectado respectivo<sup>15</sup>.

Los distintos tramos del STT son operados por empresas particulares, quienes se adjudican su construcción y explotación a través de licitaciones públicas internacionales.

Por definición, el STT ostenta la calidad de **Servicio Público**, de modo que los operadores de éste deben asegurar el acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, mediante el pago de la remuneración correspondiente.

La remuneración que se realiza a los propietarios de instalaciones del STT corresponde a la Anualidad del Valor de Inversión (AVI) —la que incorpora una rentabilidad de 10% sobre el capital— sumado a los Costos de Operación y Mantenimiento (COMA) respectivos. Al pago de dicha remuneración —AVI+COMA— concurren todos los usuarios del STT, ya sea por medio de un Cargo Único (CU) por uso del STT —clientes regulados— o bien por medio de la cancelación de un Ingreso Tarifario (IT) y Peajes de Transmisión Troncal (PTT) —generadores y clientes libres—. Más adelante se tratará sobre estos medios de pago.

#### 10.3.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Se consideran instalaciones del Sistema de Subtransmisión (SST) aquellas instalaciones de transmisión destinadas al abastecimiento dedicado de grupos de clientes ubicados en zonas de concesión de empresas

<sup>15</sup> Hay líneas de 154kV en el SIC que también son consideradas como parte del STT.

distribuidoras. En otras palabras, el SST corresponde a instalaciones destinadas a tomar energía desde el STT y transportarla hasta la zona de concesión de la empresa distribuidora respectiva.

A la remuneración de estas instalaciones concurren en forma exclusiva los grupos de clientes de la empresa distribuidora a que prestan servicio, entendiéndose que sólo ellos hacen uso de dichas instalaciones. Dichos pagos se efectúan por medio de peajes unitarios de energía y potencia que se adicionan al valor de la energía aguas arriba y que buscan reflejar los costos medios de capital y operación de las instalaciones considerando que estas se encuentran adaptadas a la demanda. No obstante lo anterior, en el caso de las centrales que inyectan su producción al sistema a través del SST, la ley contempla un pago anual de acuerdo a las inyecciones esperadas y el uso que aquellas representen para el sistema.

### 10.3.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

Se consideran instalaciones pertenecientes a algún Sistema de Transmisión Adicional (STA) a aquellas instalaciones destinadas al transporte de las inyecciones de energía y potencia de un grupo reducido de centrales, o los retiros de un grupo reducido de clientes no sometidos a regulación de precios, según sea el caso.

Estas instalaciones son, en esencia, particulares, de modo que su utilización por parte de terceras personas, y la respectiva tarificación, corresponde más bien a una relación contractual entre las partes. Dicha utilización, sin embargo, se encuentra garantizada como derecho en caso de que las instalaciones del STA se emplacen en lugares considerados bienes nacionales de uso público y que ellas cuenten con la capacidad técnica para prestar el servicio de transporte.

## 10.4 DISTRIBUCIÓN

### 10.4.1 DESCRIPCIÓN

El segmento de distribución se compone de todas las empresas que entregan este servicio a clientes finales ubicados en distintas zonas a lo largo del país.

El negocio de distribución presenta características de monopolio natural debido a la presencia de economías de densidad, de modo que es sometido a regulación por parte de la autoridad.

Cada empresa obtiene la concesión de una zona a la cual está obligada a abastecer por ser considerado, por ley, como un servicio público. Esto último obliga a la empresa concesionaria a efectuar periódicamente ampliaciones en sus instalaciones para poder abastecer la demanda a lo largo del tiempo. Las distintas zonas de concesión son clasificadas por la autoridad según su densidad de carga, denominando *áreas típicas* a las distintas zonas con similar densidad de carga.

### 10.4.2 TARIFICACIÓN O REMUNERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

El negocio de distribución es considerado un monopolio natural debido a la presencia de fuertes economías de densidad en su función de costos, lo que se sustenta en la reducción de los costos medios por entrega de servicio observados en la medida en que aumenta la densidad de carga de una zona.

La tarificación de este segmento se efectúa mediante la aplicación del criterio de empresa eficiente, remunerando sobre los costos que enfrenta una empresa ficticia que opera eficientemente en las distintas áreas típicas. Esto busca entregar incentivos a las empresas distribuidoras para que inviertan —y operen— en forma eficiente, de modo que la capacidad de las redes de distribución —y su eventual expansión— esté adaptada a la demanda de potencia de los clientes. Este esquema de tarificación busca, además, que la empresa recupere sus costos por concepto de operación, mantenimiento, atención al cliente y facturación, lo que corresponde a la totalidad de gastos incurridos por la distribuidora para entregar el servicio a un cliente.

Dado lo anterior, los costos de capital, operación y mantenimiento son traspasados al cliente final por medio del cobro de un Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual da cuenta de los costos medios en que incurre la distribuidora para atender a un cliente. Esta componente de precio se asocia directamente al consumo de potencia del cliente —no de energía—, debido a que es esta la variable utilizada para el dimensionamiento de la red e instalaciones. Este VAD considera una tasa de rentabilidad del 10% sobre el capital invertido en instalaciones necesarias para entregar un servicio acorde con los estándares de calidad y seguridad de servicio dictados por la norma<sup>16</sup>, lo que se traduce en que las ganancias de una empresa de distribución se encuentran asociadas directamente al nivel de inversión que esta haga en sus instalaciones. En otras palabras, las empresas de distribución obtienen ganancias por *ventas de potencia*, no así por energía<sup>17</sup>.

Finalmente, el cliente final recibe además un cobro fijo por concepto de gastos administrativos necesarios para la entrega del servicio. Este cobro es independiente del nivel de consumo del cliente.

## 10.5 IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CADA SEGMENTO DEL SISTEMA

Utilizando un diagrama tipo para una red eléctrica completa, se identifican las pérdidas energéticas asociadas a los segmentos de generación, transmisión y distribución de los sistemas eléctricos.

<sup>16</sup> Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

<sup>17</sup> Aquí se deja a entre ver el principal conflicto de interés por parte de las empresas de distribución para desarrollar programas de eficiencia energética, puesto que una baja en la demanda —máxima— se traduce en un menor requerimiento de inversión en instalaciones y con ello una baja en sus utilidades esperadas. Si bien esta situación se ve compensada, en algunas ocasiones, con el retraso en inversiones que puede significar el desarrollo de dichos programas, esto resulta efectivo exclusivamente en el corto —a lo más, mediano— plazo, por lo que el problema tratado en ningún caso se ve solucionado por este efecto positivo de aplazamiento de inversiones.

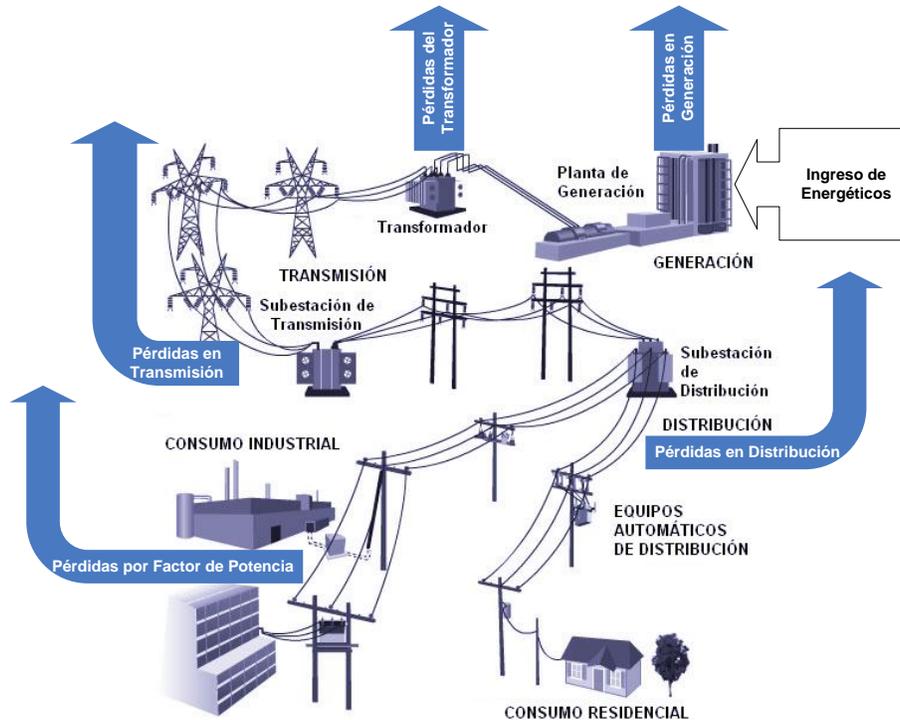


Figura 10.1: Diagrama de pérdidas para una red eléctrica

## 10.6 PRECIOS DE NUDO

### 10.6.1 PRECIO DE NUDO DE POTENCIA

El Precio de Nudo de la Potencia (PNP) corresponde al costo de incrementar la capacidad del sistema en una unidad de potencia (KW) durante las horas de máxima demanda del sistema. En otras palabras, corresponde al costo marginal de la potencia. Este precio es calculado semestralmente — en abril y octubre— por la autoridad (CNE), tomando en cuenta los costos incurridos en la expansión del sistema para recibir las inyecciones de la central más económica disponible en el mercado, además del costo de inversión de dicha central. A partir de estos valores se calcula el valor de la mensualidad de inversión por unidad de potencia, de modo de obtener un precio mensual por unidad de potencia.

### 10.6.2 PRECIO DE NUDO DE ENERGÍA

Los precios de nudo de energía corresponden a los precios estabilizados de energía que buscan reflejar el promedio de los costos marginales derivados de la operación del sistema en el largo plazo. Con la promulgación de la ley corta II<sup>18</sup> se hace la diferencia entre los precios de nudo de energía de corto (PNECP) y largo plazo (PNELP), los que posteriormente dan origen a los Precios de Nudo Promedio (PNPr), y que pasan a ser descritos a continuación:

Precio de nudo de corto plazo (PNECP)

<sup>18</sup> Ley 20.018 de 2005.

El PNECP es el resultado del cálculo de un Precio de Nudo Básico (PNB) a partir de una simulación del sistema y su posterior ajuste con el valor promedio de los precios de la energía cobrados a los clientes no sometidos a regulación de precios en los cuatro meses anteriores al mes de fijación de tarifas, valor conocido como Precio Medio de Mercado (PMM).

El PNB es calculado por la autoridad (CNE) mediante una simulación computacional de la operación del sistema para los siguientes 10 años. El programa considera la modelación del sistema de transmisión y lleva a cabo un proceso de coordinación hidrotérmica mediante el software OSE2000, el cual toma como entrada un set de alrededor de 50 hidrologías correspondientes a estadísticas de años hidrológicos reales, tomando las estadísticas de cada año, a partir de 1960, más un grupo de hidrologías relevantes (muy secas y/o muy húmedas). Además, se ingresan los datos del plan de obras de generación-transmisión con sus respectivas fechas de entrada en operación, así como también la evolución esperada del precio de los combustibles, de modo de obtener una modelación de la operación del sistema lo más cercana posible a la realidad futura. La simulación entrega como resultado los costos marginales horarios para todas las barras del sistema durante el periodo de simulación. Con estos valores se calcula el promedio ponderado —por la energía retirada— del costo marginal en el nudo de referencia<sup>19</sup> para los primeros meses<sup>20</sup> de la operación futura, considerando una tasa de actualización de 10% anual. La ecuación siguiente muestra este cálculo:

$$PNB^{Nref} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{CMg_i^{Nref} \cdot E_i^{Nref}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_i^{Nref}}{(1+r)^i}}$$

A partir del PNB y el PNP se calcula un Precio Medio Básico (PMB), el cual es un precio monómico de energía que considera el pago por potencia que se debe efectuar. El PMB se calcula, para un factor de carga ( $f_c$ ) dado, de la siguiente manera:

$$PMB = PNB + \frac{PNP}{\frac{8760}{12} \cdot f_c}$$

Este PMB se compara con el PMM para definir una Banda de Precios de Mercado (BPM), la cual queda definida de la siguiente manera:

$$BPM = \begin{cases} 5\% & ; si \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \% \right| < 30\% \\ \frac{2}{5} \cdot \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \% \right| - 2\% & ; si 30 \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \% \right| < 80\% \\ 30\% & ; si 80\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \% \right| \end{cases}$$

Luego de esto se calcula un Precio Medio Teórico (PMT), que es el cociente de la facturación teórica<sup>21</sup> y la energía total asociada a esos consumos, esto para los cuatro meses anteriores al mes de la fijación tarifaria correspondiente. El PMT se compara con el PMM de igual forma que como se hace con el PMB. Si el

<sup>19</sup> Quillota 220kV para el SIC y Crucero 220kV para el SING.

<sup>20</sup> Se puede considerar un mínimo de 24 y un máximo de 48 de meses.

<sup>21</sup> Esta corresponde al resultado de valorizar los suministros a clientes libres y empresas distribuidoras con los precios de energía y potencia calculados por la CNE (PNB y PNP) incluyendo los pagos por uso del STT.

resultado de esta comparación porcentual se encuentra dentro de la BPM, los Precios de Nudo de Corto Plazo toman los valores de los precios básicos calculados por la CNE. En caso de que la comparación se encuentre fuera de la BPM, se deben ajustar los precios, sólo en su componente de energía, multiplicándolos por un factor único, de modo que el PMT se ajuste al extremo más cercano —superior o inferior— de la BPM.

### **Precio de Nudo de Largo Plazo**

Los Precios de Nudo de Energía y Potencia de Largo Plazo (PNELP y PNPLP) corresponden a los precios pactados entre una empresa distribuidora y su suministrador en virtud del contrato de suministro adjudicado vía licitación. Dichas licitaciones son abiertas y se encuentran reguladas, de manera que el precio ofertado —en su componente de energía— no puede exceder en más de un 20% el límite superior de la BPM asociada a la fijación de precios de nudo vigente en el momento de publicada la licitación.

Es importante mencionar, además, que todos los precios aquí expuestos (PNP, PNECP y PNELP) quedan indexados, luego de su fijación, a una serie de variables e indicadores económicos, de modo que mes a mes se debe revisar el efecto que introduce la variación de estos índices en el valor de los precios. En general, los precios serán ajustados cuando la aplicación de sus respectivas fórmulas de indexación se traduzca en una variación superior al 10%.

#### **10.6.3 PRECIO DE NUDO PROMEDIO**

Los Precios de Nudo Promedio (PNPr) corresponden a un promedio entre los precios que las distintas distribuidoras traspasarán a sus clientes, precios que corresponden a los PNELP y PNPLP. El objetivo de estos precios es que los clientes de todas las zonas de distribución enfrenten precios similares en el nivel de generación-transporte. Si alguna empresa de distribución presenta un precio superior en más de un 5% al PNPr, esta deberá aplicar ese precio máximo como PNELP —o PNPLP—. En caso de ocurrir esa situación, la diferencia deberá ser absorbida por los clientes de todas las distribuidoras del sistema interconectado respectivo, siendo prorrateada según la proyección de demanda de cada empresa.

### **10.7 PRECIOS A CLIENTES FINALES O TARIFAS DE CONSUMO**

Los precios a clientes aplicados en Chile buscan reflejar los costos reales de toda la cadena productiva que permite llegar con el suministro eléctrico a los consumos. Por esta razón, los precios a clientes finales se obtienen por adición de las remuneraciones percibidas por cada segmento del sistema: generación, transporte y distribución.

A continuación se presenta la estructura de costos de los precios a clientes finales según la clasificación de estos, es decir, según se trate de clientes sometidos a regulación de precios (regulados) o clientes libres.

#### **10.7.1 CLIENTES LIBRES**

Los consumidores de electricidad que pactan en forma libre sus contratos de suministro con alguna empresa generadora —o distribuidora— se denominan clientes no sometidos a regulación de precios o, más comúnmente, clientes libres. En general, los clientes libres son aquellos cuya potencia conectada es superior

a 2.000 KW, o bien aquellos clientes cuya potencia conectada es inferior a 2.000kW, y superior a 500kW, que opten libremente por contratar su suministro por esta vía<sup>22</sup>.

Si bien estos clientes reciben en sus contratos ofertas libres, estos precios ofertados deben, de una u otra manera, reflejar los costos asociados a los distintos segmentos de la cadena, de modo que los precios finales a clientes libres, además de una componente asociada a la generación, debieran incorporar los peajes y el ingreso tarifario correspondiente por concepto del uso del STT; y, en caso de encontrarse el cliente al interior de una zona de concesión de distribución, el peaje de distribución (VAD).

Adicionalmente a los pagos ya descritos por concepto de producción, transporte y —eventualmente— distribución, la legislación vigente contempla otro tipo de cargos a partir de la aparición, en Mayo de 2005, de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Según esta Norma, las Instalaciones de Clientes deberán contar con el equipamiento necesario que permita el Control de Tensión y el suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión al Sistema de Transmisión, un factor de potencia medido en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre<sup>23</sup>:

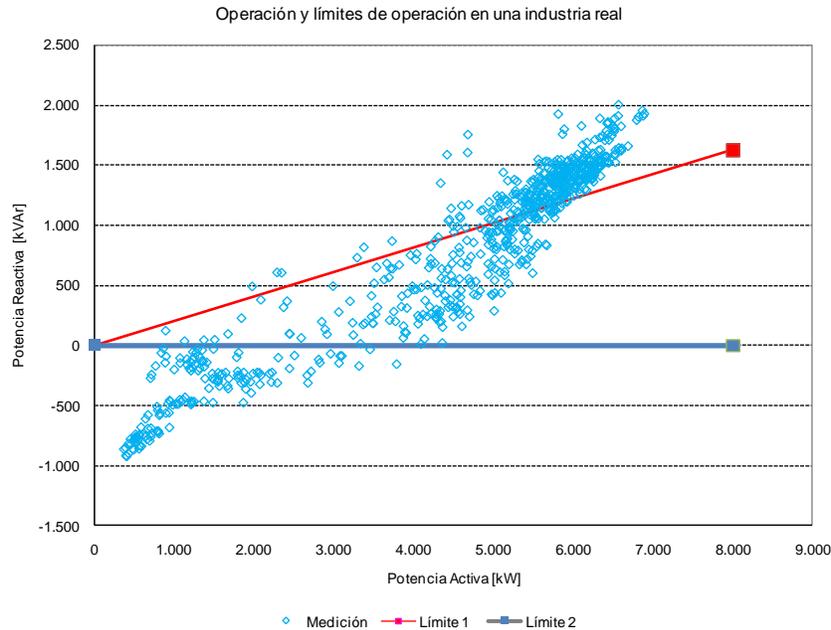
- 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 30 kV.
- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo para puntos de conexión con tensiones nominales iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 100 kV.
- 0,98 inductivo y 0,995 para puntos de conexión con tensiones nominales iguales o superiores a 100 kV e inferiores a 200 kV.
- 0,98 inductivo y 1,000 puntos de conexión de con tensiones nominales iguales o superiores 200 kV.

Esta exigencia deberá ser cumplida en al menos el 98% del tiempo estadístico de cada mes. Hasta antes de esta Norma (NTCyS, 2005), en cuanto a factor de potencia, el único límite establecido, por contrato, era mantener los consumos inductivos bajo un nivel especificado (en KVAR-hora).

A nivel industrial y minero hubo, muy poco tiempo después de publicada la NTSyCS, una preocupación por el nuevo tipo de multa. El gráfico de la figura siguiente muestra los nuevos límites especificados:

<sup>22</sup> Estas son las condiciones más comunes para ser calificado como cliente libre, pero existen otras. Ver DFL N°4/2006, Art. 147°.

<sup>23</sup> Estos valores fueron tomados de la versión de la NTSyCS correspondiente al mes Octubre de 2009 y su posterior actualización en el mes de Marzo de 2010 (ver Art. 5-24).



**Figura 10.2 Límites para el factor de potencia**

- a) El límite 1 (señalado como la línea roja) establece como límite un factor de potencia 0,98.
- b) El límite 2 (señalado como línea azul) establece la imposibilidad que existen inyecciones de potencia reactiva capacitiva al sistema.

Los puntos señalados (cuadrados celestes) señalan los puntos de medición reales en una planta con anterioridad a la NTSyCS. Lo anterior implica que tuvo que realizar dos acciones para cumplir con la nueva normativa:

- a) Instalar condensadores adicionales a los existentes debido a que el nuevo límite de factor de potencia (0,98) es más exigente que el anterior.
- b) Instalar un sistema de control automático que desconecte los condensadores cuando existe exceso de potencia reactiva capacitiva, lo que ocurre normalmente cuando el consumo de la planta disminuye. Hasta ese momento era usual no desconectar los condensadores de compensación de factor de potencia cuando el consumo de la industria bajaba.

La figura siguiente muestra el esquema de conexión de un banco de condensadores constituido por seis condensadores de 200 KVAR cada uno, cuya conexión es controlada mediante un relé que detecta la potencia reactiva a la entrada de la planta (mediante señales de corriente y de voltaje provenientes de transformadores de medida). El relé es capaz de conectar secuencialmente cada condensador según los requerimientos de potencia reactiva capacitiva del sistema. Cada condensador es provisto de una reactancia serie de modo que el sistema no se vea afectado por la presencia de armónicas en la instalación industrial. Al mismo tiempo, esta reactancia limita el transitorio de conexión de cada condensador.

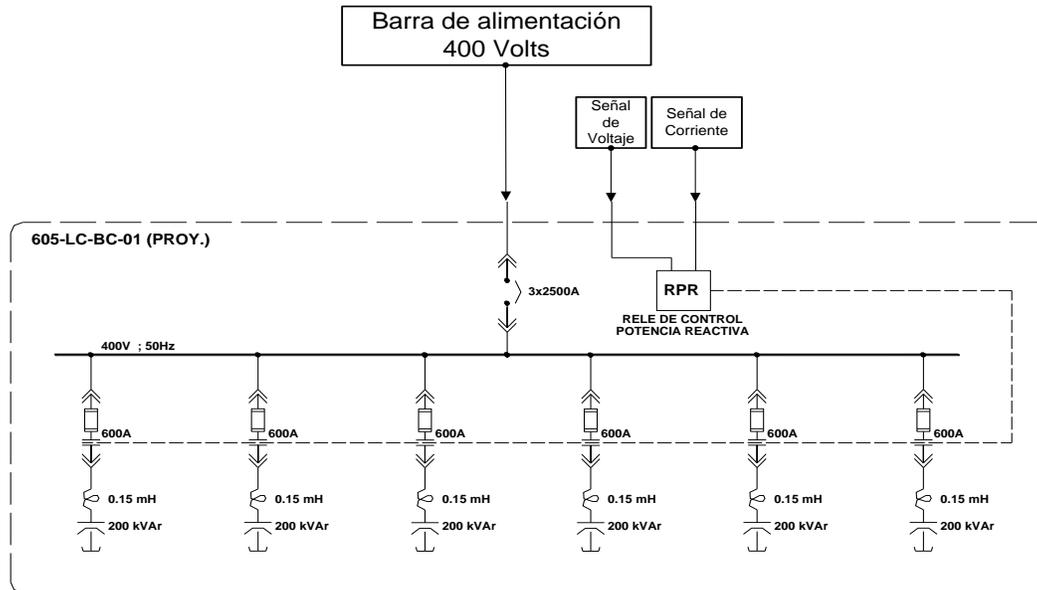


Figura 10.3 Esquema de conexión de un banco de condensadores

En resumen, la nueva NTSyCS obliga a la conexión de más condensadores, es más exigente en el factor de potencia requerido, y, además, obliga a desconectar los condensadores cuando los consumos son bajos.

### 10.7.2 CLIENTES REGULADOS

Los clientes sometidos a regulación de precios, o clientes regulados, corresponden a aquellos clientes ubicados dentro de la zona de concesión de una empresa distribuidora y que no acreditan las condiciones para —o no han optado por— contratar su suministro bajo negociación directa. Estos consumidores pasan a ser clientes de la empresa distribuidora en forma directa, de manera que se deben acoger al régimen de tarifas dispuesto por la CNE. Las tarifas contempladas en los decretos de precio de nudo, y que son aplicadas a los clientes regulados, se separan en primer término por la tensión de conexión (alta o baja tensión), luego según la opción que tome el cliente en cuanto a contratar una cantidad de potencia fija para tomar de la red o bien contratar un servicio en que se le cobra la demanda máxima registrada —en horas de punta y fuera de ellas—. De las tarifas propuestas, la más utilizada a nivel industrial corresponde a la tarifa en alta tensión con medida para la demanda máxima, tanto en horas de punta como fuera de punta, tarifa conocida como AT4.3. A continuación se detallan los cargos que contempla esta tarifa<sup>24</sup>.

**Cargo Fijo:** este cargo es independiente del consumo del cliente. Considera los costos fijos por concepto de facturación, atención al cliente, infraestructura etc.

<sup>24</sup> En el caso de que contar con una opción tarifaria en baja tensión, los cargos enfrentados son similares, conceptualmente, a los aquí presentados para la tarifa AT4.3, sólo existe diferencia en que los cargos para baja tensión incluyen un cobro por el uso de las instalaciones de transformación requeridas, el cual es incluido en los cargos por energía y potencia con factores distintos. Esto último es la razón de la diferencia de valor entre los cargos para opciones tarifarias en alta y baja tensión, siendo estos últimos los de mayor valor.

Cargo por energía: PNPr de energía correspondiente a la distribuidora respectiva multiplicado por un factor de expansión de pérdidas en distribución. Eventualmente algunas distribuidoras incluirán en este cargo un factor por ajuste del PNPr del sistema. Este cargo es multiplicado por el consumo del cliente.

Cargo por demanda máxima suministrada (potencia fuera de punta): demanda máxima suministrada multiplicada por un factor de coincidencia<sup>25</sup> de los consumos de potencia para las horas fuera de punta y por el costo del servicio de distribución. Este cargo corresponde al pago que recibe la distribuidora por entregar el servicio.

Cargo por demanda leída en horas de punta: PNP correspondiente a la distribuidora respectiva multiplicado por un factor de expansión de pérdidas de potencia en distribución para las horas de punta y por el factor de coincidencia para las horas de punta respectivo. A esto se suma la diferencia entre el factor de coincidencia para las horas de punta con el de las horas fuera de punta multiplicado por el costo del servicio de distribución, de modo de no pagar dos veces por la entrega del servicio. El cargo descrito es multiplicado por la demanda máxima leída durante las horas de punta.

Cargo único por uso del sistema troncal: remuneración por uso del STT. Este cargo se multiplica por el consumo de energía del cliente.

Cargo por factor de potencia (potencia reactiva): al igual que en el caso de los clientes libres, existe un cargo que penaliza un bajo factor de potencia (indicador de alto consumo de reactivos). De esta manera, se establece un recargo de acuerdo al cociente entre el consumo de energía activa y reactiva mensual. Estos valores son entregados por la autoridad en cada fijación de precios de nudo de corto plazo en una tabla similar a la presentada para clientes libres antes de la aparición de la NTSyCS.

Las demás opciones tarifarias disponibles son similares a la AT4.3 en cuanto a las componentes consideradas, diferenciándose exclusivamente por el tratamiento dado al cargo por potencia. A continuación se presenta una tabla comparativa de las opciones tarifarias en alta tensión<sup>26</sup> disponibles para clientes regulados:

**Tabla 10.1: Opciones tarifarias en alta tensión, tratamiento del cargo por potencia.**

Cargo	AT2	AT3	AT4.1	AT4.2	AT4.3
Dda. Máx.	Contratada	Leída	Contratada	Contratada	Leída
Dda. Máx. Hrs. de Punta	N/A	N/A	Contratada	Leída	Leída

N/A: No aplica.

Es importante mencionar que en las tarifas AT2 y AT3 no se cobra explícitamente un cargo por demanda máxima en horas de punta, sino que se incluye este cobro en el cargo por demanda máxima. La forma en que se aplica dicho cargo depende del comportamiento del cliente en relación a su demanda de potencia dentro y fuera de las horas de punta, estableciéndose así las categorías de cliente “presente en punta” y “parcialmente presente en punta”, lo que da origen a distintos valores para el cargo por demanda máxima,

<sup>25</sup> Este factor se determina para cada empresa y zona de distribución y busca dar cuenta de la coincidencia entre las demandas de potencia de los clientes de cada empresa. En términos simples, este factor busca dar cuenta del hecho que un Kw de potencia puede ser utilizado por más de un cliente en distintos momentos, de modo que cada uno haría utilización de las mismas instalaciones de distribución.

<sup>26</sup> Las opciones disponibles en baja tensión idénticas en cuanto a estructura, sin embargo los valores unitarios de los cargos son distintos (mayores) debido a los recargos por concepto de transformación.

siendo mayor aquel correspondiente a clientes clasificados como presentes en punta. El criterio para calificar a los clientes que utilizan estas tarifas —AT2 y AT3— se presenta a continuación:

- a) Cliente presente en punta: si el cociente entre la demanda media y máxima (leída o contratada) es mayor o igual a 0,5.
- b) Cliente parcialmente presente en punta: si el cociente entre la demanda media y máxima (leída o contratada) es inferior 0,5. No obstante lo anterior, si en periodos de 60 minutos consecutivos durante las horas de punta, el cociente entre la potencia media y máxima (leída o contratada) resulta mayor a 0,85, y este hecho se presenta en forma frecuente<sup>27</sup>, el consumo será clasificado como presente en punta.

Los demás cargos mencionados para la tarifa AT.4.3 (cargo fijo, único por uso del troncal y por factor de potencia) se aplican de igual manera para las demás tarifas presentadas en la tabla anterior.

El valor de cada uno de los cargos, para cada opción tarifaria, se encuentra disponible en el sitio web de la empresa distribuidora que presta el servicio.

### Tarifas flexibles reguladas

Finalmente, cabe señalar la existencia de las llamadas **Tarifas Flexibles Reguladas (TFR)**, las cuales tienen por objetivo una reducción de los pagos asociados al consumo de electricidad.

Estas opciones tarifarias son establecidas por cada empresa distribuidora en forma particular, por lo que las TFR ofrecidas por una empresa distribuidora no tienen por qué coincidir con aquellas ofrecidas por otra empresa de distribución.

Todo cliente de una empresa de distribución puede optar por alguna de las TFR ofrecidas por ella, las cuales puede conocer en los lugares de atención al cliente de la empresa correspondiente.

## 10.8 CAMBIO DE TARIFA V/S EFICIENCIA ENERGÉTICA

Se debe tener presente que un cambio de opción tarifaria derivado de un análisis económico entre las distintas tarifas eléctricas y según el perfil de consumo del cliente, no corresponde por sí mismo a una medida de eficiencia energética, aunque sí puede reducir el costo energético de un establecimiento.

Las medidas de eficiencia energética son distintos tipos de acciones vinculadas a la reducción de pérdidas de energía en los procesos productivos que consumen electricidad; obviamente estas medidas derivan en un beneficio económico para el usuario, lo cual se puede ver reflejado, por ejemplo, en menores pagos por potencia, acorde a la tarifa que se tenga, al reducir la demanda.

## 10.9 SITIOS WEB CON INFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

A continuación se presentan los sitios web de las instituciones en donde es posible encontrar información técnica y económica relativa al sector eléctrico.

<sup>27</sup> Se entenderá como frecuente si el hecho ocurre por lo menos durante 5 días hábiles del mes.

### **Comisión Nacional de Energía (CNE)**

Dirección: [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

Contenidos:

- Leyes, decretos y normas.
- Precios de Nudo de energía potencia (todos los mencionados)
- Valores de subtransmisión
- Valores agregados de distribución
- Precio Medio de Mercado
- Índices aplicables a Precios de Nudo

### **Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)**

Dirección: [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl) (SIC), [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl) (SING)

Contenidos:

- Costo Marginal real por barra
- Costo Marginal previsto
- Cargos o abonos al precio de nudo (cargo AC)
- Información técnica del sistema (centrales, líneas de transmisión, etc.)

Por otra parte, en los sitios web de las empresas de distribución es posible encontrar información relativa a cada empresa, en particular las tarifas correspondientes a cada mes y opción tarifaria escogida por el cliente.

## 10.10 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Palma, G. Jiménez, I. Alarcón , Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el Mercado Eléctrico Chileno, Comisión Nacional de Energía (CNE) y GTZ (2009)
- [2] Comisión Nacional de Energía (CNE), La regulación del segmento transmisión en Chile (2005)
- [3] Decreto con Fuerza de Ley nº4 2007, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2007)
- [4] Decreto Supremo nº327, Ministerio de Minería (1998)
- [5] Decreto Supremo nº244, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2005);
- [6] Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO) (2007)

## 11 AUTOPRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

### 11.1 ASPECTOS GENERALES

#### 11.1.1 DESCRIPCIÓN Y CONCEPTO

La autoproducción de electricidad corresponde a la facultad de un consumidor de autoabastecer su demanda eléctrica, en forma total o parcial, mediante producción en el mismo lugar de consumo. La autoproducción puede ser operado “en isla”, es decir, desconectado de la red eléctrica, u operando en paralelo a la red; a esta última opción hay quienes erróneamente la llaman cogeneración, ya que cogeneración es la generación simultánea de electricidad y calor útil a partir de una fuente de energía (más información en capítulo de cogeneración industrial).

Es común en la industria la autoproducción de electricidad usando grupos electrógenos, los cuales, deberían ser considerados como un sistema, ya que su funcionamiento exitoso depende del rendimiento concordante de sus componentes, tales como:

- El motor diesel y sus accesorios.
- El generador de corriente alterna o alternador.
- Los sistemas de control y conmutación.
- Las fundaciones y las obras civiles.
- La carga conectada, con sus propios componentes, tales como sistemas de calefacción, motores, iluminación, etc.

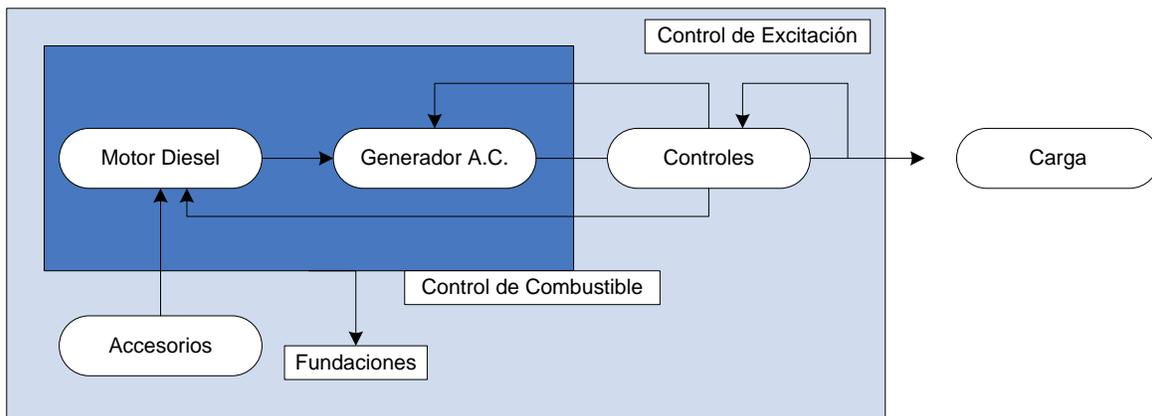


Figura 11.1: Sistema de un grupo electrógeno

En cada uno de los aspectos mencionados, se requiere seleccionar componentes de alta eficiencia, y deben ser operados en su punto de operación de forma de maximizar la eficiencia del sistema y de minimizar su consumo energético.

### 11.1.2 ALCANCES

La autoproducción mediante grupos electrógenos, comúnmente está acotada al autoabastecimiento eléctrico en un establecimiento, es decir, sin inyecciones de electricidad a las redes eléctricas de los sistemas centralizados.

La inyección de excedentes a la red es más bien una opción para la cogeneración de electricidad y calor útil, tecnología que se aborda en el capítulo de cogeneración industrial.

### 11.1.3 MOTIVACIÓN

La autoproducción de electricidad en sí, **no corresponde a una opción de eficiencia energética**, sin embargo, se ha decidido incorporar este capítulo en la Guía ya que en muchas empresas **se recurre a esta alternativa para cortar punta**, es decir, autogenerar en horas de punta en el periodo de punta correspondiente a su tarifa eléctrica, típicamente entre los meses de Abril y Septiembre (ambos inclusive) entre las 18:00 y 23:00 horas para la tarifa regulada AT4.3 (ver capítulo de tarificación eléctrica), debido al alto costo de la demanda eléctrica en este periodo (del orden de 5 veces superior al precio de la demanda fuera de punta).

Ante esto, la opción de cortar punta a veces también es recomendada por consultores, debido a la reducción del costo energético de la empresa por disminuir el pago de demanda en punta, aun cuando aumenta el consumo de combustible del establecimiento debido al consumo de Diesel de los grupos electrógenos empleados en la autoproducción.

### 11.1.4 VENTAJAS

Esta opción de abastecimiento eléctrico presenta ventajas económicas y técnicas que pueden ser aprovechadas, sobre todo en instalaciones industriales.

- Desde el punto de vista técnico, la autoproducción entrega una mejor calidad de suministro, aportando estabilidad a la red externa, sobre todo en caso de redes alejadas del sistema troncal, las que presentan —en general— una pobre regulación de tensión y alta probabilidad de falla —cortes—, aportando así seguridad y calidad de servicio.
- Menores pérdidas por transporte y distribución de la electricidad desde el lugar de generación al punto de consumo.
- Entre las ventajas económicas se encuentra la posibilidad de “cortar punta”, evitando arrastrar durante todo el año los pagos por concepto de uso de potencia en horas de punta.

Una opción de aprovechar estas ventajas en forma conjunta, y de la mejor manera, es mediante un sistema de cogeneración, lo cual constituye en sí mismo una medida de eficiencia energética debido a su alta eficiencia (ver capítulo de cogeneración industrial).

## 11.2 ASPECTOS LEGALES

### 11.2.1 DEFINICIONES

Desde el punto de vista legal<sup>28</sup> se considera —se asume— que los autoprodutores destinan su producción en forma prioritaria al abastecimiento de sus propios consumos, inyectando a la red —al sistema— sólo sus excedentes de energía y potencia, siendo éstas cantidades las tomadas en cuenta a la hora de remunerar por dichas inyecciones. (Como se ha mencionado anteriormente, los grupos electrógenos generalmente se destinan sólo a autoabastecimiento; la cogeneración puede incluir inyección a la red).

Si bien no existe un límite legal para la potencia instalada máxima que puede tener un autoprodutor, aquí se tratará el tema haciendo referencia sólo a los generadores considerados pequeños (pequeños medios de generación o PMG), es decir, cuyos excedentes de potencia sean inferiores o iguales a 9.000kW (si están conectados en redes de distribución se les llama pequeños medios de generación distribuida o PMGD). Las definiciones de PMG y PMGD aparecen en la Ley corta I y en su reglamento (DS N°244).

Estos productores pequeños tienen el derecho<sup>29</sup> a conectarse a las redes de distribución y comercializar sus excedentes de energía y potencia, pudiendo ser parte del mercado mayorista de electricidad y celebrar contratos de abastecimiento con clientes libres, empresas distribuidoras u otras generadoras, debiendo acogerse a las reglas generales del mercado eléctrico.

En cuanto a los deberes de estos generadores, los principales van por el lado de la operación y su relación con el sistema eléctrico, debiendo acogerse al reglamento de operación para pequeños medios de generación conectados en redes de media tensión.

### 11.2.2 VALORIZACIÓN DE INYECCIONES A LA RED

Los Pequeños Medios de Generación (PMGD) que vendan sus excedentes de energía y potencia al mercado mayorista pueden optar por dos regímenes de valorización de excedentes: a precio estabilizado o a costo marginal horario:

- El **régimen de precio estabilizado** valoriza todas las **inyecciones de energía** al mismo valor, independiente del momento en que es producida. Los precios a que se valorizan estas inyecciones son fijados en cada decreto tarifario, correspondiendo hasta la fecha a los PNECP de la subestación del nivel de generación-transporte —truncal— más cercana.
- La **valorización de inyecciones a costo marginal de la energía** el precio de la energía inyectada cambia hora a hora todo el año, tomando valores por sobre o por bajo el PNECP; el precio al que se valorizan las inyecciones de energía corresponde al costo marginal del sistema de la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria a la que esté asociado el PMGD.

En cuanto a **las inyecciones de potencia**, estas serán valorizadas al PNECP de la subestación troncal más cercana, independiente del régimen de valorización escogido para la energía.

<sup>28</sup> Decreto Supremo N°327/2008, Artículo N°168.

<sup>29</sup> DFL N°4/2006

### 11.2.3 POTENCIA DE SUFICIENCIA Y POTENCIA FIRME

#### Potencia de suficiencia

La *Potencia de Suficiencia*<sup>30</sup> corresponde al aporte que hace una unidad de generación a la suficiencia del sistema. Esto es la contribución de cada unidad para que el sistema esté en condiciones de abastecer la demanda en los momentos en que esta es máxima —periodo de punta—. Este concepto toma en cuenta la disponibilidad esperada de la unidad de generación además de la máxima potencia que es capaz de aportar al sistema en horas de máxima demanda.

#### Cálculo de la potencia firme

El cálculo de la potencia firme es realizado por la dirección de peajes del CDEC respectivo, e involucra a todas las unidades interconectadas a ese sistema. En primer término se calcula una Potencia Firme Preliminar<sup>31</sup> (PFP), la que considera el aporte que efectúa la unidad en cuestión a la suficiencia del sistema y que corresponde a la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la Probabilidad de Excedencia de la Potencia de Punta (PEPP<sup>32</sup>). Luego, los valores de las PFP de todas las unidades son normalizados, de modo tal que la suma de las Potencias Firmes de todas las unidades del sistema sea igual a la demanda máxima de este más un porcentaje extra que representa un Margen de Reserva Teórico (MRT). El valor resultante de este procedimiento se denomina Potencia Firme Definitiva. Este valor es calculado por el CDEC y ratificado a fin de año por él mismo, de modo de contrastar la disponibilidad —y operación— esperada de cada unidad con su desempeño real.

$$PFD_i = PFP_i \cdot \frac{D_{m\acute{a}x} \cdot (1 + MRT)}{\sum_i PFP_i}$$

Una primera aproximación de la Potencia Firme asignada a una unidad entrante a un sistema puede calcularse como la disponibilidad esperada de dicha unidad ( $A_i$ ) multiplicando a la Potencia inicial de la unidad<sup>33</sup>. De esta forma se tendrá una estimación de la potencia firme preliminar —una sobre estimación—, la que al normalizarla con la demanda máxima del sistema y las potencias firmes de las demás unidades en la forma explicada se obtiene una primera aproximación de la potencia firme reconocida a la unidad entrante.

$$PFP'_i = P_{inicial} \cdot A_i$$

Notar que se trata de una sobre estimación por no considerarse aquí el efecto de la probabilidad de excedencia de la potencia en las horas de punta.

<sup>30</sup> Ver referencia [14].

<sup>31</sup> La PFP de cada unidad es calculada con una herramienta computacional que considera los estados de disponibilidad y el aporte de cada central en relación con el sistema completo, de modo que no se puede entregar una expresión analítica (ecuación) para esta.

<sup>32</sup> La PEPP corresponde al inverso probabilístico del LOLPhp (Loss of Load Probability), que es la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta del sistema.

<sup>33</sup> La potencia inicial corresponde a la potencia máxima ponderado por la disponibilidad de combustible, de modo que se puede considerar como la máxima en caso de tener asegurado el abastecimiento de este.

En el caso de los autoprodutores se agrega un factor que penaliza los momentos en que las unidades efectúan retiros netos desde el sistema durante las horas de punta del sistema:

$$f_{autop} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \left[ t_i \cdot \frac{P_i}{P_{m\acute{a}x}} \right]}{HP}$$

En que:

- $t_i$ : Tiempo, en horas punta del sistema, en que el autoprodutor retira del sistema la potencia  $P_i$ .
- $P_{m\acute{a}x}$ : Máxima potencia retirada por el autoprodutor desde el sistema durante las horas de punta.
- HP: total de horas de punta del sistema.

#### 11.2.4 INTERCONEXIÓN A LA RED: REQUERIMIENTOS BÁSICOS

A continuación se enlistan los requerimientos básicos para la conexión de un PMGD a una red de distribución:

- Dispositivo de sincronización automático
- Interruptor de acoplamiento
- Instalaciones de control y medida (para inyecciones y consumo)
- Protecciones: relés de voltaje (trifásicos) y frecuencia (monofásico)
- Baterías para alimentación de servicios auxiliares

Además de los requerimientos en cuanto a equipos, la interconexión de un PMGD requiere de la presentación de estudios estticos y dinámicos que muestren el impacto que este generará en la red de distribución. Finalmente se deben realizar una serie de pruebas antes de iniciar la operación normal del PMGD; pruebas que deben ser supervisadas por personal de la empresa distribuidora.

### 11.3 AUTOPRODUCCIÓN CON GRUPOS ELECTRÓGENOS

En general, la autoproducción mediante grupos electrógenos no considera inyecciones a las redes de los sistemas eléctricos, quedando acotada sólo a autoabastecimiento.

#### 11.3.1 APLICACIONES: CORTAR PUNTA Y RESPALDO ELÉCTRICO

Los grupos electrógenos en la industria tienen comúnmente dos aplicaciones:

- **Cortar punta:** esto es, generar alguna parte o toda la demanda eléctrica en el horario de punta definido para los consumidores de electricidad; a veces, esta práctica va unida a una reducción de las cargas eléctricas en operación durante el periodo de punta.
- **Respaldo eléctrico** o stand-by, situación en que el grupo electrógeno entra en servicio ante caídas de los sistemas eléctricos centralizados; el respaldo generalmente está asociado a las cargas eléctricas imprescindibles.

### 11.3.2 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE UN GRUPO ELECTRÓGENO

Dependiendo del tipo de aplicación, para el dimensionamiento de un grupo electrógeno, se deben considerar una serie de factores, entre los cuales los de mayor importancia serían **la potencia, velocidad y eficiencia del motor**.

**La potencia del motor** debe ser sobredimensionada entre un 10 y un 20% más que la demanda de energía de la carga alimentada, aunque generalmente pueden operar por algunos instantes a cargas algo mayores a su potencia nominal (potencia máxima en régimen permanente). Esto evita sobrecargar el grupo electrógeno, absorbiendo la carga adicional durante el arranque de los motores o el cambio de algunos tipos de sistemas de iluminación, o cuando el desgaste de los equipos que hace aumentar su requerimiento de potencia.

**La velocidad** se mide generalmente en revoluciones por minuto (RPM) y esta medición se realiza en el eje de salida. Un motor puede operar sobre un rango de velocidades; con motores diesel funcionando normalmente a una velocidad menor (1300 - 3000 RPM). En el caso de los generadores, la velocidad del motor es un factor crítico, por lo cual, es importante obtener una buena relación de velocidad entre el motor y el alternador. Esta relación puede ser obtenida, cuando es posible, acoplando directamente el motor y el generador, o en su defecto, alguna forma de acoplamiento será necesaria, tales como el uso de una caja de cambio de velocidades, o un sistema de correas, lo cual aumentará los costos, y reducirá la eficiencia.

Finalmente, **la eficiencia de un motor** depende de diversos factores, entre los que se cuentan, el factor de carga u ocupación (porcentaje respecto a la carga máxima) y la tecnología de diseño del motor.

**Carga máxima para un grupo electrógeno:** Por lo general, la potencia del motor eléctrico más grande que puede partir mediante arranque directo, es alrededor del 50% de la capacidad en kVA del grupo electrógeno. Por otra parte, la capacidad del motor de inducción se puede aumentar si se cambia la configuración de conexión del partidor de estrella a delta, o con un auto transformador de partida. Con este cambio en los partidores, la potencia del motor más grande puede alcanzar hasta el 75% de la potencia en kVA del grupo electrógeno.

**Capacidad de sobrecarga del grupo electrógeno:** Los motores diesel están diseñados para soportar una sobrecarga de un 10% durante 1 hora, cada 12 horas de operación. Un generador de corriente alterna, está diseñado para soportar una sobrecarga del 50% durante 15 segundos, tal como lo especifican los estándares. La correcta elección de un grupo electrógeno debe ser tal que las sobrecargas se encuentren dentro de los límites especificados anteriormente.

**Utilización de grupos electrógenos en paralelo:** Desde el punto de vista del espacio requerido, operación, mantenimiento e inversión de capital inicial, sin duda es más económico adquirir un único gran grupo electrógeno, en vez de dos o más de menor capacidad, funcionando en paralelo. Sin embargo, tener dos o más grupos electrógenos en paralelo, presenta ventajas:

- Permite el funcionamiento escalado entre los grupos, entrando (o saliendo) de funcionamiento en función de los requerimientos de potencia.
- La utilización de esta configuración aumenta la flexibilidad de operación, ya que se puede detener un grupo electrógeno, mientras el conjunto de grupos generadores restante esté generando al menos el 50% de la corriente requerida.

- No existe necesidad de mantener todos los grupos electrógenos funcionando el 100% del tiempo, puesto que en períodos de baja producción y/o bajos requerimientos energéticos, uno o más pueden mantenerse en stand-by por largos períodos de tiempo.

**Funcionamiento en paralelo con la red eléctrica:** El funcionamiento de un grupo electrógeno en paralelo con la red de suministro eléctrico es posible de realizar, pero requiere de la autorización y supervisión de las autoridades correspondientes. Sin embargo, algunas proveedoras de electricidad pueden solicitar al consumidor que adopte el compromiso que el grupo electrógeno no funcionará en paralelo con el suministro entregado.

Las razones expuestas para realizar esto, son que la red eléctrica es de un tamaño infinito, comparado con el tamaño y capacidad del grupo generador, lo que involucra riesgos operacionales, a pesar de las protecciones utilizadas, tales como relés de corriente inversa, de tensión y de frecuencia.

### 11.3.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

La eficiencia energética de un grupo electrógeno queda determinada por la eficiencia del motor en sí, la eficiencia de la caja de transmisión y la eficiencia del generador eléctrico, entre los cuales, el motor es el equipo de menor eficiencia.

El motor de un grupo electrógeno puede tener una eficiencia energética en torno a un 30%, en cambio el sistema de transmisión y el generador pueden tener eficiencias superiores al 95%; por lo tanto, la eficiencia energética del grupo electrógeno queda fuertemente determinada por la eficiencia del motor, ante lo cual, para que este equipo sea eficiente, sólo es posible adquirir equipos con tecnología de mayor eficiencia (para una misma potencia, siempre hay opciones menos eficientes y más eficientes).

La eficiencia del grupo se calcula con la ecuación siguiente:

$$Eficiencia[\%] = \frac{Potencia\ generador\ [kW]}{\dot{m}_{combustible} \left[ \frac{kg}{s} \right] \cdot Poder\ calorífico_{combustible} \left[ \frac{kJ}{s} \right]}$$

Sería ideal conectar cargas constantes a un grupo electrógeno, para asegurar su buen rendimiento; la carga del motor y del alternador en Kw debe mantenerse por sobre el 50%. Lo ideal sería que las condiciones de carga permitan que tanto el motor como el alternador funcionen en sus puntos de máxima eficiencia.

Los fabricantes de motores entregan las curvas de carga de sus motores, las cuales indican el porcentaje de la carga en el motor v/s su consumo de combustible, eficiencia u otro indicador de desempeño. Los alternadores son dimensionados para entregar su potencia nominal con la mayor eficiencia posible, a partir de una carga de alrededor del 70% de su potencia nominal y superiores. En las curvas entregadas por los fabricantes es posible encontrar el punto de operación que entregue el mejor del rendimiento del motor, y su carga correspondiente, en Kw o kVA

Además de esto, hay factores relacionados con las cargas conectadas a los grupos electrógenos que influyen en su desempeño.

#### 11.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Algunas de las características de la carga influyen a la eficiencia del grupo electrógeno. Éstas son totalmente dependientes de la carga y no pueden ser modificadas por el grupo generador. Estas características, que son perjudiciales para la eficiencia del grupo electrógeno, se pueden mejorar en la mayoría de los casos y son las siguientes:

**Factor de Potencia:** El factor de potencia es un factor totalmente dependiente de la carga. El generador está diseñado para un factor de potencia de 0,8 en retraso, según lo especificado por las normas. Un bajo factor de potencia exige una mayor corriente, con un aumento de las pérdidas. El sobredimensionamiento de los grupos generadores para una operación a un bajo factor de potencia tiene como resultado una menor eficiencia y mayores costos operacionales. La alternativa económica es proporcionar condensadores para mejorar el factor de potencia.

**Patrón de carga:** En muchos casos, la carga no será constante a lo largo de la jornada, y como se ha mencionado, la eficiencia del motor disminuye a cargas parciales. De existir variaciones importantes en la carga, entonces se deberá considerar el funcionamiento de grupos electrógenos en paralelo. En tal situación, los grupos electrógenos inactivos, entrarán en funcionamiento cuando el aumento en la carga lo requiera. Si los grupos electrógenos fueran utilizados en paralelo, éstos podrían funcionar cerca de sus respectivos puntos de máxima eficiencia, optimizando su consumo de combustible y, además, integrando flexibilidad al sistema. Este esquema puede aplicarse también al caso de cargas que pueden ser separadas entre críticas y no críticas, proporcionando energía stand-by a las cargas críticas del sistema.

**Desequilibrio en la carga:** Las cargas no equilibradas llevan al grupo electrógeno a un desequilibrio en las tensiones entregadas (tensiones de salida no balanceadas) y a un sobrecalentamiento del alternador. Cuando otras cargas conectadas, tales como motores, son alimentados con una tensión desequilibrada, también aumentan las pérdidas en dicho motor. Por lo tanto, la carga en el grupo electrógeno debe ser lo más equilibrada posible. El desequilibrio máximo de la carga de entre las fases no debe exceder el 10% de la capacidad de la generación de grupo. En lugares donde las cargas monofásicas son predominantes, se debe considerar la adquisición de un generador alterno monofásico.

**Cargas transitorias:** En muchas ocasiones, para compensar las bajadas de tensión transitorias que pudieran derivarse de la aplicación de cargas transitorias, puede seleccionarse un generador dentro del grupo para compensar estas variaciones. Muchas veces una combinación no-estándar entre el motor y el alternador puede ser utilizada. Tal combinación asegura que el motor principal no se ha sobredimensionado innecesariamente, lo cual aumenta los costos de inversión y de operación.

**Cargas especiales:** cargas especiales, como un rectificador o tiristores, soldadoras, y hornos necesitan generadores especiales. El fabricante del motor diesel y el generador de corriente alterna debe ser consultado para una recomendación adecuada para que la utilización deseada del grupo electrógeno se logre sin problemas. En ciertos tipos de cargas, que son sensibles a la tensión, a la regulación de frecuencia, a la forma de onda del voltaje, debería considerarse la posibilidad de separarlas de las demás cargas, y alimentarlas por un grupo electrógeno exclusivo. Tal alternativa se asegura de que el diseño especial de dicho generador de corriente alterna se limita a la parte de la carga que requiere de alta pureza, en lugar de aumentar el costo de los grupos electrógenos especialmente diseñados para el total de las cargas en el establecimiento.

### 11.3.5 MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA GRUPOS ELECTRÓGENOS

A continuación se listan algunas opciones que permiten mejorar la eficiencia energética de grupos electrógenos:

- Garantizar condiciones de carga constante sobre el equipo de generación diesel, evitando fluctuaciones, desequilibrios en las fases y cargas armónicas.
- En caso de operar a plena carga por periodos prolongados, considerar la utilización de sistemas de cogeneración.
- Considerar el funcionamiento de equipos de generación diesel en paralelo, lo que incorporará mejoras en las cargas y ahorrará de combustible en los mismos.
- Realizar regularmente pruebas de campo para monitorear el desempeño de los sistemas de generación diesel y planifique el mantenimiento de acuerdo a los requerimientos.
- Mejorar la filtración del aire y proveer de aire frío libre de polvo en la toma de aire.
- Garantizar el cumplimiento de los trabajos de mantenimiento.
- Considerar la utilización de aditivos en los combustibles en caso de que esto mejore las propiedades de éstos al ser usados en equipos de generación diesel.
- Calibrar frecuentemente las bombas de inyección de combustible.
- En términos de reducción de costos en uso de combustibles, considerar el uso parcial de gas de biomasa para generación energética. Asegurar la eliminación del alquitrán del gas generado para aumentar la vida útil del sistema de generación en el largo plazo.

### 11.4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Decreto con Fuerza de Ley nº4 2007, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2007)
- [2] Decreto Supremo nº327, Ministerio de Minería (1998)
- [3] Decreto Supremo nº244, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (2005);
- [4] Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO) (2007)

## 12 COGENERACIÓN INDUSTRIAL

### 12.1 COGENERACIÓN: EL VERDADERO CONCEPTO

Cogeneración es la generación simultánea de energía mecánica o electricidad y energía térmica útil, a partir de una fuente de energía; la energía térmica cogenerada puede ser desde frío, hasta calor en cualquiera de sus formas.

En Chile existen conceptos errados de cogeneración, esto hace necesario aclarar dos cosas:

1. **Cualquiera de las siguientes opciones es cogeneración:** la electricidad cogenerada puede ser sólo para autoproducción, pueden haber excedentes de electricidad inyectados a la red y/o exportar excedentes a otros usuarios; respecto a la energía térmica útil cogenerada, la situación es análoga: puede ser sólo para autoabastecimiento o se pueden exportar excedentes.
2. **Cogeneración no es** generación o autoproducción de electricidad operando en paralelo con la red eléctrica.

Existe además la **trigeneración**, en la que además de electricidad o trabajo mecánico se genera calor y frío a la vez. La **poligeneración** también es una realidad, este tipo de tecnología, además de las energías útiles mencionadas, genera subproductos derivados de la combustión, procesamiento previo del combustible o del tratamiento de los gases de combustión, por ejemplo, a partir de biomasa.

También es posible concebir centrales de **cogeneración de gran escala en centrales termoeléctricas** de cientos de MWe de cualquier tipo, cuando existen demandas de calor en torno a estas centrales; no obstante, este capítulo está enfocado sólo en cogeneración de electricidad y calor útil a nivel industrial.

### 12.2 CLASIFICACIÓN GENERAL

Los sistemas de cogeneración se clasifican en dos grandes categorías: sistemas de cabeza (superiores o topping) y los sistemas de cola (inferiores o bottoming).

**Los sistemas superiores de cogeneración**, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la cogeneración de energía en el primer escalón: a partir de la energía química del combustible se genera energía mecánica que se puede transformar en electricidad; la energía térmica residual del equipo se convierte a una forma más útil, como vapor por ejemplo, que es suministrado a procesos industriales (por ejemplo para secado, cocimiento o calentamiento, entre otros) que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son a temperaturas de 250°C a 600°C.

En **los sistemas inferiores de cogeneración**, la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica y calor de menor temperatura en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el

cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos se pueden utilizar calores residuales del orden de 300°C a 900°C.

La cogeneración, en cualquiera de estos tipos, puede ser incorporada desde el diseño de un proceso, de lo cual se obtienen mayores beneficios que si se introduce realizando modificaciones en un proceso ya en operación, ya que en el primer caso son menores las inversiones.

### 12.3 TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN MÁS COMUNES

Los equipos motrices de las tecnologías de cogeneración más comúnmente usadas son: turbinas de gas (TG), motor de combustión interna (MCI) y turbinas de vapor (TV), esta última puede ser a contrapresión (TVcp) o a condensación con extracción (TVce). Cada una de estas tecnologías tiene un balance de energía propio, con distinta versatilidad en aplicaciones y distinto comportamiento a carga parcial, obviamente sus costos y economías de escala también son diferentes, todo lo cual determinará la tecnología más apropiada para cada propósito.

#### 12.3.1 MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA Y TURBINAS DE GAS

En la tabla siguiente se presentan valores de referencia del balance de energía de estos equipos motrices de cogeneración, expresados en porcentajes referidos al consumo de combustible de la tecnología de cogeneración:

**Tabla 12.1 Datos de desempeño energético de referencia de MCI y TG**

Ítem	MCI	TG
Potencia mecánica o eléctrica (eficiencia)	30-40%	18-38%
Calor en gases de combustión	20-35%	55-75%
Temperatura gases de combustión	300-500°C	400-600 °C
Calor refrigeración de alta temperatura (> 90 °C)	20-35%	n/a
Calor refrigeración de baja temperatura (< 70 °C)	5-10%	n/a
Pérdidas por radiación y convección	5-7%	5-7%

Fuente: Elaboración propia

En los MCI la eficiencia no varía mucho con la potencia o tamaño del equipo, más bien del fabricante y modelo, en cambio, en las TG el rango de eficiencias indicado se debe principalmente al tamaño de la turbina. Los distintos MCI tienen distintas distribuciones de calor entre los gases de combustión y sistemas de refrigeración, además existen variaciones en los modelos que permiten que el circuito de refrigeración opere sobre los 100 °C, haciendo un poco más fácil lograr un buen aprovechamiento de este recurso y también el circuito de refrigeración de baja temperatura puede operar bajo los 50 °C y comúnmente es difícil encontrar opciones de uso de ese calor. El aprovechamiento del calor de los sistemas de refrigeración del MCI requiere la instalación de intercambiadores de calor en serie o en paralelo a los radiadores o torres de refrigeración responsables de mantener los niveles de temperatura de dichos sistemas de refrigeración (el líquido de refrigeración de los MCI opera en un circuito primario cerrado entre el motor y los intercambiadores de calor).

Respecto al desempeño a cargas parciales, la eficiencia de los MCI es relativamente estable en un rango cerca del 75% de carga, en cambio las TG disminuyen inmediatamente su eficiencia bajo el 100% de carga;

el desempeño de los MCI en altura geográfica también es mejor al de las TG, por ello en Chile existen aplicaciones de cogeneración con MCI en la minería y en observatorios astronómicos.

Tanto los MCI como las TG pueden ser provistos de calderas recuperadoras de calor para generar vapor (HRSG es la sigla en inglés) o agua caliente; los gases de combustión también pueden usarse directamente para la calefacción de procesos. Las turbinas de gas pueden contar además con quemadores o fuego suplementario aguas arriba de la caldera recuperadora, dada la gran cantidad de oxígeno en los gases derivado de los elevados excesos de aire con que operan estas turbinas, lo cual le da más versatilidad a la cogeneración de vapor.

En general las calderas recuperadoras tienen eficiencias energéticas entre 60% y 80%, la cual varía principalmente con las temperaturas de entrada y salida de los gases de combustión de dicha caldera, siendo mejor a mayor temperatura de entrada y menor temperatura de salida.

En general los MCI son más económicos que las turbinas de gas en tamaños bajo los 3-4MWe, pero el análisis para seleccionar la tecnología debe considerar las variables técnicas señaladas anteriormente.

### 12.3.2 TURBINAS DE VAPOR EN COGENERACIÓN

Las tecnologías con turbina de vapor requiere de una caldera de vapor sobrecalentado y presiones entre 20-80 bar; debe ser una opción a considerar al disponer de combustibles sólidos, pero también podría competir con una TG o un MCI en algunos casos. La tabla siguiente presenta el balance de energía de las tecnologías de cogeneración turbina de vapor a contrapresión (TVcp) y a condensación con extracciones (TVce).

**Tabla 12.2 Datos de desempeño energético de referencia de cogeneración con TV**

Ítem	TVcp	TVce <sup>(1)</sup>
Potencia mecánica o eléctrica (eficiencia)	5-10%	10-30%
Calor vapor a proceso	60-75%	0-70%
Pérdidas en caldera y turbina	20-30%	20-30%
Pérdidas en el condensador-torre-enfriamiento	n/a	0-50%

(1) El balance depende mucho del vapor extraído de la turbina para calor de proceso.

Fuente: Elaboración propia

La tecnología con TVcp es más económica que la tecnología de TVce debido a la ausencia del condensador con su respectivo sistema de refrigeración; sin embargo, la TVce da más versatilidad en la operación, ya que al disminuir la demanda de vapor de proceso puede generar más potencia en su eje, en cambio la TVcp en esta situación debe disminuir su carga y por ende la potencia que entrega en el eje.

La existencia de distintos equipos interconectados que componen la tecnología de cogeneración con TV determinan que el cálculo de su desempeño energético sea más complejo y no corresponde al producto entre la eficiencia de la caldera y la eficiencia de la turbina; además en turbinas de vapor su eficiencia tiene varias componentes de pérdidas: pérdidas de energía que depende de la eficiencia isentrópica de la expansión del vapor en la turbina (más bien desperdicio de exergía), las que se determinan usando tablas de vapor o el diagrama de Mollier y pérdidas que no figuran en dicho diagrama debido a vapor que no hace trabajo en el rotor de la turbina, pérdidas mecánicas en la transmisión de la potencia en el eje y otras, y además, las pérdidas del generador de electricidad. La eficiencia de la caldera puede estar entre 80-90% y la

eficiencia isentrópica de la turbina entre 70-90%; las otras pérdidas del conjunto turbina generador son entre un 5-10% del salto entálpico real en la turbina.

Las características inherentes a la tecnología con TV determinan que tenga un comportamiento a carga parcial y reacción ante fluctuaciones en las demandas de energía distinto a las tecnologías de MCI y TG, además que la razón Electricidad/Calor\_útil (E/Q) con TV es bastante menor (o mayor razón Q/E), elementos que debe ser considerados en la selección de la tecnología más apropiada.

## 12.4 EFICIENCIA ENERGETICA DE LA COGENERACIÓN

### 12.4.1 EFICIENCIA DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN PROPIAMENTE TAL

La cogeneración en general es más eficiente que la generación separada de electricidad y calor, porque aprovecha calores residuales de los equipos motrices usados comúnmente para la generación de electricidad, como lo son: las turbinas de vapor (disipan calor de baja temperatura en condensadores al genera sólo electricidad), turbinas de gas (liberan calor a la atmósfera a alta temperatura) y motores de combustión interna (liberan calor de alta y baja temperatura a la atmósfera).

La eficiencia energética de un sistema de cogeneración se define mediante tres indicadores de eficiencia, cuyos nombres son más bien prácticos, todos dependientes o asociados al consumo de energía del sistema de cogeneración:

- **Eficiencia eléctrica:** corresponde a la razón entre la electricidad cogenerada y el consumo de energía del sistema de cogeneración.

$$\eta_{eléctrica}[\%] = \frac{\text{Potencia eléctrica}[kW_e]}{\text{Consumo energía cogeneración}[kW_t]} \cdot 100\%$$

- **Eficiencia térmica:** corresponde a la razón la energía térmica útil cogenerada y el consumo de energía del sistema de cogeneración; la energía térmica útil cogenerada depende del balance de energía del equipo motriz o tecnología y de la eficiencia energética de los equipos de recuperación de calor que constituyen el sistema de cogeneración.

$$\eta_{térmica}[\%] = \frac{\text{Potencia térmica útil}[kW_t]}{\text{Consumo energía cogeneración}[kW_t]} \cdot 100\%$$

- **Eficiencia global:** corresponde al efecto combinado de la eficiencia eléctrica y la eficiencia térmica de la cogeneración.

$$\begin{aligned} \eta_{global}[\%] &= \frac{\text{Potencia eléctrica}[kW_e] + \text{Potencia térmica útil}[kW_t]}{\text{Consumo energía cogeneración}[kW_t]} \cdot 100\% \\ &= \eta_{eléctrica}[\%] + \eta_{térmica}[\%] \end{aligned}$$

Todos estos indicadores de eficiencia toman valores distintos según el **factor de carga** al que opera el sistema de cogeneración.

Dado que **la estrategia de operación más frecuente es seguir las demandas térmicas y generar la electricidad resultante**, el factor de carga del sistema de cogeneración queda determinado comúnmente por el calor útil de mayor temperatura que entrega el equipo de cogeneración respecto a la capacidad térmica respectiva de esa parte del sistema de cogeneración.

En la parte térmica además es posible definir otro indicador de desempeño del sistema de cogeneración, particularmente en los motores de combustión interna cuando operan con la estrategia mencionada, dado que el aprovechamiento térmico del calor de los circuitos de refrigeración del motor no siempre es total. Por esta razón también es posible definir un **factor de aprovechamiento térmico** (Fa) de estos calores de la manera siguiente, donde el calor disponible en los circuitos de refrigeración depende del factor de carga del motor:

$$Fa[\%] = \frac{\text{Calor aprovechado}[kW_t]}{\text{Calor disponible}[kW_t]} \cdot 100\%$$

Si **la estrategia de operación es seguir las demandas eléctricas**, el **factor de carga** del sistema de cogeneración lo determina la electricidad cogenerada en cada momento respecto a la capacidad eléctrica del sistema de cogeneración; en estos casos va ser posible definir un **factor de aprovechamiento térmico de los distintos calores útiles** del sistema de cogeneración.

**En el capítulo Ejemplo de cogeneración industrial del documento Ejemplos prácticos se presenta un caso innovador y pionero de hacer cogeneración en Chile, presentando la evaluación técnica a nivel de perfil de las tres tecnologías más comunes mencionadas, donde se presenta evalúan las eficiencias señaladas.**

#### 12.4.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA PAÍS DE LA COGENERACIÓN

Si bien es común concebir la cogeneración como una tecnología de eficiencia energética o que al hacer cogeneración se está haciendo eficiencia energética, la eficiencia energética país de la cogeneración deriva del ahorro de combustible regional o país respecto a la generación separada de las mismas energías.

Pero una planta o proyecto de cogeneración puede ser ineficiente y además no producir dicho ahorro de energía país cuando los equipos considerados en el proyecto no son suficientemente más eficientes que la generación eléctrica y térmica que están desplazando. No obstante, no se ha establecido una metodología oficial en el país para evaluar el efecto país de un proyecto de cogeneración.

Un proyecto de cogeneración que desplace toda la generación eléctrica y térmica de un establecimiento puede lograr ahorros de combustible país en torno al 30% (porcentaje respecto al consumo de combustible de la generación eléctrica y térmica por separado). En la práctica, los proyectos de cogeneración que se instalan en establecimientos existentes no cubren todas sus demandas de calor y electricidad y el ahorro país se puede lograr en un buen proyecto podría llegar a un 20%.

El ahorro país de un proyecto de cogeneración es mayor cuando:

- Menor es la eficiencia de los equipos desplazados por la cogeneración
- Mayor es la fracción desplazada de las demandas de calor y electricidad generadas por separado
- Mayor es la eficiencia global, factor de carga y factor de aprovechamiento térmico de la cogeneración

El primero de estos factores es una condición de borde; los dos últimos aspectos dependen de las medidas de eficiencia energética consideradas en la especificación de cada sistema de cogeneración.

## 12.5 MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA COGENERACIÓN

Las medidas de eficiencia energética en la cogeneración incluyen:

- Elección de la tecnología de cogeneración
- Dimensionamiento energético del proyecto de cogeneración
- Eficiencia de los equipos considerados en el diseño final del proyecto
- Operación y mantenimiento apropiados de los equipos

Obviamente todas estas variables tienen aristas técnicas, económicas y medioambientales que deben ser consideradas en el momento de especificar un proyecto de cogeneración, las cuales deben contemplar todo el periodo de operación del equipo y no sólo la elección de la alternativa de menor inversión, ya que un proyecto de cogeneración más eficiente tendrá beneficios en su periodo de operación respecto a una opción ineficiente o menos eficiente.

Por otro lado, las estimaciones que se lleven a cabo en los estudios de pre-inversión pueden ser más simples en la medida que las demandas de energía no tengan fluctuaciones importantes y la cogeneración opere a una carga estable lo más cercana posible a su capacidad máxima.

### 12.5.1 ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COGENERACIÓN

La **elección de la tecnología** debe considerar la relación entre demandas térmicas y eléctricas respecto a la relación Q/E de las distintas tecnologías, las fluctuaciones de las demandas de energía y el comportamiento de la tecnología para satisfacer dichas demandas, es decir, su eficiencia a carga parcial y la velocidad de respuesta.

### 12.5.2 DIMENSIONAMIENTO APROPIADO DE LA COGENERACIÓN

El dimensionamiento del sistema de cogeneración influye en los factores de carga eléctrico y térmico de la cogeneración, en su eficiencia eléctrica y térmica y en el nivel de aprovechamiento de las energías cogeneradas, con el consecuente efecto en la eficiencia energética global anual de la cogeneración.

**El dimensionamiento de un proyecto de cogeneración se considera apropiado** en la medida que maximiza variables de desempeño técnico e indicadores económicos del proyecto, lo cual no siempre coincide con abastecer la demanda de energía térmica promedio. Esto depende de la variabilidad de los perfiles horarios de las demandas de energía y de la relación que exista entre los perfiles de demandas térmicas y eléctricas.

Un sobre-dimensionamiento derivará en baja eficiencia anual; un sub-dimensionamiento es desperdiciar la posibilidad de un mayor ahorro de combustible y menor gasto energético. No obstante, en el caso de prever ampliaciones de planta en el futuro cercano o aumentos de capacidad de producción, las respectivas mayores demandas de energía deben considerarse en el dimensionamiento de la cogeneración.

**Para evitar problemas futuros por sobredimensionamiento de la cogeneración** es recomendable primeramente implementar medidas de eficiencia energética en los procesos y dimensionar la cogeneración

para abastecer las demandas energéticas de un proceso en que ya se han eliminado las mayores pérdidas de energía; de lo contrario podría quedar sobredimensionada la cogeneración con consecuencias en su eficiencia energética global y efectos económicos por sobre-inversión y mayor costo combustible.

**Este hecho es especialmente crítico en la cogeneración con turbina de vapor de contrapresión**, ya que la cogeneración de electricidad está ligada directamente de la cogeneración de calor útil: si disminuyen las demandas de calor por eficiencia energética una vez en servicio el sistema de cogeneración, el sistema deberá cogenerar menos calor, por ende, cogenerará menos electricidad y esto último tal vez implique aumentar el consumo de electricidad de la red. Si también se lleva a cabo eficiencia energética eléctrica, el sistema de cogeneración quedará definitivamente sobredimensionado.

### 12.5.3 BUENA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

Se debe considerar o al menos evaluar **equipos de mayor eficiencia en el diseño de la cogeneración**, aunque en algunos casos, pueden ser un poco más caros; sin embargo, además de todos los beneficios de la mayor eficiencia energética que pueden justificar el mayor costo, los equipos más eficientes tienen la ventaja destacable de que los resultados económicos del proyecto son menos sensibles a fluctuaciones de las demandas de energía y de los precios de los combustibles y la electricidad, disminuyendo así el riesgo ante las incertidumbres de los mercados energéticos nacionales y mundiales.

### 12.5.4 BUENA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La **operación y mantenimiento apropiados** de la planta de cogeneración requiere de personal bien calificado; una mala operación y mantenimiento pueden conllevar a reducir la disponibilidad de la cogeneración y además a pérdidas de eficiencia.

## 12.6 CUANDO ES POSIBLE COGENERAR

La cogeneración es técnicamente posible simplemente cuando coexisten demandas de electricidad y calor ubicadas relativamente cerca; la estabilidad de dichas demandas facilita un proyecto de cogeneración. Sin embargo, existe la tecnología para operar en condiciones de demandas variables.

Pero hoy en día, en el año 2010, los proyectos de cogeneración son económicamente viables en el país bajo ciertas condiciones:

- Proyectos relativamente grandes se ven beneficiados por economías de escala de la cogeneración.
- Proyectos de mayor tamaño acceden a menores precios en los combustibles; o tener acceso a un combustible o fuente de calor relativamente económica.
- Los clientes libres pagan precios eléctricos más altos, o en provincias de poca densidad de población, los precios regulados de electricidad son mayores.
- Dado que aún no es clara ni justa la regulación para inyectar y comercializar electricidad cogenerada a la red, hay proyectos de cogeneración que pueden limitarse sólo al autoabastecimiento eléctrico.

No obstante, en el país hay numerosos establecimientos que cuentan **con grupos electrógenos** de capacidad importante respecto a sus demandas eléctricas, algunos de los cuales tienen la capacidad de operar en

forma continua todo el año, constituyendo así **una posibilidad de cogenerar invirtiendo capitales menores**, ya que la mayor inversión del proyecto es el equipo motriz, en estos casos, ya instalado.

Para que la cogeneración tenga un desarrollo importante en Chile, es necesario avanzar decididamente en las mejoras que requiere la legislación eléctrica, la creación de mecanismos económicos que corrijan las falencias de la economía de mercado respecto a la cogeneración (reconocimiento de su mayor eficiencia energética) y también mejorar la legislación ambiental, especialmente en zonas latentes y saturadas en calidad del aire, mediante el reconocimiento de la cogeneración como mecanismo natural de reducción y compensación de emisiones.

## 12.7 OPCIONES COMERCIALES DE LA COGENERACIÓN

La cogeneración de electricidad, puede corresponder sólo a autoproducción, pueden haber excedentes de electricidad inyectados a la red a nivel de distribución o subtransmisión y/o exportar excedentes a otros usuarios. Respecto de la cogeneración de calor, la situación es similar: puede ser calor sólo para autoabastecimiento o se pueden exportar excedentes de calor.

Bajo la legislación actual, la inyección a la red puede ser comercializada en el mercado spot o con empresas distribuidoras o generadores. Respecto a la energía térmica cogenerada, actualmente no existe regulación para comercializar excedentes de energía térmica.

Los detalles relacionados a los precios de la electricidad están sujetos a cumplir la legislación eléctrica respectiva, tanto como autoprodutor o como generador y se tratan en el capítulo del mercado eléctrico.

## 12.8 VERSATILIDAD DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO PAÍS CON COGENERACIÓN

Las tecnologías de turbina de gas y motor de combustión interna pueden operar con combustibles líquidos y gaseosos, sean estos combustibles fósiles o renovables no convencionales y combustibles líquidos y gaseosos producidos de la licuefacción o gasificación de combustibles sólidos, también fósiles o renovables. Además, existe la tecnología para operar con dos o más combustibles y también con mezclas de combustibles en ciertas proporciones.

Respecto a la tecnología de turbina de vapor, obviamente la caldera respectiva es aún más versátil que las tecnologías anteriores en cuando a combustibles posibles de quemar en la calera: desde combustibles gaseosos hasta sólidos de prácticamente cualquier tipo, ya que las tecnologías de combustión para calderas son muy variadas.

No obstante, no deben subestimarse las precauciones debidas para que la operación con cualquiera de los combustibles seleccionados se lleve a cabo de manera eficiente, especialmente desde el momento en que comienza el uso de otro combustible.

Esta característica de versatilidad de la cogeneración determina que sea una tecnología muy conveniente para mejorar el abastecimiento energético del país ante situaciones de escases o alza de precio en alguna fuente de energía combustible. Por otro lado, su característica de generación distribuida hace de la cogeneración una muy buena opción para mejorar la seguridad del abastecimiento eléctrico del país, el cual este año 2010 ha sido vulnerable en varias ocasiones.

## 12.9 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) ¿Qué opción puede clasificar como cogeneración?
  - a. La generación simultánea de energía mecánica y frío
  - b. La generación simultánea de electricidad para consumo propio y para inyección a la red
  - c. La generación en paralelo de un pequeño generador con un generador de la red
- 2) ¿Por qué se podría decir que un sistema de cogeneración con una turbina de vapor a contrapresión con una expansión de vapor de 80% de eficiencia tiene menor eficiencia eléctrica que una turbina de gas de 35% de eficiencia?
- 3) Ya se ha seleccionado un motor de combustión interna como equipo motriz de un sistema de cogeneración (se tiene su balance de energía); ya se ha definido el perfil horario de generación de vapor y electricidad del sistema para un día típico, los cuales pueden representarse por los polinomios que se indican, ambos de segundo orden. Los usos de calor que pueden ser cubiertos con el circuito de refrigeración de alta temperatura tienen el perfil dado por el siguiente polinomio de orden 2. Suponiendo que el desempeño del motor no varía a cargas parciales, ¿Qué factor de aprovechamiento tendrá el circuito de refrigeración de alta temperatura?

## 12.10 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN), Estudio para el desarrollo de la cogeneración en Chile, desarrollado para el Programa País de Eficiencia Energética (2010)
- [2] Carlos Córdova Riquelme, Cátedra Centrales Térmicas de Potencia, Departamento Ingeniería Mecánica Universidad de Chile (2009).

## 13 INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y FACTOR DE POTENCIA

### 13.1 DIAGRAMA DE PÉRDIDAS PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Las pérdidas energéticas asociadas a las instalaciones eléctricas, son caracterizadas en el siguiente diagrama.

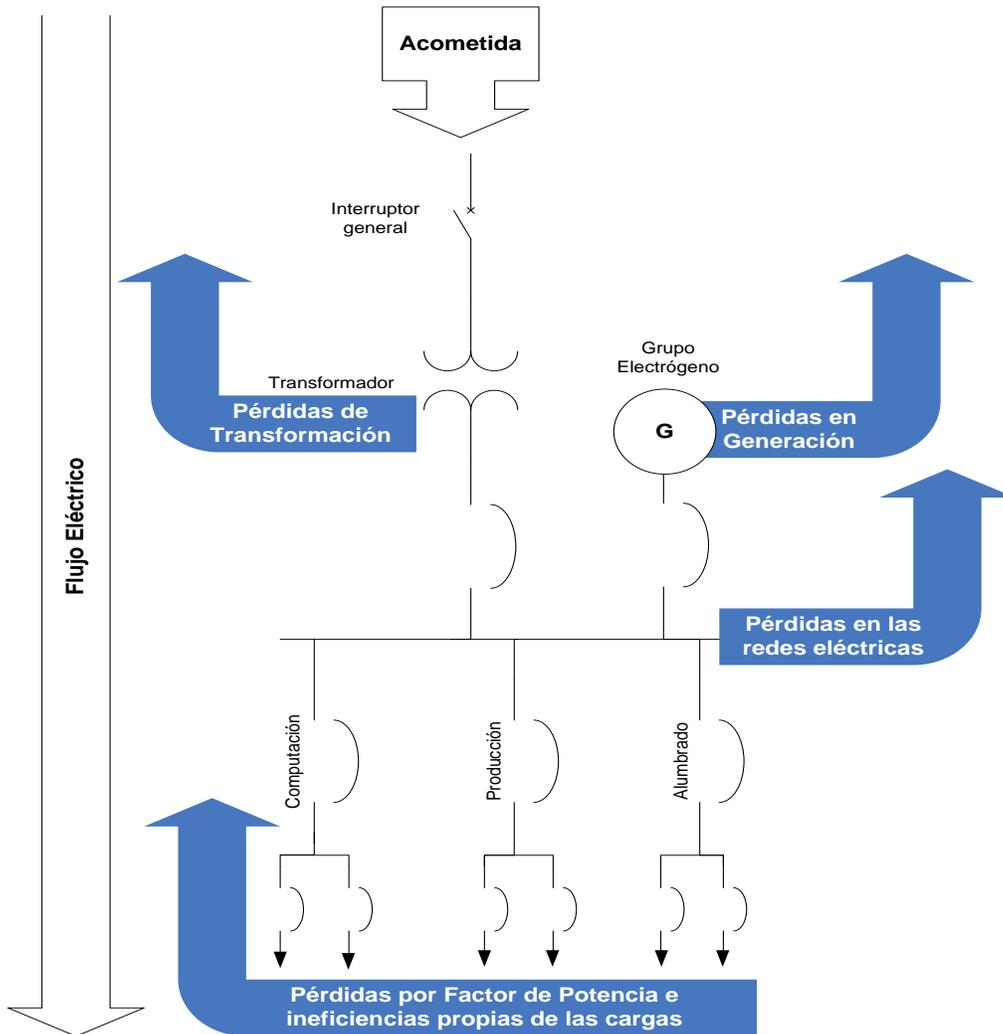


Figura 13.1: Diagrama de pérdidas en instalaciones eléctricas

### 13.2 TRANSFORMADORES

Un transformador es una máquina eléctrica que permite aumentar (o disminuir) la tensión de un sistema eléctrico, recibiendo la energía a un cierto nivel de voltaje, y entregándolo a otro, manteniendo la frecuencia. Esto permite que la energía eléctrica, generada a tensiones relativamente bajas, sea transmitida a un mayor nivel, disminuyendo la corriente, lo que reduce las pérdidas de línea y caídas de tensión.

### 13.2.1 FUNCIONAMIENTO Y TIPOS DE TRANSFORMADORES

Un transformador está compuesto por dos o más bobinas eléctricamente aisladas, pero ligadas magnéticamente. La bobina primaria está conectada a la fuente de alimentación y la bobina secundaria se conecta a la carga. La relación de transformación es la relación entre el número de vueltas en la bobina secundaria respecto al número de vueltas en la bobina primaria.

El voltaje en los bornes de la bobina secundaria es igual a la tensión entregada en los bornes de la bobina primaria, multiplicada por la relación de transformación. A su vez, los ampere-vueltas del transformador (calculados multiplicando el módulo de la corriente por el número de vueltas) es constante a ambos lados del transformador. La regulación de la tensión de un transformador es el porcentaje de aumento en el voltaje entre el funcionamiento a plena carga y en vacío.

#### **Tipos de transformadores**

Los transformadores se clasifican en dos categorías: los transformadores de potencia y transformadores de distribución.

Los transformadores de potencia se utilizan en la red de transmisión a altos voltajes, para aumentar y para disminuir los voltajes en cada etapa de la transmisión (500 kV, 220 kV, 110 kV, 66 kV).

Los transformadores de distribución se utilizan en las redes de distribución, donde el voltaje es bastante menor a las redes de transmisión (13,2 kV, 12 kV, 380V).

#### **Clasificación de los transformadores**

La clasificación del transformador puede obtener mediante un coeficiente, el cual se calcula como el producto entre la carga conectada y el factor de diversidad en la carga conectada, propio de cada industria. El factor de diversidad se define como la razón entre la demanda de máxima total de la planta y la suma de la demanda máxima individual de los diversos equipos. El factor de diversidad varía de una industria a otra y depende de varios factores tales como las cargas individuales, el factor de ocupación y las futuras expansiones de la planta. Este factor siempre será menor que uno.

### 13.2.2 EFICIENCIA Y MEDIDAS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES

#### **Ubicación del transformador**

La ubicación del transformador es muy importante en cuanto refiere a las pérdidas de distribución. El transformador recibe una alta tensión desde la red de transmisión, reduciéndola al voltaje requerido en el sistema de distribución, con un consecuente aumento en la corriente y de las pérdidas en los conductores. Es por este motivo que los transformadores deben ser colocados cerca de la carga, teniendo en cuenta otros factores, como la optimización necesaria para un control centralizado, flexibilidad operativa, etc., lo cual reducirá las pérdidas en los conductores de distribución.

#### **Las pérdidas del transformador y la Eficiencia**

El rendimiento de un transformador varía normalmente entre 96 a 99 por ciento. La eficiencia de los transformadores no sólo depende del diseño, sino también, de la carga operativa efectiva.

Las pérdidas del transformador se pueden dividir en dos partes: las pérdidas en vacío y las pérdidas de carga.

1. Pérdidas en vacío (también llamadas pérdidas en el núcleo): es la energía consumida para mantener el campo magnético en el núcleo del transformador. Las pérdidas en el núcleo se producen para energizar el transformador, y no varían con la carga. Estas pérdidas son causadas por dos factores: histéresis y pérdidas por corrientes de Foucault. Las pérdidas por histéresis es la energía perdida debido a el campo magnético variable (cambio de sentido) en el núcleo. Las pérdidas por corrientes de Foucault son el resultado de las corrientes inducidas que circulan en el núcleo.
2. Pérdida de carga (también llamada pérdida en el cobre): están asociadas con el flujo de corriente a plena carga en los bobinados del transformador. Las pérdidas en el cobre es la energía perdida en los devanados primario y secundario de un transformador debido a la resistencia óhmica de éstos. La pérdida de cobre varía con el cuadrado de la corriente de carga ( $P = I^2R$ ).

Para un transformador dado, el fabricante puede suministrar valores para la pérdida en vacío,  $P_{VACÍO}$ , y para la pérdida a plena carga  $P_{CARGA}$ . Las pérdidas totales del transformador,  $P_{TOTAL}$ , a cualquier nivel de carga se pueden calcular como:

$$P_{TOTAL} = P_{VACÍO} + (\%CARGA/100)^2 \cdot P_{CARGA}$$

En el caso que la carga del transformador sea conocida, la pérdida en los transformadores a cierta carga dada se puede calcular como:

$$P_{TOTAL} = P_{VACÍO} + \left( \frac{kVA \text{ CARGA}}{kVA \text{ NOMINALES}} \right)^2 \cdot P_{CARGA}$$

### Control de las Variaciones de Voltaje

El control de la tensión en un transformador es importante debido a las frecuentes variaciones en la tensión entregada. Cuando la tensión de alimentación es menor que el valor óptimo, existe la posibilidad de fallas en maquinarias y la activación de protecciones en la red. La regulación de tensión en los transformadores se realiza mediante la alteración de la relación de transformación de tensión mediante el cambio de Tap.

Existen dos métodos del cambio de Tap, dependiendo del transformador: cambio con el transformador desconectado, y cambio de Tap con la carga conectada.

#### Cambio de Tap con el transformador desconectado

Es un dispositivo instalado en el transformador, que se utiliza para variar la relación de transformación de tensión. Los niveles de voltaje se pueden variar sólo después de aislar la tensión del primario del transformador.

#### Cambio de Tap con la carga conectada (OLTC)

Mediante este dispositivo, los niveles de voltaje se pueden variar sin aislar a la carga conectada al transformador. Para minimizar las pérdidas de magnetización y reducir el disparo de protecciones en la planta, el transformador principal (que recibe la energía de la red de transmisión) debe estar provisto del sistema de cambio de Tap con la carga conectada en su proceso de fabricación. Los transformadores de

distribución aguas abajo pueden estar provistos de dispositivos cambiadores de Tap con el transformador desconectado.

El control de carga se puede poner en modo automático o manual dependiendo de la exigencia. Los sistemas OLTC se utilizan para transformadores de 250 kVA hacia arriba. Sin embargo, la necesidad de OLTC por debajo de 1000 kVA se debe utilizar dependiendo de la evaluación económica.

### **Operación en paralelo de transformadores**

El diseño del suministro de energía y del control de motores de las nuevas instalaciones deben tener la factibilidad de operar con dos o más transformadores en paralelo. La utilización de equipos de conmutación y acopladores adicionales, deben estar considerados en la fase de diseño.

Siempre que dos transformadores están operando en paralelo, ambos deben ser técnicamente idénticos en todos los aspectos y lo más importante debe tener el mismo nivel de impedancia. Esto minimizará la corriente que circula entre los transformadores.

Cuando la carga es de naturaleza fluctuante, es preferible tener más de un transformador funcionando en paralelo, de manera que la carga se pueda optimizar mediante la repartición de carga entre los transformadores. De este modo, los transformadores pueden ser operados cerca del rango de eficiencia máxima.

#### **13.2.3 LOS TRANSFORMADORES DE EFICIENCIA MEJORADA.**

En el año 2006 el Instituto Nacional de Normalización (INN) aprueba la norma NCh2660.cr2006 Eficiencia energética – Transformadores de distribución – Clasificación General y parámetros particulares. Esta Norma establece los llamados “Niveles de eficiencia energética Clase 1 para transformadores de distribución tipo seco”, la que valida entre potencias de 15 kVA y 2500 kVA. Se trata entonces de transformadores comúnmente construidos y utilizados en Chile. Resulta interesante comparar lo sugerido por la Norma NCh2660 con lo establecido en Abril de 1988 por Chilectra para sus instalaciones de distribución, como puede apreciarse en la figura siguiente.

En la figura siguiente se observa una clara diferencia porcentual en la eficiencia de los transformadores en el período 1988 a 2006, lo que implica que, al realizar una reparación de un transformador antiguo, es recomendable analizar económicamente si es conveniente sustituir el transformador por uno de diseño nuevo o mejorar la eficiencia del antiguo.

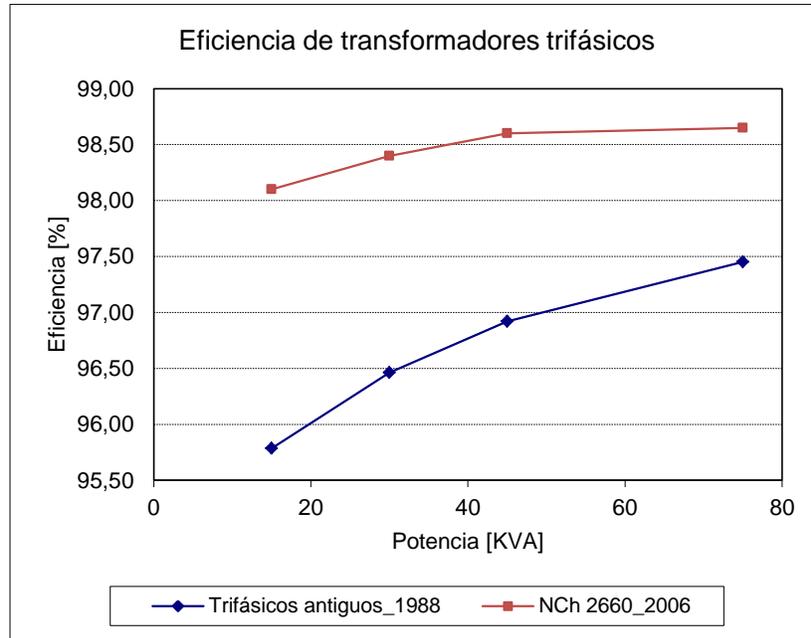


Figura 13.2: Gráfico comparativo de eficiencia de transformadores antiguos y modernos

En el capítulo Ejemplo de instalaciones eléctricas y factor de potencia del documento Ejemplos prácticos se presenta un caso que incluye como temas transformadores y factor de potencia.

### 13.3 LÍNEAS Y ELEMENTOS DE DISTRIBUCIÓN INTERNA DE ELECTRICIDAD

#### 13.3.1 ELEMENTOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Se entiende como instalación eléctrica a todo tendido de conducción eléctrica que comienza desde el empalme de una planta industrial. Este proviene de la compañía proveedora y entrega energía a todos los sistemas de consumo eléctrico al interior de la planta, los cuales pueden ser de iluminación, fuerza motriz, etc.

A continuación se detallan los pasos definidos por la IEEE al definir una instalación eléctrica.

- Definir las cargas individuales dentro de la planta.
- Coordinar el punto de empalme de energía más adecuado.
- Calcular la carga total y seleccionar la capacidad del transformador.
- Coordinar la ubicación del transformador y del equipo de servicio.
- Segregar las áreas que llevarán medición separada.
- Ubicar los tableros de distribución y de alumbrado y fuerza.
- Ubicar las bombas de extinción de incendio.
- Ubicar los equipos especiales, aire acondicionado, ventilación, elevadores, agua caliente, y otros.
- Ubicar las bombas de los tanques de agua potable.
- Ubicar el cuarto del generador de emergencia.
- Determinar el tamaño de los alimentadores y circuitos ramales.
- Determinar las protecciones requeridas.

- Definir el sistema de canalización a utilizarse.

### 13.3.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA Y MEJORAS EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN INTERNA

La eficiencia energética de una instalación, se encuentra asociada a la forma en que se distribuye energía a los componentes de ésta. En este sentido, los componentes principales de dicha instalación (tales como transformadores, motores o cargas de gran potencia, así como la compensación del factor de potencia) deben ubicarse en lugares estratégicos de ésta, por lo cual, es evidente que el óptimo de la eficiencia energética se logra en la etapa de diseño y construcción de dicha planta, pero de todas formas, dependiendo de las condiciones de trabajo y construcción, se pueden realizar mejoras en instalaciones ya existentes.

Los aspectos específicos en la instalación eficiente de motores eléctricos se encuentran en su correspondiente capítulo, mientras que para los transformadores ya fue visto en el punto anterior, y para bancos de condensadores, y compensación de reactivos, se abordará más adelante, en este mismo capítulo.

#### Conductores

Los conductores eléctricos son cuerpos capaces de transmitir electricidad. Estos están fabricados generalmente por cobre o aluminio y puede contener una sola hebra (alambre) o muchas hebras conductoras retorcidas entre sí (cable).

Estos están compuestos por

- El alma o elemento conductor.
- El aislamiento.
- Las cubiertas protectoras.

Una mala calidad de la energía los afecta en forma de excesos de temperatura a los conductores, lo que trae como consecuencias disminuciones en la resistencia de la aislación y disminuciones de la resistencia mecánica de los mismos.

En el caso del cobre, los conductores se encuentran fabricados de cobre electrolítico de alta pureza (99,99%). Dependiendo del uso final, se utilizará cobre de distintos grados de dureza.

Tabla 13.1: Tipos de conductores dependiendo del grado de pureza del cobre

Grado de dureza	Conductividad	Resistividad (a 20°C)	Carga de ruptura	Usos
Temple duro	97%	$0,018 \left( \frac{\Omega \times mm^2}{m} \right)$	37 a 45 Kg/mm <sup>2</sup>	Conductores desnudos, líneas aéreas de transmisión
Temple Blando o recocido	100%	$0,01724 \left( \frac{\Omega \times mm^2}{m} \right)$	25 Kg/mm <sup>2</sup>	Fabricación de conductores aislados

## Dimensionamiento de Conductores

La operatividad y seguridad de un sistema eléctrico depende directamente de la calidad de los conductores y sus aislantes. El correcto dimensionamiento permitirá evitar posibles cortes de suministros, incendios y pérdidas de energía. ProCobre, a través de sus diversas publicaciones, entrega información con respecto a la calidad, tipos y dimensionamiento de conductores. Sin embargo, debido a su importancia para las instalaciones eléctricas, se citarán los cálculos de dimensionamiento.

Es importante considerar además la norma ANSI/IEEE C57.110-1986, la cual recomienda que los equipos de potencia que alimenten cargas no lineales operen a un máximo del 80% de su potencia nominal. Esto indica que los sistemas deben dimensionarse para una potencia del orden del 120% de la potencia de trabajo en régimen efectivo.

### Dimensionamiento de conductores por voltaje de pérdida

Este proceso calcula las dimensiones necesarias para los conductores de una instalación de acuerdo a la caída de voltaje o tensión que se produce en ellos.

En primer paso, se calcula la caída de tensión

$$V_p = I \times R_C [V]$$

- $V_p$ : Voltaje de Pérdida
- $I$ : Corriente de Carga
- $R_C$ : Resistencia de los conductores

Considerando entonces la resistencia de un conductor eléctrico

$$R_C = \frac{2 \times \rho \times l}{A} [\Omega]$$

- $\rho$ : Resistividad específica del conductor
- $l$ : Longitud de conductor
- $A$ : Sección del conductor

Finalmente, la sección del conductor se encuentra determinada por el valor de  $V_p$ , quedando de la siguiente forma.

$$A = \frac{2 \times \rho \times l}{V_p} \times I [mm^2]$$

Dentro de las exigencias de este método de cálculo, se establece que la pérdida de tensión en línea no puede exceder a un 3% de la tensión nominal de fase, siempre y cuando la pérdida de voltaje en el punto más desfavorable de la instalación no exceda el 5% de la tensión normal.

### Dimensionamiento de Alimentadores

La forma de determinar la sección de los conductores que alimentan un conjunto de cargas dependerá si éstas corresponden a cargas concentradas o cargas distribuidas.

#### *Alimentadores con Carga Concentrada*

En este caso, la carga concentrada se sitúa a una distancia determinada del punto de empalme o alimentación del sistema, situación que es presentada en la siguiente figura.

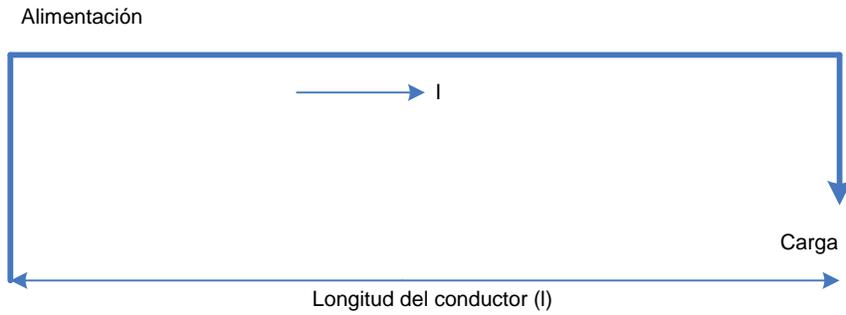


Figura 13.3: Alimentador con Carga Concentrada

Caso Monofásico	Caso Trifásico
$A = \frac{2 \times \rho \times l}{V_p} \times I \text{ [mm}^2\text{]}$	$A = \frac{\rho \times l}{V_p} \times I \text{ [mm}^2\text{]}$

#### Alimentadores con Carga Distribuida

En los alimentadores con carga distribuida, las cargas se distribuyen a lo largo de conductor o línea de alimentación del sistema. Los alimentadores son dimensionados utilizando alguno de los criterios presentados a continuación.

##### a. Criterio de Sección Constante

Mediante este criterio, la sección del conductor es constante a lo largo de cada tramo calculado.

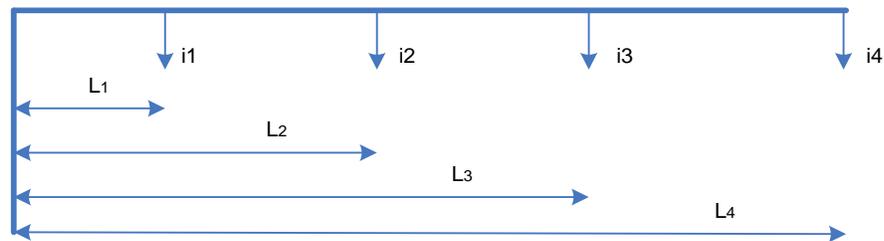


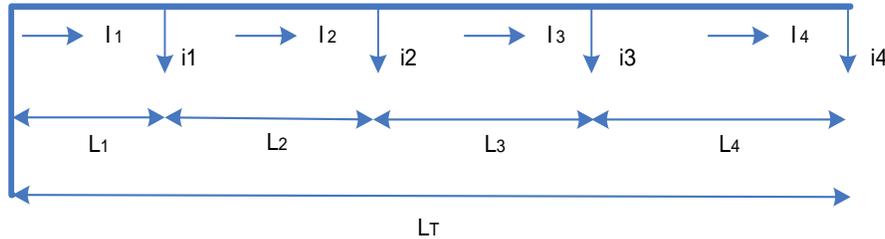
Figura 13.4: Alimentador con Carga Distribuida

- $i_1, i_2, i_3, i_4$ : Corrientes de rama.
- $L_1, L_2, L_3, L_4$ : Longitud de cada uno de los tramos del alimentador.

<b>Alimentador Monofásico</b>
$A = \frac{2 \times \rho}{V_p} \times (L_1 \times i_1 + L_2 \times i_2 + L_3 \times i_3 + L_4 \times i_4) \text{ [mm}^2\text{]}$
<b>Alimentador Trifásico</b>
$A = \frac{\rho}{V_p} \times (L_1 \times i_1 + L_2 \times i_2 + L_3 \times i_3 + L_4 \times i_4) \text{ [mm}^2\text{]}$

b. Criterio de Sección Cónica

Mediante este criterio, la sección del conductor disminuye a medida que aumenta la distancia con la fuente de alimentación.



Con

- $I_1 = i_1 + i_2 + i_3 + i_4$  [A]
- $I_2 = i_2 + i_3 + i_4$  [A]
- $I_3 = i_3 + i_4$  [A]
- $I_4 = i_4$  [A]
- $L_T = L_1 + L_2 + L_3 + L_4$  [m]

Alimentador Monofásico	Alimentador Trifásico
$d = \frac{V_P}{2 \times \rho \times L_T} [A/mm^2]$	$d = \frac{V_P}{\rho \times L_T} [A/mm^2]$

La sección para cada tramo quedaría dada por las siguientes expresiones (en  $mm^2$ ):

$A = \frac{I_1}{d}$	$A = \frac{I_2}{d}$	$A = \frac{I_3}{d}$	$A = \frac{I_4}{d}$
---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

**Pérdidas en conductores**

Las pérdidas en los conductores están relacionadas principalmente a las pérdidas asociadas a la temperatura, al tipo de dieléctrico utilizado, las radiaciones emitidas y al acoplamiento de distintos tipos de conductores.

*Pérdida de potencia*

Caso Monofásico	Caso Trifásico
$\Delta W = \frac{200 \times l \times W}{K \times A \times V^2 \times \cos^2 \varphi}$	$\Delta W = \frac{100 \times l \times W}{K \times A \times V^2 \times \cos^2 \varphi}$

- $W$ : Potencia Transportada [W]
- $K$ : Conductividad eléctrica
- $V$ : Tensión de servicio [V]
- $\Delta W$ : Pérdida de Potencia desde el principio hasta el final de la línea en %
- $l$ : longitud de la línea en metros [m]
- $A$ : Sección del conductor [ $mm^2$ ]

### 13.3.3 NORMATIVA

En Chile, las instalaciones eléctricas de Alta y Baja tensión se encuentran reguladas por las normas siguientes:

- a) NCH Elec. 4/2003, Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
- b) NSEG 5.E.N71 (revisada el año 1993), para instalaciones de corrientes fuertes.
- c) NSEG 8.75: Estipula los niveles de tensión de los sistemas e instalaciones eléctricas.
- d) NCh 2.84: Establece disposiciones técnicas que deben cumplirse en la elaboración y presentación de proyectos relacionados con instalaciones eléctricas.
- e) NCh 10.84: Indica los procedimientos a seguir para la puesta en servicio de una instalación interior. Incluye copia de Declaración de Instalación Eléctrica Interior.
- f) Norma IEC 60335-2-76 - Anexos BB y CC: Instrucciones para la instalación y conexión de cercos eléctricos.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) dispone de información actualizada referente a las normativas para ésta y otras áreas de interés tales como medidores, alumbrado, distribución, etc.

## 13.4 FACTOR DE POTENCIA Y SU COMPENSACIÓN

### 13.4.1 DEFINICIÓN DE FACTOR DE POTENCIA Y CAUSAS DE REACTIVOS

En la mayoría de los sistemas eléctricos industriales, mineros y de distribución de electricidad, los consumos son esencialmente resistivos e inductivos. Las cargas puramente resistivas corresponden principalmente a iluminación incandescente y calefacción resistiva. En el caso de este tipo de cargas, la relación entre el voltaje, la corriente y la resistencia es de carácter lineal, y, por tanto, se relacionan mediante las siguientes ecuaciones:

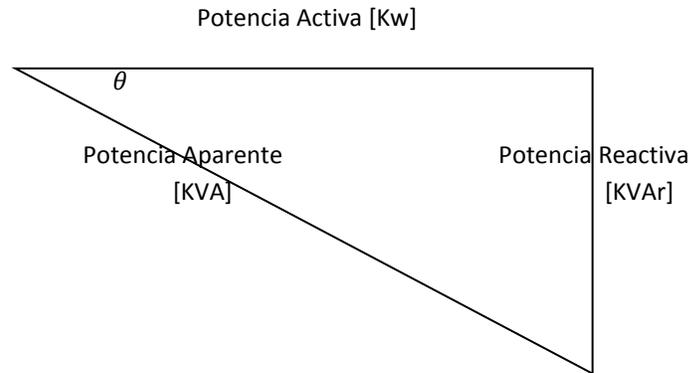
$$V = I \times R$$

$$\text{Potencia [KW]} = V \times I$$

Por el contrario, a nivel industrial y minero existe un gran número de cargas inductivas. Las cargas inductivas típicas corresponden a motores de inducción, hornos de inducción, transformadores e iluminación mediante balastos. Las cargas inductivas requieren de dos tipos de energía: activa, para realizar trabajo, y reactiva, para crear y mantener campos electromagnéticos. A nivel industrial también existen las máquinas sincrónicas, las que tienen la característica que pueden absorber o entregar potencia reactiva, de modo que pueden comportarse en forma capacitiva.

La potencia activa es medida en Kw (kilo Watts), mientras que la potencia Reactiva es medida en KVAR (kilo Volt-Amper Reactivo).

El vector suma de las potencias activa y reactiva se denomina potencia total (aparente) generada, la cual es medida en kVA (kilo Volt-Amper).



$$FP = \frac{\text{Potencia Activa}[KW]}{\text{Potencia Aparente}[KVA]} = \cos\theta$$

Aplicando teorema de Pitágoras al triángulo de potencias, se obtiene la expresión para potencia aparente:

$$\text{Potencia Aparente}[kVA]^2 = \text{Potencia Activa}[Kw]^2 + \text{Potencia Reactiva}[KVAr]^2$$

Tanto un circuito inductivo puro como en uno capacitivo puro se caracterizan por una potencia reactiva y un consumo nulo de potencia activa.

La razón entre la potencia activa y la potencia aparente se llama Factor de Potencia (FP), el cual es siempre menor o igual a uno.

Teóricamente, cuando las generadoras proveen de electricidad a la red, se podría alcanzar máxima transferencia de potencia si todas las cargas tuvieran un factor de potencia unitario. Sin embargo, las cargas son inductivas por naturaleza, y sus factores de potencia varían entre 0,2 y 0,9. Un factor de potencia bajo es causa de una baja eficiencia en la red de distribución.

#### 13.4.2 MEJORAS EN EL FACTOR DE POTENCIA

La solución para mejorar el factor de potencia es incorporar capacitores a la planta de distribución eléctrica. Estos actúan como generadores de potencia reactiva y proveen de la energía necesaria para alcanzar los Kw necesarios para la labor a desarrollar. La incorporación de estas cargas capacitivas reduce la cantidad de potencia reactiva, y con ello, la potencia total que requiere entregar la planta de distribución.

A nivel industrial y minero es también común compensar la potencia reactiva con máquinas sincrónicas. En efecto, una máquina sincrónica, empleada como motor en una instalación de este tipo, puede aportar potencia reactiva a la red y compensar la potencia reactiva absorbida por las otras componentes del sistema productivo. Este tipo de instalaciones se les conoce como motores sincrónicos funcionando como motor capacitivo.

### Ventajas alcanzadas por mejoras en el Factor de Potencia

- a) Se reduce la componente reactiva de la red, lo que también reduce la corriente total emitida por la fuente.
- b) Se reducen las pérdidas de potencia  $I^2R$  debido a la reducción de corriente.
- c) Aumenta el nivel del voltaje en la fuente.
- d) Se reduce la potencia aparente (kVA) en los generadores, transformadores y líneas de transmisión. Un alto FP puede ayudar a utilizar el sistema eléctrico a plena capacidad.

### Beneficios económicos asociados al mejoramiento del Factor de Potencia

Los beneficios asociados a un mejoramiento del factor de potencia se pueden cuantificar de la siguiente forma:

- a) Menores costos asociados a la factura eléctrica (por disminución de costos por bajo F.P.).
- b) Menores pérdidas en la red de distribución.
- c) Mejoras en el nivel de voltaje en los terminales de motores y mejoras en el rendimiento de los motores.
- d) Un alto FP permite eliminar cobros asociados a los consumos con bajo FP.
- e) Reducción de la inversión en equipos asociados al despacho energético, por ejemplo transformadores, cables, cajas de cambio, etc.

## 13.4.3 DETERMINACIÓN DE REACTIVOS DEL FACTOR DE POTENCIA Y LOCALIZACIÓN DE CAPACITORES

### Relación para el dimensionamiento de capacitores

$$KVar = KW[tan\theta_1 - tan\theta_2]$$

Donde  $KVar$  corresponde al tamaño del capacitor requerido,  $KW$  corresponde al promedio de la potencia requerida en el punto en que se mide el factor de potencia,  $tan\theta_1$  corresponde a la relación trigonométrica del FP actual, y  $tan\theta_2$  corresponde a la relación trigonométrica del FP deseado.

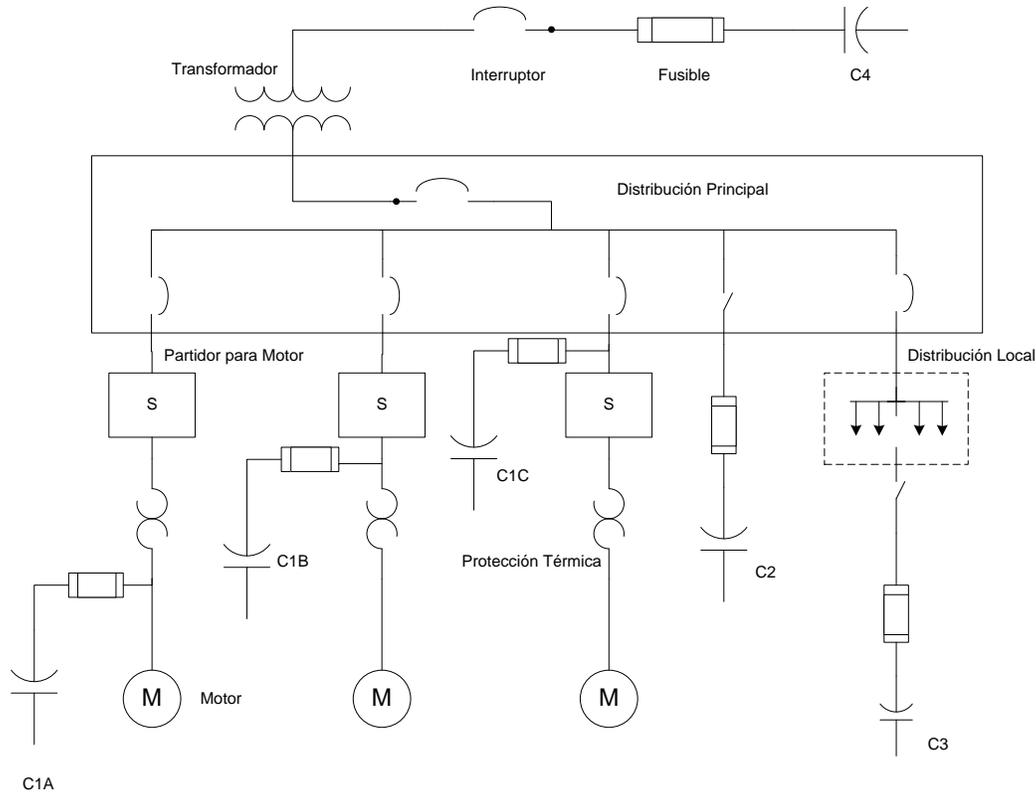
$$\theta_1 = (\cos^{-1}FP_1), \text{ asociado al FP existente}$$

$$\theta_2 = (\cos^{-1}FP_2), \text{ asociado al FP deseado}$$

### Ubicación de capacitores

El principal motivo para la incorporación de capacitores es la reducción de la potencia reactiva y los cobros por bajo factor de potencia asociados a ello. Junto a esto, es posible además alcanzar beneficios dependiendo de la posición en que se instalen los capacitores. Para obtener el máximo de beneficios, es necesario ubicar los capacitores tan cerca sea posible de las cargas. En esta ubicación, la potencia reactiva será confinada al segmento más pequeño posible, disminuyendo la corriente de carga y por tanto todas las pérdidas de distribución en la líneas y conductores en los cuales se reduce la circulación de corriente asociada a la disminución de potencia reactiva. Esta situación permitirá reducir las pérdidas de potencia del sistema en forma sustancial, ya que éstas son proporcionales a cuadrado de la corriente. Por otra parte,

gracias a que el voltaje en el sistema de distribución y al interior del sistema industrial se mantiene muy cercano al valor nominal de los equipos, estos mejoran su desempeño y rendimiento. La figura siguiente muestra la ubicación, en forma distribuida, de los condensadores de compensación de factor de potencia en un sistema industrial bien diseñado.



**Figura 13.5: Ubicación de condensadores en un sistema industrial**

Las ubicaciones C1A, C1B y C1C de la figura indican tres distintos tipos de arreglos para la ubicación de capacitores en la carga. Notar que en ninguna de las posiciones señaladas requiere de interruptores adicionales, ya que el motor está conectado al partidor o al desconectador del motor antes de iniciar su operación. Se recomienda la configuración C1A para instalaciones nuevas, ya que con ella se alcanza el máximo beneficio y se reduce el tamaño de la protección térmica del motor. En los casos C1B y C1C, el capacitor es energizado sólo cuando el motor se encuentra en operación. Se recomienda la configuración C1B en los casos cuando que sea necesario aplicarla a una instalación ya existente y la protección térmica no necesite ser ajustada. En el caso C1C, el capacitor se encuentra conectado al circuito en forma permanente, pero no requiere de un interruptor extra, dado que puede ser desconectado por el desconectador antes del partidor.

Es de importancia notar que el valor nominal del condensador no debe ser mayor que la potencia de magnetización en vacío del motor. De ocurrir tal situación, pueden surgir sobrevoltajes o torques transientes. Esta situación es solucionada por los fabricantes de motores al especificar los valores máximos aplicables para los capacitores que pueden ser aplicados a ciertos tipos de motor.

Las ubicaciones C2 y C3 son las siguientes en preferencia para la ubicación de capacitores. En estas configuraciones, será necesaria la utilización de un interruptor. En el caso de la ubicación C4, se requerirá de un interruptor que soporte alto voltaje. La ventaja de ubicar capacitores en las centrales generadoras o de transmisión es que en ellas es posible agrupar grandes grupos de estos. Cuando exista una cantidad de motores funcionando de manera intermitente, es posible ubicar capacitores en una única línea, reduciendo la potencia total independiente de la carga.

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, la ubicación de los capacitores en la subestación de bajada, la reducción sólo presenta beneficios económicos. Ubicar capacitores en el circuito de la carga ayudará a reducir las pérdidas en la distribución, al mismo tiempo que beneficiará al consumidor al reducir su consumo. Las disminuciones porcentuales de las pérdidas de distribución cuando el FP en el circuito de la carga se aumentado de  $FP_1$  a  $FP_2$ .

$$\left[ 1 - \left( \frac{FP_1}{FP_2} \right)^2 \right] \times 100$$

### Capacitores para otro tipo de cargas

Entre las aplicaciones que requieren la utilización de capacitores pueden contarse hornos de inducción, calefactores por inducción, transformadores para soldadoras de arco, etc. Los capacitores cuentan generalmente con mecanismos de control para su aplicación en hornos y calefactores inductivos. El FP de hornos de arco experimenta una gran variación dependiendo del ciclo de fundición en que se encuentra, ya que varía desde los 0,7 al inicio, hasta 0,9 al final del ciclo. El factor de potencia para los transformadores de soldadoras se encuentra en torno los 0,35, el cual puede ser corregido al conectar capacitores a lo largo del bobinado primario del transformador.

### Evaluación del Desempeño de los condensadores para Factor de Potencia

a) Efectos de tensión: Idealmente la tensión nominal del condensador es similar a la tensión de alimentación. Si la tensión de alimentación es inferior, la potencia reactiva producida estará dada por la proporción  $V_1^2/V_2^2$ , donde  $V_1$  corresponde a la tensión de alimentación y  $V_2$  es la tensión nominal.

Por otra parte, si la tensión de alimentación supera la tensión nominal, la vida útil del condensador se ve afectada.

b) Material de los condensadores: Los condensadores de factor de potencia pueden estar fabricados por papel, polipropileno, así como otros tipos de material dieléctrico. Tanto la pérdida de potencia activa por cada KVAR, así como la vida útil, varían con respecto al tipo de material dieléctrico utilizado en la construcción, y por lo tanto, es un factor a considerar en el proceso de selección.

c) Conexiones: Las conexiones en derivación (en paralelo) de condensadores son adoptadas por casi todos los sectores industriales y aplicaciones de usuario final. (La conexión de condensadores serie son adoptadas solamente en redes de distribución para mejorar la regulación de voltaje).

### Ejemplo de mejora de Factor de Potencia utilizando condensadores

La utilización de condensadores de compensación de factor de potencia permitiendo la regulación del voltaje, disminuyendo la caída de tensión en el transformador y al mismo tiempo, reduciendo sus pérdidas.

En el ejemplo, se considera un transformador monofásico, al cual se le incorpora un condensador para mejorar su FP.

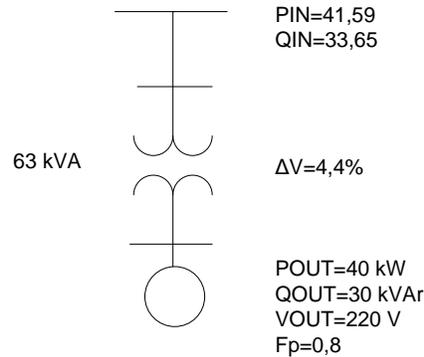


Figura 13.6: Transformador monofásico

Las ecuaciones que rigen esta mejora son las siguientes:

- a) Cálculo de la caída de voltaje en el transformador de alimentación. Lo que es usual en instalaciones industriales es conocer el voltaje de alimentación  $V_{OUT}$  de los consumos conectados a la barra de 220 Volts. Además de este voltaje  $V_{OUT}$ , se requiere conocer la potencia nominal del transformador de alimentación  $P_{NOM}$  y las características del consumo, es decir, la potencia activa  $P_{OUT}$  que consume y la potencia reactiva  $Q_{OUT}$  que absorbe. Por otra parte, la regulación de voltaje depende del transformador de alimentación del consumo: de su potencia nominal  $P_{NOM}$ , de sus pérdidas en su mayoría resistivas  $PERCAR$ , y de su reactancia  $REACT$  asociada a las características inductivas del transformador. Conocidos estos datos, lo que es usual, es posible calcular la regulación de voltaje en bornes del transformador usando la ecuación:

$$\Delta V\% = PERCAR\% \cdot \frac{P_{OUT}/P_{NOM}}{V_{OUT}/V_{NOM}} + REACT\% \cdot \frac{Q_{OUT}/P_{NOM}}{V_{OUT}/V_{NOM}}$$

También es posible usar otras ecuaciones equivalentes para calcular la caída de voltaje asociadas a la representación vectorial o fasorial de los circuitos. La regulación de voltaje tiene límites máximos normalizados preestablecidos porque tiene efectos sobre la eficiencia de los equipos. En otras palabras, si el voltaje es diferente al nominal los equipos funcionan lejos de su punto de operación ideal y por tanto se incrementan sus pérdidas. En el caso del ejemplo, al considerar las pérdidas en el transformador es posible calcular la potencia activa  $P_{IN}$  y la potencia reactiva  $Q_{IN}$  en el primario del transformador, que es el lugar en el cual se factura la energía eléctrica en la planta.

$$P_{IN} = P_{OUT} + \frac{PERCAR\%}{100} \cdot \frac{P_{OUT}^2 + Q_{OUT}^2}{P_{NOM}} + \frac{PERVAC\%}{100} \left[ \frac{V_{OUT}}{V_{NOM}} + \frac{\Delta V\%}{100} \right]^2 P_{NOM}$$

$$Q_{IN} = Q_{OUT} + \left[ \frac{V_{OUT}}{V_{NOM}} + \frac{\Delta V\%}{100} \right]^2 \frac{IVAC}{100} P_{NOM} + \frac{REACT}{100} \cdot \frac{P_{OUT}^2 + Q_{OUT}^2}{P_{NOM}}$$

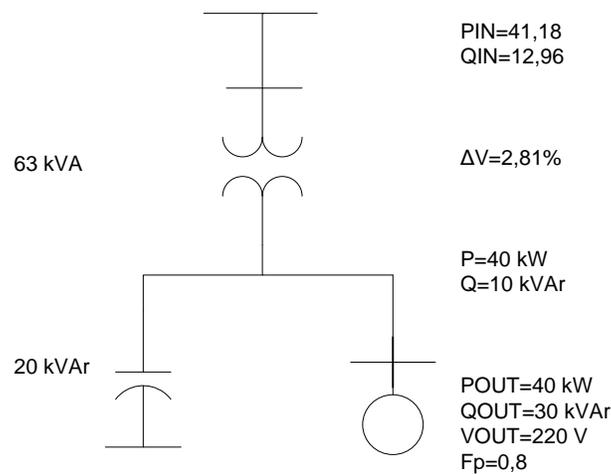


Figura 13.7: Mejora de transformador monofásico utilizando condensadores

De esta forma, mediante la diferencia entre PIN y POUT es posible calcular las pérdidas en el sistema. Los condensadores, en este caso de 20 KVA, junto con mejorar el factor de potencia, permiten disminuir las pérdidas en el transformador. El caso trifásico equilibrado, como sería en la mayoría de los casos, se rige por el mismo tipo de razonamiento que el caso monofásico.

La notación empleada en la figura es la siguiente:

- POUT, QOUT, VOUT: Potencia activa, potencia reactiva y voltaje en el consumo.
- P, Q: Potencia activa y reactiva en la barra de alimentación del consumo (220 V)
- $\Delta V$ : Caída de tensión en el transformador de alimentación del consumo.
- PIN, QIN: Potencia activa y potencia reactiva en la barra de alimentación de alta tensión.
- VNOM: Voltaje nominal del transformador.
- PNOM: Potencia nominal del transformador.
- REACT: Reactancia del transformador. En el ejemplo REACT= 5% (valor usual de transformadores de alimentación. En el caso del transformador del ejemplo REACT= 5%=5/100\*VNOM/ (PNOM/VNOM).

El ejemplo realizado para un sistema monofásico es exactamente aplicable a un sistema trifásico equilibrado, es decir, con consumos iguales en las tres fases. La resolución de consumos trifásicos desequilibrados es bastante más compleja de modelar y calcular, pero, más que resolver, en general se tiende a equilibrar los consumos de cada fase en los sistemas desbalanceados, debido a que las ineficiencias crecen. En efecto, un motor trifásico alimentado con un voltaje desbalanceado tiene una eficiencia muy baja, debido a que se generan torques negativos en el eje motriz. Además se producen vibraciones indeseadas que reducen la vida útil de los equipos.

#### Otro ejemplo con medidas para mejorar el factor de potencia:

En un sistema industrial que incluye equipos mecánicos y eléctricos, los dueños han adoptado medidas para mejorar el FP y evitar sanciones. Como parte de éstas medidas, se han añadido al motor una carga de 410 KVA. La demanda inicial de la planta es de 1160 kVA con un FP=0,7. Además, se encuentra instalado un transformador de 1500 kVA. Calcular el porcentaje de carga del transformador con la mejora introducida y

las pérdidas totales para el transformador. Las pérdidas sin carga y las pérdidas a plena carga corresponden a 2 KW y 25 KW.

Datos de entrada:

Demanda inicial:	1160	kVA
Potencia Aparente Transformador:	1500	kVA
Factor de Potencia:	0,7	
Compensación Reactiva:	410	KVAr
Pérdidas en vacío:	2	Kw
Pérdidas a plena carga:	25	Kw

Otros datos:

- Antes de la mejora:

$$\% \text{ Carga del transformador} = \left( \frac{\text{Demanda}}{\text{Potencia Trafo}} \right) = \frac{1160[\text{KVA}]}{1500[\text{KVA}]} = 77,3\%$$

- Mejoras:

$$\begin{aligned} \text{Potencia Activa}[\text{KW}] &= \text{Potencia Aparente}[\text{KVA}] \cdot \text{FP} \\ &= 1160[\text{KVA}] \cdot 0,7 \\ &= 812[\text{KW}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Potencia Reactiva} [\text{KVAr}] &= \sqrt{(S[\text{KVA}])^2 - (P[\text{KW}])^2} \\ &= \sqrt{(1160[\text{KVA}])^2 - (812[\text{KW}])^2} \\ &= 828[\text{KVAr}] \end{aligned}$$

$$Q'[\text{KVA}] = 828[\text{KVAr}] - 410[\text{KVAr}] = 418[\text{KVAr}]$$

$$\text{Potencia aparente} [\text{KVA}]' = \sqrt{(P[\text{KW}])^2 + (Q'[\text{KVAr}])^2} = 913[\text{KVA}]$$

$$\text{FP} = \frac{P[\text{KW}]}{S[\text{kVA}]} = \frac{812[\text{KW}]}{913[\text{kVA}]} = 0,89 \approx 0,9$$

Al realizar una compensación de 410 [KVAr], ha mejorado el FP a 0,89 y reducido el requerimiento de kVA a 913.

Cálculos:

Porcentaje de carga del transformador con mejoras introducidas:

$$\% \text{ Carga del transformador} = \left( \frac{\text{Demanda}}{\text{Potencia Aparente Trafo}} \right) = \left( \frac{913[\text{KVA}]}{1500[\text{KVA}]} \right) = 60\%$$

Después de las mejoras, la carga del transformador es de 60%, lo que permitiría a futuro adicionar más carga.

$$\text{Pérdidas en el transformador} = \text{Pérd.en vacío} + (\% \text{Carga del trafo})^2 \cdot \text{Pérd.a plena carga}$$

$$\text{Pérdidas en el transformador} = 2 + (0,6)^2 \cdot 25 = 11[\text{KW}]$$

En el capítulo Ejemplo de instalaciones eléctricas y factor de potencia del documento Ejemplos prácticos se presenta un caso más completo relacionado con el factor de potencia.

## 13.5 ARMÓNICAS

### 13.5.1 DEFINICIÓN DE LAS CORRIENTES ARMÓNICAS

En cualquier red de corriente alterna, el flujo de la corriente depende de la tensión aplicada, y de la impedancia de la red (resistencia a la corriente alterna), proporcionados por elementos como resistencias, o reactancias de naturaleza inductiva o capacitiva. Como el valor de la impedancia en los dispositivos anteriores es constante, se les llama lineales, por lo cual la relación entre la tensión y la corriente es de naturaleza lineal.

Sin embargo, también son de uso frecuente, diversos dispositivos como diodos, rectificadores de silicio controlados, sistemas PWM, tiristores, estabilizadores de voltaje y de corriente, los hornos de inducción y de arco, los cuales se han desplegado para variados requisitos, debido a su impedancia característica variable. Estos dispositivos no lineales causan distorsión en las formas de onda de voltaje y corriente, lo cual es motivo de creciente preocupación en los últimos años. Los armónicos se producen como puntas de corriente (o voltaje), a intervalos que son múltiplos de la red eléctrica (alimentación) y la frecuencia de éstos distorsionan la forma de onda sinusoidal fundamental del voltaje y la corriente.

Los armónicos son múltiplos de la frecuencia fundamental de un sistema de energía eléctrica. Si, por ejemplo, la frecuencia fundamental es de 50 Hz, entonces la quinta armónica es cinco veces la frecuencia, o sea, 250 Hz. Asimismo, la séptima armónica es siete veces la fundamental, o 350 Hz, y así sucesivamente para los armónicos de orden superior.

Los armónicos pueden ser caracterizados en términos de corriente o voltaje. Una corriente de quinta armónica, es simplemente una corriente que fluye a 250 Hz en un sistema de 50 Hz. La corriente de quinta armónica que fluye a través de la impedancia del sistema crea un voltaje de quinta armónica. La distorsión armónica total (THD) expresa la magnitud de las armónicas. La siguiente fórmula se utiliza para el cálculo del THD para la corriente:

$$THD_{Corriente} = \sqrt{\sum_{n=2}^{n=n} \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2} \cdot 100$$

Cuando las corrientes armónicas se encuentran en un sistema eléctrico, se dice que éste es de “baja calidad”, o que es un "sistema sucio". Otras causas de la mala calidad de la energía son los transitorios, tales como peak de voltaje, sobretensiones, bajadas, y zumbidos. Debido a que se repiten en cada ciclo, los armónicos son considerados como un estado estacionario que causa una mala calidad de la energía.

Cuando se expresa como un porcentaje de tensión fundamental, la distorsión armónica de está dada por:

$$THD_{Voltaje} = \sqrt{\sum_{n=2}^{n=n} \left(\frac{V_n}{V_1}\right)^2} \cdot 100$$

Donde  $V_1$  es la tensión de la frecuencia fundamental y  $V_n$  es el n-ésimo componente de tensión armónica.

El Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Supremo del 12 de diciembre de 1997) estableció los límites de distorsión de corriente (Tabla siguiente) en función del cociente entre  $I_{sc}$  e  $I_L$ , donde  $I_{sc}$  es la llamada corriente de cortocircuito en el punto en que se inyecta la armónica de corriente, y es un indicador de la vulnerabilidad de la barra: mientras mayor es la corriente de cortocircuito de la barra menos varía el voltaje de la barra debido a la inyección de corrientes en esta barra. Por otra parte  $I_L$  es el valor de la corriente (de 50 Hz) inyectada a la red. En otras palabras si  $I_{sc}/I_L$  es elevado, entonces la barra será poco vulnerable y, entonces, se permite la inyección de corrientes armónicas en mayor cantidad.

**Tabla 13.2: Límites de Distorsión de Corriente (Válidos para redes de 120 V a 69 kV)**

Distorsión Armónica en % de $I_L$ (h impar)						
$I_{sc}/I_L$	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 27$	$27 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THI
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

El límite de las armónicas pares es un 25% del valor indicado.  
 Para sistemas de más de 69 kV los límites son un 50% de los indicados.

En otras palabras, cada usuario deberá verificar que no inyecta corrientes armónicas superiores a las permitidas por el reglamento citado.

### 13.5.2 PRINCIPALES CAUSAS DE LAS CORRIENTES ARMÓNICAS

Aquellos dispositivos cuya salida de corriente no es sinusoidal, cuando la entrada sí lo es, crean corrientes armónicas. Frecuentemente, son aquellos dispositivos que convierten la corriente alterna en corriente continua. Algunos de estos dispositivos son:

- Convertidores de energía de conmutación electrónica
  - Computadoras, suministros de alimentación ininterrumpida (UPS), rectificadores de estado sólido
  - Proceso de control electrónico del equipo, PLC's, etc.
  - Balastos electrónicos de iluminación, incluso reguladores de luz
  - Controladores de reducción de tensión de motores
- Dispositivos de arco eléctrico
  - Iluminación de descarga, tales como fluorescente, de vapor de sodio y de mercurio
  - Hornos de arco, equipos de soldadura, sistemas de tracción eléctrica
- Aparatos ferromagnéticos
  - Transformadores funcionando cerca de su nivel de saturación
  - Balastos magnéticos (con núcleo de hierro saturado)
  - Equipos de calefacción de inducción, válvulas, motores
- Electrodomésticos
  - Televisores, equipos de aire acondicionado, lavadoras, hornos de microondas
  - Máquinas de fax, fotocopiadoras, impresoras

Estos dispositivos utilizan componentes de electrónica de potencia, tales como SCR, diodos y tiristores, convirtiéndose en un creciente porcentaje del consumo en los sistemas de potencia industriales. La mayoría

utiliza un convertidor de 6 pulsos. La mayoría de las cargas que producen armónicos, lo hacen como un fenómeno de estado estacionario. Una lectura instantánea de una carga en funcionamiento, de la cual se sospecha que es no lineal, puede determinar si está produciendo armónicos. Normalmente cada carga se manifiesta un espectro armónico específico.

Muchos problemas pueden surgir de corrientes armónicas en un sistema eléctrico. Algunos problemas son fáciles de detectar, mientras que otros existen y persisten porque no se sospecha la presencia de armónicos. Mayores voltajes y corrientes RMS en el sistema son causados por corrientes armónicas, lo que puede dar lugar a cualquiera de los problemas enumerados a continuación:

1. La intermitencia de las luces incandescentes - Saturación del transformador
2. Falla de condensadores - Resonancia armónica
3. Activación de protecciones - Calentamiento inductivo y sobrecarga
4. Falla de conductores - Calentamiento inductivo
5. Apagado de equipos electrónicos - Distorsión de tensión
6. Parpadeo de luces fluorescentes - Saturación del transformador
7. Fusibles quemándose sin razón aparente - Calentamiento inductivo y sobrecarga
8. Fallas en los motores - Caída de tensión
9. Falla del conductor neutro y del terminal – Adición de corrientes de tercera armónica
10. Fallas de carga electromagnéticas - Calentamiento inductivo
11. Sobrecalentamiento de recubrimientos metálicos - Calentamiento inductivo
12. Interferencia en sistemas de comunicación - Ruido de armónicos
13. Fallas de transformadores - Calentamiento inductivo

### 13.5.3 RESONANCIA ARMÓNICA: EL GRAN PROBLEMA.

El gran problema que ocurre con la distorsión armónica es la resonancia armónica. **La resonancia armónica provoca incendios, explosiones y rotura violenta de los equipos involucrados.** Ello se debe a la interacción entre los condensadores de compensación de factor de potencia, usuales en los sistemas industriales y las inductancias de motores y transformadores. La figura siguiente muestra, a modo de ejemplo, el efecto que produciría una corriente de 38 Amperes, 250 Hz. Si esa corriente se inyecta a un sistema constituido por un condensador (por ejemplo de compensación de factor de potencia) de 11,3 microfarad y el sistema es alimentado por un transformador cuya reactancia es de 5,09 milihenrys, la corriente tanto por el condensador como por el transformador sería prácticamente infinita y sería capaz de provocar la explosión de ambos aparatos.

La corriente por la inductancia  $I_{LT}$  representa la corriente por el transformador, la corriente por el condensador es  $I_{COND}$ , y el voltaje en el condensador  $V_{COND}$ . Por teoría de circuitos se tiene que:

$$I_{LT} + I_{COND} = Ih$$

$$V_{COND} = \frac{I_{COND}}{j h \omega C} = I_{LT} j h \omega L$$

Sustituyendo  $I_{LT}$  en función de  $I_{COND}$  se obtiene que:

$$\frac{I_{COND}}{j h \omega C} + I_{COND} = I_h$$

De modo que:

$$I_{COND} = \frac{I_h}{\frac{1}{j h \omega C} + 1} = \frac{I_h}{1 - \frac{1}{h^2 \omega^2 C^2 L}}$$

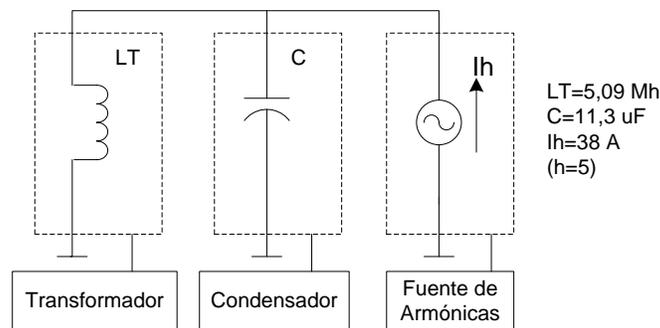
Luego, la corriente por el condensador tiende a infinito si

$$1 - \frac{1}{h^2 \omega^2 C^2 L} = 0$$

Lo que evidentemente ocurre si el condensador instalado es:

$$C = \frac{1}{h^2 \omega^2 L}$$

De este modo, la instalación de un condensador en el sistema que, desafortunadamente, sea igual al valor señalado en la ecuación anterior, para alguna frecuencia  $h \omega$ , provocará una corriente teóricamente infinita (extraordinariamente elevada). Este fenómeno es llamado resonancia y es por tanto muy peligroso.



Esto significa que los condensadores convencionales aumentan la distorsión en un sistema, y contribuyen a producir el fenómeno de resonancia, que termina por hacer explotar condensadores o transformadores, si es que las protecciones no operan debido, precisamente, a la presencia de armónicas en el sistema. Por esta razón, los condensadores de compensación de factor de potencia deben ser de construcción especial (con un reactor en serie, y se pasan a llamar condensadores antiresonantes). El uso de condensadores antiresonantes es particularmente recomendado cuando los sistemas tienen equipos electrónicos de control de velocidad de motores eléctricos.

#### 13.5.4 ELIMINACIÓN DE ARMÓNICOS

Los filtros de armónicos sintonizados, consistentes en un banco de condensadores y resistencias en serie se han diseñado y adoptado para la eliminación de armónicos, proporcionando vías de baja impedancia para los componentes armónicos.

Los filtros de armónicas conectados convenientemente cerca del equipo generador de armónicos ayudan a reducir la distorsión armónica dentro los límites aceptables.

**Ejemplo:**

Se encarga a un auditor de eficiencia energética, evaluar cuál es la armónica de resonancia de un sistema en una planta industrial que opera a tensión de red de 380 V. Para ello, se realiza una visita al lugar y se obtienen los siguientes datos: un transformador de 1000 kVA, voltaje nominal de 400 V, con una impedancia de 5,5 % que tiene conectado un banco de 250 KVAR de capacidad, a un voltaje nominal de 450V.

Datos de entrada:

Potencia Aparente Transformador:	1000	kVA
Impedancia Transformador(Z):	0,055	
Tensión nominal Transformador:	400	V
Potencia Reactiva Banco Condensadores:	250	KVAR
Tensión nominal condensador:	450	V

Cálculos:

$$L[H] = \frac{X[\Omega]_{fase-neutro}}{2\pi 50}$$

$$L[H] = \frac{X[\%] \cdot \frac{V_{fn}}{I_{fn-nominal}}}{2\pi 50} = \frac{0,055 \cdot \frac{400}{\frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400}}}{2\pi 50} = \frac{0,055 \cdot \frac{400^2}{1000 \cdot 10^3}}{2\pi 50}$$

$$C = \frac{I_{fn-c}}{2\pi 50} = \frac{\left(\frac{250 \cdot 1000}{3 \cdot 450 / \sqrt{3}}\right)}{2\pi 50} = \frac{250 \cdot 1000}{450^2 \cdot 2\pi 50}$$

Armónica de resonancia:

$$h_{res} \cdot 2\pi 50 \cdot L = \frac{1}{h_{res} \cdot 2\pi 50 \cdot C}$$

$$h_{res} = \frac{1}{2\pi 50 \cdot \sqrt{LC}} = \frac{1}{2\pi 50 \cdot \sqrt{\left[\frac{0,055 \cdot \frac{400^2}{1000 \cdot 10^3}}{2\pi 50}\right] \cdot \left[\frac{250 \cdot 1000}{450^2 \cdot 2\pi 50}\right]}} = 9,59$$

El sistema presentará una resonancia alrededor de la armónica 10.

13.6 DESBALANCE DE FASES

### 13.6.1 DEFINICIÓN Y CAUSAS

La mayoría de los consumos eléctricos importantes en una industria se encuentran asociados a equipos trifásicos, tales como motores, variadores de frecuencia, etc., pero también puede existir en mayor o menor medida, el uso de equipos monofásicos en aplicaciones tales como la iluminación, o consumos propios de zonas de oficinas, como son los computadores. En caso de existir consumos monofásicos al interior de una instalación industrial, el instalador de la red eléctrica debe decidir la forma en que distribuirá los consumos entre las diferentes fases. Al conectar en una única fase, grupos de equipos que presenten una demanda de potencia importante respecto al consumo general de la planta, entonces se generará el efecto de un desbalance de fases, en la cual, sobre la secuencia positiva preponderante en la instalación eléctrica, se generará una secuencia negativa, producto del desbalance en las cargas.

### 13.6.2 PROBLEMAS ASOCIADOS AL DESBALANCE DE FASES

A priori, el problema que se presenta cuando aumenta la corriente en sólo una de las fases, las pérdidas en el conductor de dicha fase, crecen respecto al caso de una carga balanceada y distribuida entre las tres fases. De todas formas este efecto no será profundizado, ya que debido a la corta longitud de los conductores, comparado con la extensión de una línea de transmisión, el efecto de las pérdidas en los conductores es despreciable.

El mayor efecto perjudicial que genera el desbalance de fases sobre la eficiencia dentro de una industria, ocurre sobre los motores eléctricos. Al aparecer una secuencia negativa entre las fases, se genera un torque mecánico en los motores en sentido contrario a su giro, lo cual reducirá la potencia mecánica en el eje a la cual estos motores operarán, aumentando la ineficiencia de estos.

En la siguiente figura se muestra el aumento en las pérdidas del motor para los casos de una red desbalanceada en un 3% y en un 6%, según la carga mecánica en el motor.

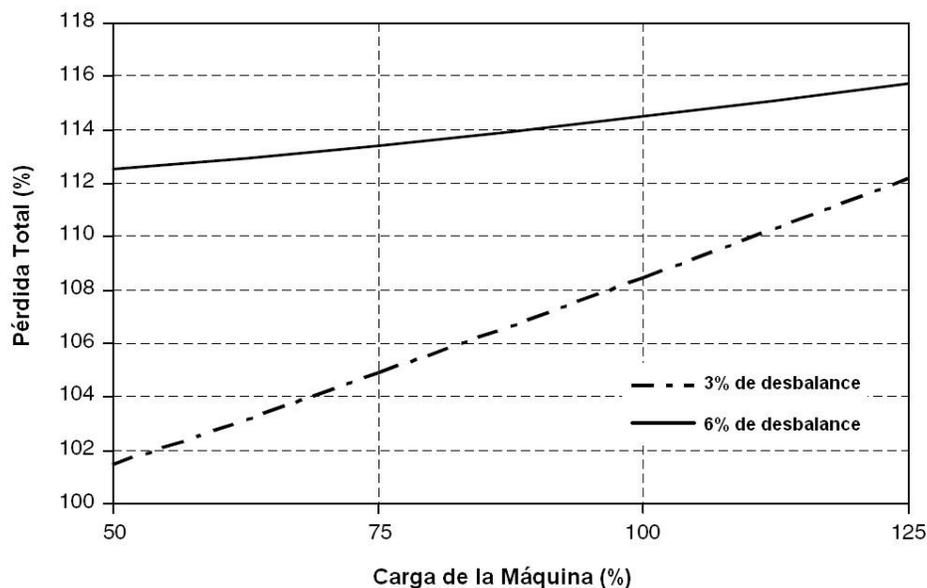


Figura 13.8: Pérdidas en Motores según la carga mecánica, para un 3% y un 6% de desbalance de voltaje en la red eléctrica

### 13.6.3 CORRECCIÓN DEL DESBALANCE DE FASES

En el caso que se detecte un desbalance importante de fases al interior de una instalación industrial, se debe rediseñar las instalaciones eléctricas al interior de estas, con tal de repartir equitativamente los consumos monofásicos al interior de ésta. Para realizar esta tarea, será necesario medir la demanda de potencia de cada uno de los equipos, y estimar su régimen de funcionamiento.

Es importante destacar que este tipo de problemas pueden ser prevenidos fácilmente realizando un correcto diseño de las instalaciones eléctricas, repartiendo los consumos monofásicos en forma equitativa entre las fases (iluminación de galpones, oficinas, comedores, etc.).

### 13.7 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) Nombrar al menos 3 factores relacionados a las pérdidas en conductores.

Respuesta:

- i. Pérdidas asociadas a la temperatura.
- ii. Tipo de dieléctrico utilizado.
- iii. Radiaciones emitidas.
- iv. Acoplamiento de distintos tipos de conductores.

- 2) Nombrar al menos 5 dispositivos que causan armónicos.

Respuesta:

- i. Computadoras, suministros de alimentación ininterrumpida (UPS), rectificadores de estado sólido
- ii. Proceso de control electrónico del equipo, PLC's, etc.
- iii. Balastos electrónicos de iluminación, incluso reguladores de luz
- iv. Controladores de reducción de tensión de motores
- v. Iluminación de descarga, tales como fluorescente, de vapor de sodio y de mercurio
- vi. Hornos de arco, equipos de soldadura, sistemas de tracción eléctrica
- vii. Transformadores funcionando cerca de su nivel de saturación
- viii. Balastos magnéticos (con núcleo de hierro saturado)
- ix. Equipos de calefacción de inducción, válvulas, motores
- x. Televisores, equipos de aire acondicionado, lavadoras, hornos de microondas
- xi. Máquinas de fax, fotocopiadoras, impresoras

- 3) Se realiza un estudio de eficiencia energética a una planta industrial; mensualmente dicha planta paga multa por mal factor de potencia en sus instalaciones. Actualmente se mantiene un contrato eléctrico con tarifa AT4.3, operando desde las 7AM hasta las 23PM, y entre las 9-18hrs se produce el consumo más intensivo. El mínimo FP promedio al mes debe permanecer en 0,92 en atraso según el proveedor de servicios y cada % fuera de este valor, tiene una sanción de \$107844/mes. Como parte del estudio se realizan mediciones durante Abril-2009, registrando una demanda máxima de 600[KVA] y un FP

promedio de 0,82 en atraso. Proponer una medida que mejore el FP para Mayo-2009. Estimar Los KVAR y la multa a pagar en caso de estar 2% por debajo del valor esperado.

Respuesta:

El consultor propone la instalación de un banco de condensadores de 163[KVAR], como primera medida.

En caso de estar 2% debajo del valor esperado, la potencia reactiva será: 239 [KVAR]

Para el mes de Mayo-2009 se deberá pagar una sanción de: \$215.688

- 4) Una planta industrial operaba con una demanda máxima de 1000[KVA] a factor de potencia de 0,9, y disminuyó su demanda a 900[KVA] por la mejora del factor de potencia. Calcular el porcentaje de reducción de las pérdidas de distribución dentro de la planta.

Respuesta:

El porcentaje de reducción de las pérdidas de distribución dentro de la planta será:19%

### 13.8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bombas Zeda, Calculo de Conductores Eléctricos, [www.bombaszeda.com](http://www.bombaszeda.com)
- [2] Código Eléctrico Chileno, Editorial Siena (1996)
- [3] Subsecretaría de Electricidad y Combustibles, Normas Técnicas Sector Electricidad, [www.sec.cl](http://www.sec.cl)
- [4] ProCobre Chile, Conductores Eléctricos, [www.procobre.cl](http://www.procobre.cl)
- [5] ProCobre Chile, Calidad de la Energía, [www.procobre.cl](http://www.procobre.cl)
- [6] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [7] Gustavo Adolfo Bernal G, Cálculo de Cargas y conductores, Seminario "Aplicaciones del Código Eléctrico y Análisis de Cambios". Publicado por IEEE Panamá.
- [8] Handbook of Energy Engineering, The Fairmont Press, INC. – Albert Thumann & Paul Mehta. Sexta Edición.
- [9] Working Manual on Energy auditing in industries, Asian Productivity Organization,2008
- [10] Félix Redondo Quintela Desequilibrio y pérdidas en las instalaciones eléctricas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad de Salamanca
- [11] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [12] Máquinas Eléctricas y Transformadores, Irvin L. Kosow, Segunda edición, Prentice Hall Hispanoamericana, 1993.
- [13] Desequilibrio y pérdidas en las instalaciones eléctricas, Félix Redondo Quintela, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad de Salamanca.
- [14] Pérdidas de Potencia de un Transformador Eléctrico, Electrónica Unicrom, [www.unicrom.com](http://www.unicrom.com).
- [15] Influence of unbalanced voltage supply on efficiency of three phase squirrel cage induction motor and economic analysis, Jawad Faiz, H. Ebrahimpour, P. Pillay, 2005.
- [16] Phase Frame Analysis of the Effects of Voltage Unbalance on Induction Machines, W. H. Kersting, W.H. Phillips, IEEE, 1997.

## 14 MOTORES ELÉCTRICOS Y VARIADORES DE FRECUENCIA

### 14.1 MOTORES ELÉCTRICOS

Los motores son máquinas eléctricas que permiten convertir la energía eléctrica en energía mecánica por la interacción entre los campos magnéticos que se generan entre el estator y los bobinados del rotor. Independiente del tipo de motor, todos poseen las mismas características constructivas y componentes funcionales:

- Estator (bobinas estacionarias)
- Rotor (bobinas de rotación)
- Cojinetes
- Carcasa.

#### 14.1.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE MOTORES ELÉCTRICOS

Los motores eléctricos industriales se pueden clasificar entre motores de inducción, motores de corriente continua y motores sincrónicos.

##### **Motores de inducción**

Los motores de inducción (también conocidos como “motor jaula de ardilla”, debido a la forma de construcción del rotor) son el principal tipo de motor utilizado en aplicaciones industriales. En los motores de inducción, el campo magnético producido por el estator induce una corriente en el rotor, lo cual produce un segundo campo magnético, que trata de oponerse al campo magnético del estator, lo cual hace que el rotor gire.

El alto uso de este tipo de motor en la industria, se debe a que su forma de construcción, sin contactos ni bobinas en el rotor, hace de éste un motor robusto y fiable. Estos motores pueden encontrarse accionando bombas, sopladores y ventiladores, compresores y correas transportadoras. El motor de inducción trifásico tiene tres bobinados, cada uno conectado a una fase de la fuente de alimentación.

Potencia eléctrica del motor trifásico:  $P_e = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \phi$

Potencia mecánica del motor trifásico:  $P_m = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \phi \cdot \eta$

Donde:

- $P_e$ : Potencia eléctrica del motor trifásico en [Kw]
- $P_m$ : Potencia mecánica del motor trifásico en [Kw]
- V: Voltaje RMS entre líneas de las tres fases [Volts].
- I: Corriente RMS de las tres fases [A].
- $\cos\phi$ : Factor de potencia (adimensional).
- $\eta$  : eficiencia del motor.

### Motores de corriente continua.

Como su nombre indica, funcionan con corriente continua. Estos motores se suelen utilizar en aplicaciones específicas, donde es necesario un alto torque a la partida, o una aceleración suave sobre una amplia gama de velocidades.

Potencia eléctrica del motor de corriente continua:  $P = V \cdot I$

### Motores sincrónicos

Para este tipo de motores, es necesario conectar una fuente de alimentación alterna trifásica en los terminales de alimentación del estator. A su vez, el rotor es alimentado por corriente continua de una fuente independiente. De este modo, el campo magnético del rotor queda alineado al campo rotatorio del estator, girando a la misma velocidad. La velocidad de giro del rotor depende de la frecuencia de alimentación y del número de polos magnéticos en el estator.

Mientras que los motores de inducción rotan con un deslizamiento, es decir, con menores revoluciones por minuto que la velocidad síncrona, este tipo de motor gira sin deslizamiento, es decir, las RPM son iguales a la velocidad de sincronismo, la cual depende únicamente de la frecuencia de alimentación, y del número de polos.

### Velocidad del Motor

La velocidad de un motor, es el número de giros realizados por el rotor en un plazo determinado de tiempo. El coeficiente más utilizado son las revoluciones por minuto (RPM). La velocidad de un motor de corriente alterna depende de la frecuencia de la red eléctrica y el número de polos para los cuales se enrolla el motor. La velocidad de sincronismo en RPM viene dada por la siguiente ecuación, donde la frecuencia está en Hertz o ciclos por segundo:

$$\text{Velocidad Síncrona (RPM)} = \frac{120 \cdot \text{Frecuencia Red}}{N^{\circ} \text{ Polos}}$$

Dado que la red eléctrica nacional tiene una frecuencia de 50 Hz, entonces los motores tienen velocidades sincrónicas de 3000 / 1500 / 1000 / 750 / 600 / 500 / 375 RPM, correspondiendo a 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16 polos (siempre par).

Para el caso del motor de inducción, la velocidad real con la que el motor gira, siempre será menor que la velocidad síncrona. La diferencia entre la carga y la velocidad de sincronismo completo es llamado deslizamiento y se mide en porcentaje. El deslizamiento se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Deslizamiento}(\%) = \frac{\text{Velocidad síncrona} - \text{Velocidad a Plena Carga}}{\text{Velocidad síncrona}} \cdot 100$$

Según el párrafo anterior, la velocidad de un motor de corriente alterna se determina por el número de polos del motor y por la frecuencia de entrada. También se puede ver que, en teoría, la velocidad de un motor de corriente alterna se puede variar infinitamente cambiando la frecuencia eléctrica de alimentación. Por lo tanto, entre las instrucciones del fabricante, se deben especificar los límites prácticos de variación de velocidad. Mediante el uso de un variador de frecuencia (VDF), la velocidad de giro de un motor puede ser aumentada y disminuida según las necesidades.

### Potencia mecánica.

A un eje que gira a una velocidad angular,  $\omega$  [rad/seg] mientras se le está aplicando un torque T [N-m], implica que el eje está entregando una potencia mecánica P [Kw].

La potencia mecánica en el eje del motor está relacionada con el Torque por la siguiente expresión:

$$P_m = \tau \cdot \omega$$

Donde:

- Pm: Potencia mecánica en el eje del motor [Kw]
- T: torque desarrollado por el motor a cualquier velocidad. [N-m]
- $\omega$ : velocidad angular [rad/seg].

#### 14.1.2 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS MOTORES

Dos atributos importantes en cuanto refiere al uso eficiente de la electricidad que consumen los motores de inducción son:

- La eficiencia del motor ( $\eta$ ): definida como el cociente entre la energía mecánica entregada en el eje de rotación, y la energía eléctrica suministrada en sus terminales.

$$\eta = \frac{P_{mecánica}}{P_{eléctrica}} = \frac{Potencia\ de\ entrada - pérdidas}{Potencia\ de\ entrada}$$

- El factor de potencia (FP).

$$Factor\ de\ Potencia = \cos \phi = \frac{Potencia\ Activa[kW]}{Potencia\ Aparente[kVA]}$$

Los motores, al igual que otros tipos de máquinas de naturaleza inductiva, se caracterizan por factores de potencia inferior a uno. Como resultado, el consumo de corriente total necesaria para entregar la misma potencia activa, es mayor que la de una máquina caracterizada por un factor de potencia más alto. Un efecto importante de la operación con un factor de potencia menor a uno, es que las pérdidas en los conductores aguas arriba del motor, serán mayores, debido a que dichas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. Por lo tanto, un valor lo más cercano posible a la unidad, tanto para la eficiencia como para su factor de potencia, son valores deseados para el funcionamiento eficiente de una planta.

En el caso que la carga mecánica del motor se reduzca, la magnitud correspondiente a la potencia activa se verá reducida, mientras la componente de la corriente de magnetización (asociada a la potencia reactiva), no sufre mayores variaciones, con lo cual el factor de potencia del motor se reduce, al reducir la carga aplicada. Los motores de inducción, especialmente las que operan por debajo de su capacidad nominal, son la razón principal de bajo factor de potencia en los sistemas eléctricos.

Los motores de jaula de ardilla son normalmente más eficientes que los motores de anillos rozantes; y los motores que giran a una alta velocidad, son normalmente más eficientes que motores que giran a bajas velocidades. La eficiencia también depende de la temperatura del motor. Un motor completamente sellado, enfriado por ventilación forzada (TEFC), son más eficientes que motores sellados a prueba de salpicaduras

de agua (SPDP). Así también, como sucede con la mayoría de los equipos, la eficiencia aumenta cuando se incrementa su capacidad nominal.

La eficiencia de un motor está determinada por las pérdidas intrínsecas que se pueden reducir sólo mediante cambios en el diseño del motor. Éstas se dividen en dos tipos:

- Pérdidas en vacío: las cuales son independiente de la carga en el motor.
- Pérdidas variables: las cuales dependen de la carga del motor.

Las pérdidas en vacío son las pérdidas en el núcleo magnético, y las pérdidas de fricción y roce del viento. Las pérdidas en el núcleo magnético (también llamadas pérdidas en el hierro) consisten en las pérdidas por corrientes de Foucault e histéresis en el estator. Estas pérdidas varían con el material del núcleo y su geometría, y de la tensión de entrada.

Las pérdidas por fricción son causadas en los cojinetes del motor, y las pérdidas por roce del viento están asociadas a la aerodinámica del motor, el ventilador acoplado a éste, y otras piezas que rotan.

Las pérdidas variables se deben a las resistencias propias del estator y del rotor, y diversas pérdidas parásitas. Las resistencias a la corriente, producidas en el estator el rotor, tienen como efecto la generación de calor en estas piezas del motor, la cual es proporcional a la resistencia del material, y de la corriente ( $I^2R$ ).

A su vez, las pérdidas parásitas derivan de una variedad de causas, lo cual dificulta su cuantificación, ya sea mediante mediciones directas o estimación de cálculos, pero son generalmente proporcionales al cuadrado de la corriente del rotor.

Las pérdidas en función de la carga del motor, también dependen de su diseño. A una baja carga en el motor, su eficiencia y su factor de potencia, decrecen dramáticamente.

Las pérdidas de energía en un motor eléctrico quedan ejemplificadas en la figura a continuación.

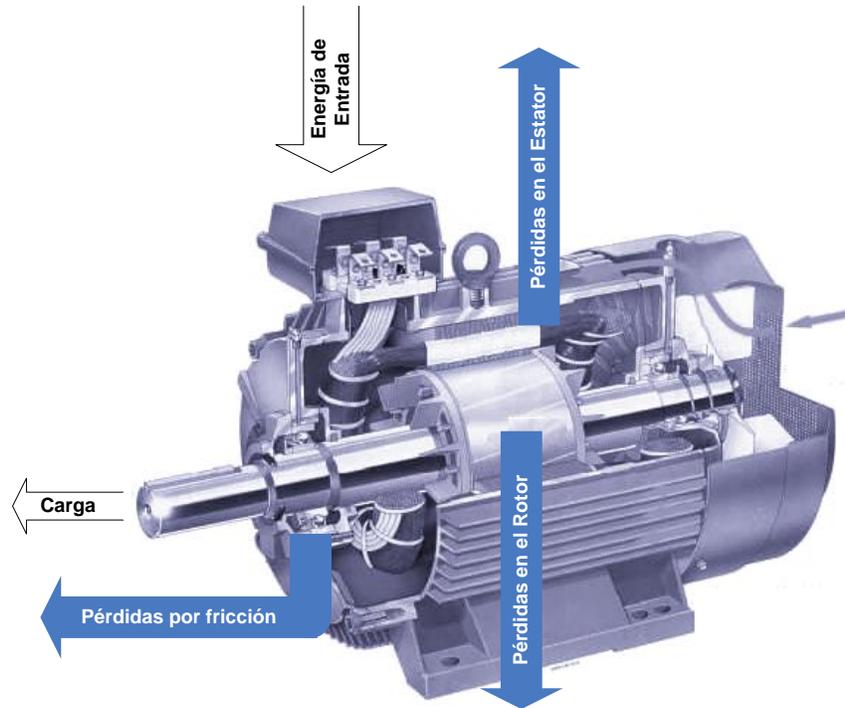


Figura 14.1: Caracterización de pérdidas energéticas en un motor eléctrico

#### Pruebas en terreno para determinar la eficiencia

**Prueba en vacío:** El motor funciona a voltaje y frecuencia nominales, sin carga mecánica en el eje. Los valores eléctricos de entrada de potencia, corriente, frecuencia y voltaje se registran. El factor de potencia del motor en vacío es bastante bajo y por lo tanto se requiere el uso de wattmetros. A partir de la potencia de entrada medida, se le restan las pérdidas  $I^2R$  del estator funcionando en vacío, para obtener las pérdidas correspondientes a la fricción y al roce del viento, además de las pérdidas en el núcleo. Para separar las pérdidas del núcleo de las pérdidas por fricción y roce aerodinámico, se puede repetir la prueba variando el voltaje de alimentación. Mediante esta técnica experimental, se puede graficar la potencia de entrada en vacío registrada versus el voltaje aplicado. Las pérdidas por fricción y roce aerodinámico corresponden a la intersección del gráfico obtenido.

**Pérdidas del estator y del rotor ( $I^2R$ ):** La resistencia del bobinado del estator se puede medir directamente por un puente de Wheatstone. La resistencia debe ser corregida según la temperatura de funcionamiento. En motores modernos, la temperatura de funcionamiento se encuentra normalmente entre 100° C y 120° C, con lo cual es necesario corregir el valor medido. El factor de corrección se da de la siguiente manera:

$$\frac{R_{Operación}}{R_{Medida}} = \frac{235 + T_{Operación}}{235 + T_{Ambiente}}$$

La resistencia del rotor se puede determinar a partir de la prueba del rotor bloqueado, utilizando una frecuencia de alimentación reducida, pero las pérdidas  $I^2R$  dependen del deslizamiento del rotor.

$$\text{Pérdidas } I^2R \text{ Rotor} = \text{Deslizamiento} \cdot (\text{Potencia Entrada estator} - \text{Pérdidas } I^2R \text{ Rotor} - \text{Pérdidas Núcleo})$$

Una medición precisa del deslizamiento es posible obtenerla mediante un estroboscopio o un tacómetro óptico (sin contacto directo con el motor).

**Pérdidas parásitas con carga en el motor:** Estas pérdidas son difíciles de medir con precisión. El estándar IEEE 112 ofrece un método complicado, el cual rara vez se utiliza. Los estándares IS e IEC adoptan un valor de 0,5% de la entrada del motor. El valor real de las pérdidas parásitas es probable que sea mayor. El estándar IEEE 112 especifica los valores de 0,9% a 1,8%

**Tabla 14.1: Potencia del motor vs. Porcentaje de Pérdidas parásitas. IEEE 112**

Potencia del motor	Pérdidas parásitas
1 a 125 HP	1,8%
125 a 500 HP	1,5%
501 – 2499 HP	1,2%
2500 y superior	0,9%

**Notas para los Usuarios:**

Debe quedar claro que la determinación precisa de la eficiencia de un motor es un proceso complicado. Un mismo motor probado por métodos diferentes, e incluso, por los mismos métodos, siendo realizados por diferentes fabricantes, pueden resultar en una diferencia de hasta un 2%. En vista de ello, para la selección de motores de alta eficiencia, se recomiendan los siguientes puntos:

- a) Al comprar gran cantidad de pequeños motores o un motor grande, se puede solicitar un certificado detallado de las pruebas. Si es posible, trate de estar presentes durante las pruebas. Esto puede implicar un costo adicional.
- b) Vea que los valores de eficiencia se especifican sin ningún tipo de margen de error.
- c) En el caso de una sustitución de un motor antiguo, se debe revisar la entrada de corriente y de potencia activa.
- d) Para los motores nuevos, realizar un registro de los valores de corriente y potencia activa de éste funcionando en vacío.
- e) Utilice los valores de eficiencia registrados para realizar comparaciones y seguimiento de la vida útil de los motores. Utilizar los valores medidos para todos los cálculos.

**Efectos del grado de carga sobre la eficiencia energética de un motor eléctrico.**

En la industria, es común observar que el grado de carga de un motor es notablemente inferior a la potencia nominal del motor. Lo anterior implica que el motor está trabajando, en terreno, con una eficiencia muy inferior a la que se explicita en la placa. Una fórmula aproximada, para calcular el rendimiento de un motor tomando en consideración el grado de carga, es la que se indica a continuación:

$$rend_{fc} = \frac{fc * rend_{nom}}{fc * rend_{nom} + [fc^2 * 0,6 + 0,4] * [1 - rend_{nom}]}$$

El factor 0,6, que se utiliza en esta fórmula, corresponde al supuesto que las pérdidas resistivas, de estator y de rotor, en un motor de inducción, son equivalentes al 60% de las pérdidas del motor (Ref. Fuchsloch, J., et al: The next generation motor, IEEE Industry Application Magazine, Jan-Feb 2008, pp. 37-43.)

El gráfico siguiente compara el resultado de la ecuación anterior (modelo) con los valores entregado por el fabricante, demostrándose que la aproximación es acertada. Por tanto, es posible afirmar que en una

inspección industrial debe llamar la atención, desde el punto de vista de las pérdidas eléctricas el caso en que un motor eléctrico esté funcionando a menos de un 40% de carga ya que, en ese caso, debe sugerirse cambiarlo por otro de menor potencia.

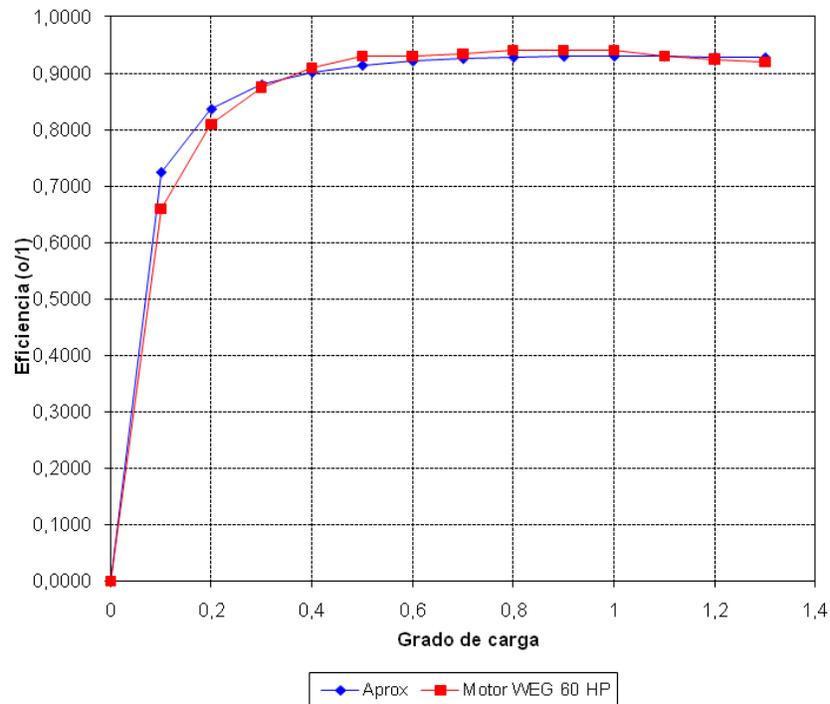


Figura 14.2: Eficiencia en función del grado de carga de un motor de inducción.

**Efecto de la obsolescencia sobre la eficiencia energética de un motor eléctrico.**

Hasta aproximadamente el año 1980 no hubo gran preocupación por la eficiencia de los motores eléctricos. Es la época de la energía barata y abundante. A partir del año 1981 se aprueban mundialmente, normas que comienzan a exigir eficiencias elevadas para los motores eléctricos.

Tabla 14.2: Evolución de la eficiencia de motores eléctricos, según potencia

Potencia en HP	AÑOS				
	1944	1955	1965	1981	1991
7,5	84,5	87,0	84,0	91,0	91,7
15	87,0	89,5	88,0	92,4	93,0
25	89,5	90,5	89,0	93,6	94,1
50	90,5	91,0	91,5	94,1	94,5
75	91,0	90,5	91,5	95,0	95,4
100	91,5	92,0	92,0	95,0	96,2

Por tanto, es posible afirmar que la sustitución de motores fabricados antes del año 1981 pueden ser cambiados por motores eficientes simplemente porque, desde el punto de vista del gasto energético, resultará rentable su sustitución.

En países que emplean 50 Hz como frecuencia de la red eléctrica es recomendable utilizar la norma IEC 60034-30 aprobada el año 2008. Esta norma aprueba motores de tres tipos: IE1 (baja eficiencia), IE2 (eficiencia estándar) e IE3 (Eficiencia Premium). El cuadro siguiente muestra los valores de eficiencia aprobados por la citada norma y, además, las diferencias de consumos en KWh/año y en US\$/HP. El mismo cuadro muestra la magnitud de los ahorros de energía logrados (en KWh/año) al utilizar un motor tipo IE3 (Premium) en vez de un motor IE1. Lo anterior implica que desde el punto de vista de la magnitud de los ahorros de energía se debiese focalizar el programa de eficiencia energética en los motores de gran tamaño. Sin embargo, si se hace el cociente entre la energía ahorrada en dólares por año y la potencia nominal del motor, se llega a la conclusión que el ahorro anual en dólares por HP instalado es superior en los motores de menor tamaño. En otras palabras, es más rentable sustituir 10 motores de 1 HP que 1 motor de 10 HP.

Tabla 14.3: Efecto estimado del ahorro energético y económico en motores eléctricos

Potencia [HP]	Motor IE1 Eficiencia [%]	Motor IE3 Eficiencia [%]	Diferencia de consumo [ <sup>1</sup> ] [KWh/año]	Diferencia de consumo [ <sup>2</sup> ] [US\$/año/HP]
1,0	72,1	82,5	1142.6	80.0
5,4	83,1	82,6	2636.1	34.2
10,0	86,0	90,4	3698.5	25.9
30,0	89,9	93,0	7269.1	17.0
100,0	92,7	93,5	17067.4	11.9

[1] Diferencia de consumo entre un motor IE1 y un motor IE3, sobre la base de consumo a potencia nominal y 8760 horas/año.

[2] Ahorro anual en dólares por HP instalado, sobre la base de un costo de la energía igual a 0,07 US\$/KWh Ref. Norma IEC 60034-30, 2008.

### 14.1.3 IMPACTO DE CAMBIOS SOBRE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

#### Consideraciones técnicas a considerar al momento de elegir un motor eficiente.

Se presentan a continuación algunas consideraciones que deben ser tomadas en cuenta cuando se opera motores eficientes. En primer lugar se habla de los métodos de control de motores, después se aborda la problemática del arranque de los motores de alta eficiencia y se explica el comportamiento de la corriente y del torque durante la partida. A continuación se explica el efecto que tienen las condiciones de operación sobre el rendimiento del motor.

La elección del control del motor debe considerar una serie de factores entre ellos los siguientes:

- Caída de voltaje durante la partida del motor.** La corriente durante la partida se incrementa del orden de 5 veces la corriente nominal si el voltaje aplicado es el nominal. Esto puede acarrear una disminución del voltaje y, entonces, el motor tiene una partida lenta, o simplemente no parte. El motor puede tener daños en su estructura y disminuir su eficiencia.
- Corriente de cortocircuito en la barra donde se conectará el motor.** Una corriente de cortocircuito baja provoca una disminución del voltaje de alimentación del motor lo que afecta su rendimiento.
- Torque resistente a velocidad nula.** El estimar el torque resistente, es decir, del aparato que va a mover el motor es esencial. El hacer partir una correa cargada implica disponer de un motor con un torque de partida elevado. Por el contrario hacer partir un ventilador requiere de un torque muy

bajo durante la partida. A veces los motores eficientes tienen torques de partida bajos. Más bajos que los motores ineficientes.

- d) **Torque resistente durante la aceleración del motor.** El torque del motor debe ser lo suficientemente grande como para que el proceso de partida sea corto, pues de lo contrario las corrientes por el motor se mantendrán elevadas durante un lapso largo lo que provocará un deterioro rápido de la eficiencia del motor.
- e) **Torque resistente a velocidad final.** Se debe tener una buena estimación del torque motriz requerido a la velocidad final. Una estimación errónea de este torque ocasionará un sobredimensionamiento o un subdimensionamiento del motor.
- f) **Torque motriz.** Se debe estimar con buena precisión la curva de torque en función de la velocidad del motor, en todo el rango de velocidad: desde la velocidad nula (partida) hasta la sincrónica. El torque máximo y la velocidad a la que ocurre es también esencial. En lo posible esta curva debe ser dada por el fabricante.
- g) **Costo de inversión y costo de operación del sistema.**
- h) **Mantenibilidad del sistema.** El fabricante debe entregar los períodos de mantenimiento y las sugerencias para llevarlo a cabo.
- i) **Requerimientos de control.** La partida y las sobrecargas deben ser vigiladas por un adecuado sistema de control y protecciones.
- j) **Facilidad de uso: tableros e instrumentación.** Debe ser simple medir el consumo y la velocidad de cada motor instalado.

#### Características de arranque de motores de alta eficiencia

En general, se entiende que las características de arranque de un motor son la corriente y el torque en la partida, es decir, con velocidad igual a cero. Al respecto, es importante indicar que deben distinguirse las características denominadas “de rotor bloqueado” con los valores instantáneos en la partida. El torque y la corriente de rotor bloqueado, son características de régimen permanente, que se miden manteniendo el rotor detenido; en cambio los valores instantáneos de partida son las magnitudes que alcanzan estas variables en el instante mismo del arranque, que aún con rotor bloqueado difieren de los valores de régimen permanente, según la relación entre los parámetros circuitales (R, L) del motor en esas condiciones.

Las normas establecen límites para la corriente y para el torque de rotor bloqueado, no así para sus valores instantáneos (al inicio del arranque). Cuando el motor está en rotor bloqueado, en régimen permanente, el valor efectivo de la corriente de rotor bloqueado, por enrollado, se puede evaluar simplemente como:

$$I_{RB} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

$$R = r_1 + r_2$$

$$X = x_1 + x_2$$

Siendo  $r_1$  y  $r_2$  las resistencias por enrollado del estator y del rotor (referida al estator), y  $x_1$  y  $x_2$  las reactancias de fuga por enrollado del estator y del rotor (referida al estator).

En el período transitorio o de “inrush”, la corriente puede alcanzar valores instantáneos bastante mayores. En efecto, la ecuación diferencial del circuito es:

$$v = Ri + L\left(\frac{di}{dt}\right)[Volts]$$

Cuya solución depende de las condiciones iniciales. El peor caso es cuando la conexión se hace en el instante en que  $v(t)$  pasa por cero. En ese caso, la solución de la ecuación anterior es

$$i(t) = \sqrt{2} I_{RB} (-\cos\omega t + e^{-R\omega t/X}) \quad [A]$$

Cuya forma de onda es la que muestra la Figura siguiente.

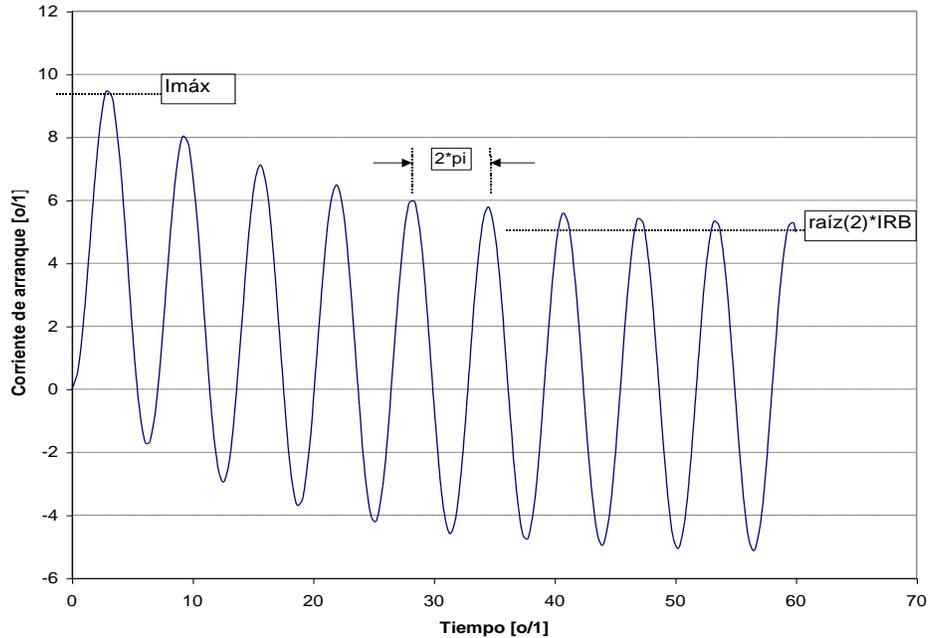


Figura 14.3: Transitorio de la corriente de arranque ( $R=0,0125$  [o/1];  $X=0,19$  [o/1])<sup>34</sup>

El valor máximo de  $i(t)$  o corriente máxima de inrush, se alcanza en el primer semiciclo ( $\omega t = \pi$ ), siendo su valor:

$$I_{\max} = \sqrt{2} I_{RB} (1 + e^{-\pi R/X})$$

Si se denomina  $\gamma$  a la relación entre  $I_{\max}$  y el valor máximo de  $i(t)$  en régimen permanente (manteniendo rotor bloqueado),  $\sqrt{2} I_{RB}$ , se tiene que:

$$\gamma = \frac{I_{\max}}{\sqrt{2} \cdot I_{RB}} = 1 + e^{-\pi R/X}$$

En vez del valor  $R/X$  algunos fabricantes entregan el valor del factor de potencia del motor (en la partida) con lo que la expresión resulta:

$$\gamma = \frac{I_{\max}}{\sqrt{2} \cdot I_{RB}} = 1 + e^{-\pi / \tan(\phi_p)}$$

En que:

<sup>34</sup> Albert Thumann, Harry Franz: Efficient Electrical Systems Design Handbook, Taylor and Francis Group, Fairmont Press, 2009.

$\cos(\phi_p)$  = factor de potencia del motor en la partida.

Se aprecia que  $\gamma > 1$ , es decir  $I_{\max} > \sqrt{2} I_{RB}$ .

Así por ejemplo si  $X \approx 5R$  ( $\cos \phi_p = 0,196$ ), se tiene que  $\gamma = 1,53$ . Es decir, el valor máximo de la corriente de inrush es 53% mayor que el valor máximo de la corriente de rotor bloqueado en régimen permanente.

Para efectos de las protecciones del motor, interesa este valor instantáneo  $I_{\max}$ , más que el valor efectivo  $I_{RB}$  estipulado en las normas. En este “peor caso” (conexión en el instante en que  $v$  pasa por cero), la magnitud de  $I_{\max}$  dependerá entonces de la razón  $R/X$ .

### Efectos del rebobinado sobre la eficiencia energética

En la industria, es una práctica común efectuar el rebobinado de los motores cuando estos sufren una falla debido a que sus bobinados se queman. La cantidad de motores rebobinados en algunas industrias sobrepasan el 50% del total. Un rebobinado cuidadoso, podría mantener la eficiencia del motor a su nivel original, pero en la mayoría de los casos, este procedimiento tiene como consecuencia una pérdida en la eficiencia. El rebobinado puede afectar ciertos factores que contribuyen a la pérdida de la eficiencia del motor dañado:

- **Diseño o material de los devanados** (por dificultad de fabricación, desarme o ahorro de material).
  - Disminución de la sección de los conductores (no es posible introducir en la ranura el mismo número de vueltas con la misma sección debido a que el reparador no tiene el mismo equipamiento que el fabricante, que fabrica motores en serie).
  - Disminución del número de vueltas del estator (por la misma razón anterior).
- **Disminución de la calidad del aislamiento eléctrico entre láminas de fierro** (por efecto del desarme del motor, lo que se hace usualmente empleando fuego).
- **Incremento de las pérdidas en el fierro** por elevación excesiva de temperatura del fierro durante el desarmado de los bobinados del motor (cuando la operación se hace a fuego).
- **Incremento de pérdidas parásitas** debido a que el flujo magnético no queda tan concentrado en el entrehierro del motor sino que fluye, por ejemplo, por la carcasa del motor induciendo corrientes parásitas en ella.
- **Incremento de la temperatura de operación del motor reparado** y con ello la resistencia del alambre de cobre.

Por ejemplo, es un problema común que se aplique calor para desmontar los devanados antiguos. Este procedimiento suele dañar el aislamiento entre las láminas, lo cual aumenta la cantidad de pérdidas parásitas. Adicionalmente, un cambio entre los espacios de aire puede afectar el factor de potencia y el torque del motor.

Sin embargo, si se toman las medidas adecuadas, la eficiencia del motor se puede mantener, y en algunos casos, incluso aumentarla después del rebobinado. La eficiencia puede ser mejorada al cambiar el diseño de los devanados, aunque el factor de potencia podría verse afectado en el proceso. Utilizar conductores de mayor sección transversal, en la medida que el tamaño de la ranura lo permita, podría reducir las pérdidas del estator, aumentando así la eficiencia. Sin embargo, por lo general se recomienda que el diseño original del motor se mantenga durante el proceso de rebobinado, a menos que existan razones específicas que tengan que ver con el tipo de carga, que ameriten un rediseño.

El impacto del rebobinado de motor sobre su eficiencia y factor de potencia, puede ser fácilmente evaluado si las pérdidas en vacío del motor son medidas antes y después de rebobinar. Mantener documentadas las pérdidas en vacío de un motor, desde el momento de su compra, puede facilitar la evaluación de estos efectos.

Por ejemplo, comparar la corriente en vacío, y la resistencia del estator, por cada fase de un motor rebobinado, con los valores originales de corriente en vacío y resistencia, para el mismo voltaje, puede ser un indicador para evaluar las variaciones en la eficiencia del motor, luego del proceso de rebobinado.

El motor rebobinado, por las razones anteriormente explicadas, es probable que funcione a una temperatura superior. Este efecto tiene influencia sobre la vida útil del motor lo que se ve reflejado en el gráfico siguiente.

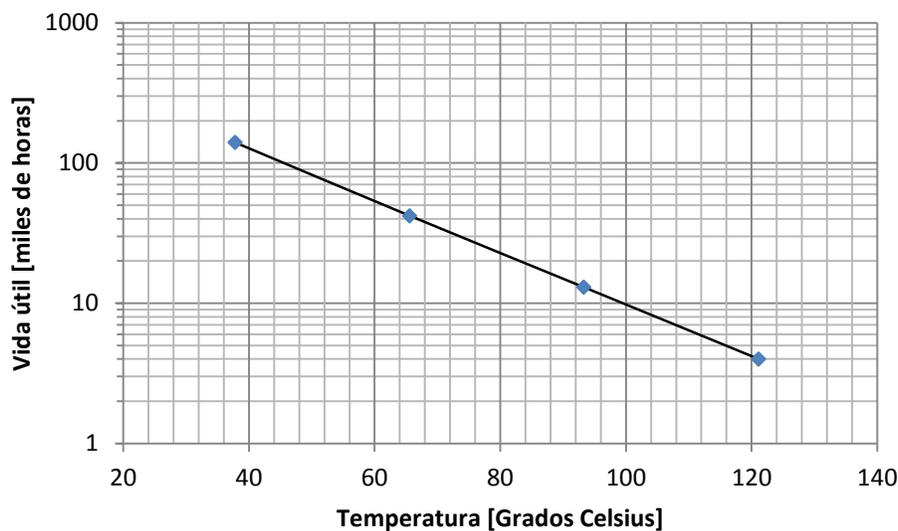


Figura 14.4: Vida útil del motor en función de su temperatura de trabajo.

Tomando en consideración lo anteriormente expuesto, las principales consecuencias que puede tener el rebobinado de un motor son las siguientes:

- Incremento de las pérdidas en el cobre del estator por disminución de la sección del conductor de cobre del rebobinado.
- Incremento de las pérdidas en el hierro del motor por reducción del número de vueltas del bobinado del motor.
- Incremento de las pérdidas del motor por efecto del cambio de rodamientos.
- Incremento de las pérdidas en el hierro por efecto del calor aplicado al estator para desprender el bobinado.
- Mejoramiento de la eficiencia del motor por el recambio de un rodamiento usado por un rodamiento nuevo.
- Variación de las pérdidas en el rotor por efecto de un cambio de la velocidad de régimen del motor, debido a la modificación del bobinado antes citado. En este caso, la velocidad de régimen del motor se define en función del torque resistente del motor a plena carga.

Es posible medir individualmente, en forma normalizada, las pérdidas antes señaladas, sin necesidad de disponer un medidor de torque, es decir, sin equipos extraordinariamente caros. Por tal razón, resulta aconsejable solicitar a quien repara el motor medir las pérdidas del motor definitivamente rebobinado.

Los cambios antes citados pueden incluso mejorar la eficiencia del motor con respecto al valor de placa inicial de éste. En particular, es usual que se ofrezcan comercialmente rebobinados de mayor sección de cobre o incluso cambio del hierro por otro de mayor calidad (“high quality rewinds”).

Finalmente, antes de rebobinar el motor debe analizarse la opción de cambio del motor por uno nuevo. Es sabido que los motores nuevos se construyen con eficiencias cada vez superiores, cumpliendo los requerimientos de, por ejemplo, la nueva Norma IEC 60034-30 (2008) de modo que, muchas veces, resultará económicamente preferible sustituir el motor quemado por un motor nuevo que cumpla con la norma citada.

**Ejemplo:**

Un motor de inducción 4-polos, 230V, trifásico, 50 Hz, funciona a 1440[RPM], factor de potencia 0,88 en atraso y entrega 10.817[KW]. Las pérdidas en el estator son de 1060[W] y las pérdidas de fricción y roce son 375[W]. Calcular:

- a) Deslizamiento
- b) Pérdidas  $I^2R$  del rotor
- c) Corriente de línea
- d) Eficiencia

Datos de entrada:

Nº de polos:	4	
Tensión de entrada:	230	V
Factor de potencia:	0,88	
Potencia :	10817	Kw
Perdidas en el estator:	1060	W
Perdidas fricción y roce:	376	W
Velocidad actual:	1440	RPM
Frecuencia red:	50	Hz

Otros datos:

$$Velocidad\ sincrónica\ (N_s) = \frac{120 \cdot frecuencia\ de\ la\ red}{número\ de\ polos} = \frac{120 \cdot 50}{4} = 1500[RPM]$$

Cálculos:

- e) Deslizamiento

$$Deslizamiento(s) = \frac{N_s - N_m}{N_s} = 0,04\ pu$$

- f) Pérdidas  $I^2R$  del rotor

$$Pérdidas\ I^2R\ rotor = \frac{(Potencia\ salida\ motor + Perd.\ Friccion\ y\ roc) \cdot s}{1 - s}$$

$$= \frac{(10.817 + 375) \cdot 0,04}{1 - 0,04} = 466,33 \text{ W}$$

g) Corriente de línea

$$I_L = \frac{P_{entmotor}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{\left[ \left( \frac{Perd I^2 R \text{ rotor}}{s} \right) + Perd. \text{ estator} \right]}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{\left[ \left( \frac{466,33}{0,04} \right) + 1060 \right]}{1,732 \cdot 230 \cdot \cos(0,88)} = 5,32 \text{ A}$$

h) Eficiencia

$$Eficiencia[\%] = \frac{Pot. \text{ encia salida motor}}{Pot. \text{ encia ent rada motor}} \cdot 100 = \frac{10.817}{12.718} \cdot 100 = 85\%$$

## 14.2 VARIADORES DE FRECUENCIA

El motor de inducción es el eje central de la industria. Es económico, resistente y presenta una buena relación entre potencia entregada versus peso. Con respecto a los altos costos, implicancias y limitaciones asociadas a los sistemas DC, los motores de inducción son los preferidos para aplicaciones de velocidad variable, donde su velocidad puede ser alterada cambiando la frecuencia de la alimentación, mediante variadores de frecuencia (VDF).

El Variador de frecuencia opera bajo un simple principio. La velocidad de rotación de un motor de inducción AC depende del número de polos en el estator y la frecuencia de la corriente alterna aplicada. Aunque el número de polos en un motor de inducción no puede ser alterado con facilidad, pueden lograrse velocidades variables a través de variaciones en la frecuencia. El VDF rectifica bajo un estándar de 50 ciclos AC en la línea de alimentación a DC, posteriormente, transforma la señal DC en una salida AC de frecuencia variable.

Los motores conectados a VDF proporcionan velocidad variable de salida con una alta eficiencia mecánica. Estos dispositivos son capaces de alcanzar una relación de reducción de velocidad 9:1 (11 por ciento de la velocidad máxima), y aumentos de velocidad de 3:1 (300 por ciento de la velocidad máxima).

En los últimos años, la tecnología para VDF que funcionan en AC ha evolucionado en un sofisticado control digital utilizando microprocesadores, en conjunto dispositivos de potencia con IGBT's con conmutación a altas frecuencias. Esto ha permitido importantes avances en las capacidades relacionados a la facilidad de programación y de diagnóstico ampliados. Las dos ventajas más significativas de la evolución de la tecnología han sido el de coste y la fiabilidad, en conjunto con la reducción significativa en el tamaño físico.

### 14.2.1 FUNCIONAMIENTO Y EFECTO SOBRE LA POTENCIA

#### Torque variable VS Torque constante

Tanto los variadores de frecuencia, como las cargas aplicadas en ellos, pueden ser divididas en dos grupos: torque constante y torque variable. El ahorro potencial de energía de las aplicaciones de torque variable es mucho mayor que el de las aplicaciones de torque constante. Entre las cargas de torque constante se

cuentan las cintas transportadoras vibrantes, fresadoras, trituradoras, máquinas herramientas, y otras aplicaciones donde el motor siga una relación constante de V/Hz. Las cargas de torque variable incluyen bombas centrífugas y ventiladores, que constituyen la mayoría de las aplicaciones HVAC.

#### 14.2.2 VENTAJAS

##### **Por qué las cargas de torque variable entregan Ahorros de Energía mayores**

En aplicaciones de torque variable, el torque varía con el cuadrado de la velocidad, y la potencia requerida varía con el cubo de la velocidad, dando como resultado grandes reducciones de potencia incluso con pequeñas reducciones de velocidad. El motor consume sólo el 25% de la energía al 50% de velocidad con respecto a lo que consumiría al 100% de velocidad. Esto se conoce como las Leyes de Afinidad, que definen las relaciones entre velocidad, flujo, torque y potencia (HP). Las leyes se ilustran bajo las siguientes relaciones:

- El flujo es proporcional a la velocidad
- La presión (head) es proporcional al cuadrado de la velocidad.
- El Torque es proporcional al cuadrado de la velocidad.
- La Potencia es proporcional al cubo de la velocidad.

La figura siguiente muestra, gráficamente, la disminución del consumo logrado al emplear un convertidor de frecuencia. En efecto:

- a) La curva en color azul muestra la característica del torque de un motor de inducción cuando es alimentado con 50 Hz.
- b) La curva en color verde muestra la característica de torque del equipo movido con el motor, en este ejemplo, un ventilador. Así, al moverse el ventilador con el motor a 50 Hz se tiene aproximadamente un torque de 52 [Newton metro] y una velocidad de 283 [rad/seg], es decir una potencia en el eje de  $52 \cdot 283 = 14716$  Watts.
- c) La curva en color rojo muestra la característica de torque del ventilador movido con el mismo motor energizado con 25 Hz. Se tiene aproximadamente un torque de 20 [Newton metro] y una velocidad de 142 [rad/seg], es decir una potencia en el eje de  $20 \cdot 142 = 2840$  Watts.
- d) Lo anterior implica que, por el solo hecho de emplear un convertidor de frecuencia, bajar la velocidad a la mitad implica disminuir la potencia consumida por el motor 5,2 veces. Es decir, al controlar la velocidad se obtienen ahorros de energía extraordinariamente relevantes.

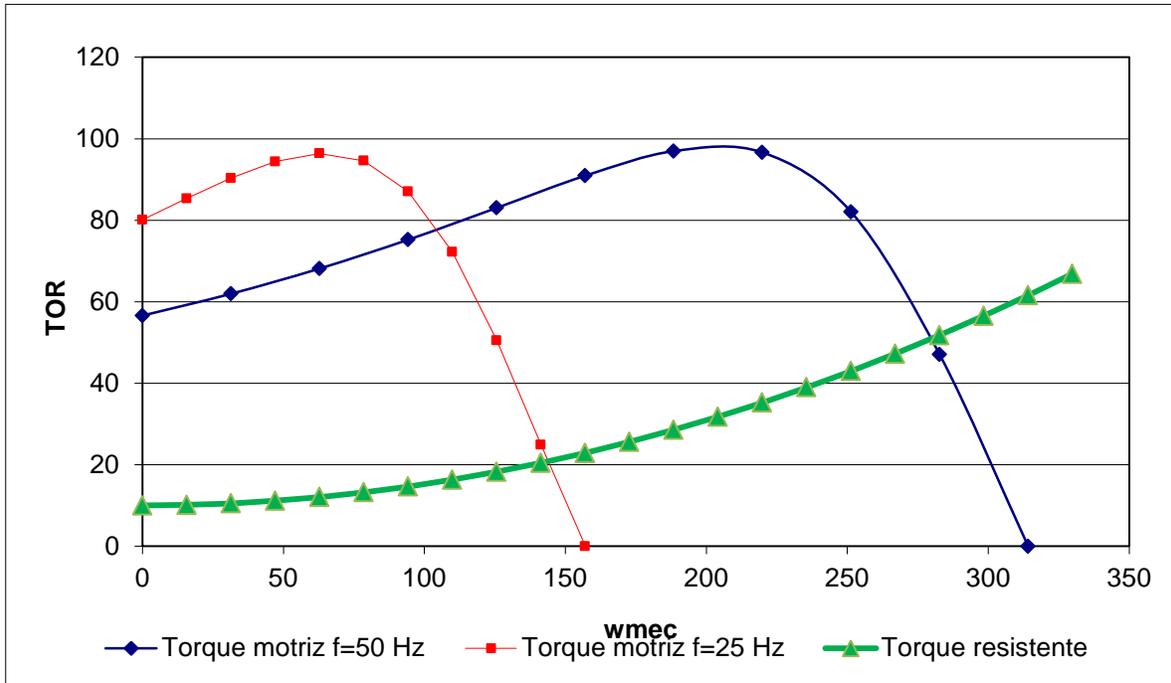


Figura 14.5: Características de torque (TOR) de un motor energizado con 50 Hz y 25 Hz y del torque resistente de un ventilador en función de la velocidad de giro ( $w_{mec}$ ).

### 14.2.3 EFECTOS SECUNDARIOS

#### Control de procesos más estricto con variadores de frecuencia

No hay otro método de control de motores AC que se compare con los variadores de frecuencia cuando se trata de exactitud de control. Los arrancadores de plena tensión (a través de la línea) sólo pueden funcionar con el motor a máxima velocidad, y los partidores suaves y partidores de tensión reducida sólo pueden llevar hasta su velocidad máxima en forma gradual, aplicando el mismo principio para su detención. Los variadores de frecuencia, en cambio, pueden ser programados para funcionar con el motor a una velocidad precisa, para detenerse en un lugar concreto, o para aplicar una cantidad específica de torque.

De hecho, los variadores de frecuencia AC modernos están muy cerca de las unidades DC en términos de respuesta rápida en cuanto a torque y precisión de velocidad. Sin embargo, los motores de corriente alterna son mucho más fiables y asequibles de los motores de corriente continua, haciéndolos mucho más comunes.

La mayoría de las unidades utilizadas emplean control del tipo Volts / Hertz, lo que significa que proporcionan operación a lazo abierto. Estas unidades no son capaces de recibir información de los resultados del proceso, pero son suficientes para la mayoría de aplicaciones de velocidad variable requeridas. Muchos variadores de frecuencia de lazo abierto ofrecen compensación de deslizamiento, lo que permite a la unidad medir sus resultados actuales y estimar la diferencia en la velocidad real y el punto de ajuste (el valor de entrada programado). La unidad se ajustará automáticamente de acuerdo con el punto de ajuste sobre la base de esta estimación.

La mayoría de las unidades de torque variable cuentan con capacidad Proporcional Integral Diferencial (PID) para aplicaciones de ventiladores y bombas, lo que permite a la unidad mantener el punto de ajuste basado en la información real del proceso, en lugar de basarse en estimaciones. Un transductor o transmisor se utiliza para detectar las variables de proceso tales como nivel de presión, caudal líquido, caudal de aire, o nivel de líquido. Luego, la señal se envía a un PLC (Controlador Lógico Programable), que transfiere esta información de proceso a la unidad. El variador de frecuencia utiliza esta retroalimentación de información para ajustarse en forma continua y mantener el punto de ajuste.

Es posible alcanzar altos niveles de exactitud para otras aplicaciones utilizando unidades VDF que ofrezcan operaciones de lazo cerrado. Las operaciones de lazo cerrado pueden lograrse con unidades de vector orientado al campo, o con una unidad sin sensor de vector. La unidad de vector orientado al campo obtiene información del proceso utilizando un codificador, el cual mide y transmite a la unidad la velocidad y/o relación (tasa) del proceso, tal como ocurriría en líneas transportadoras, máquinas de herramienta, o extrusores. La unidad se ajusta posteriormente a sí misma con tal de mantener la velocidad, tasa o relación del proceso, torque y/o la posición programada.

#### **Vida útil extendida y mantenimientos reducidos**

Los métodos de partida de una sola velocidad arrancan los motores de manera abrupta, haciendo que el motor sufra un alto par de arranque y corrientes que son hasta 10 veces la corriente a plena carga. Los variadores de frecuencia, por el contrario, llevan al motor gradualmente hasta la velocidad de operación disminuyendo el estrés mecánico y eléctrico, lo que reduce costos de mantenimiento y reparación, y extiende la vida útil del motor y el equipo accionado.

Los partidores suaves, o arrancadores suaves de tensión reducida (RVSS), también son capaces de arrancar un motor de forma gradual, pero los VDF pueden programarse para una puesta en marcha mucho más progresiva y gradual, pudiendo además operar el motor a una velocidad menor que la de plena carga para disminuir el desgaste por uso. Los variadores de frecuencia también pueden hacer funcionar un motor siguiendo patrones especializados para minimizar aún más los esfuerzos mecánicos y eléctricos. Por ejemplo, un patrón de curva en S se puede aplicar a una aplicación de huincha transportadora para un control más suave, lo que reduce la reacción que puede ocurrir cuando una cinta transportadora es acelerada o desacelerada.

Las eficiencias típicas a plena carga son de 95% o superiores. Las unidades de alta potencia son aún las más eficientes. La eficacia de los VDF generalmente disminuye con la velocidad, pero dado que la exigencia del torque también disminuye con la velocidad para muchas aplicaciones, la pérdida absoluta no suele ser muy significativa. El factor de potencia de un VDF cae drásticamente con la velocidad, pero a bajas potencias, el requerimiento absoluto de potencia reactiva es también bajo, por lo que las pérdidas tampoco son significativas. En un entorno operativo adecuado, los controladores de frecuencia son relativamente fiables y necesitan poco mantenimiento. Una desventaja de los convertidores estáticos es la generación de armónicos en la fuente, lo que reduce la eficiencia del motor y reduce la salida del motor en algunos casos puede ser necesario utilizar un motor de mayor graduación.

**En el capítulo Ejemplo de motores eléctricos y variadores de frecuencia del documento Ejemplos prácticos se presentan dos casos de aplicación de variadores de frecuencia en equipos que operan a carga variable.**

### 14.3 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) Indique al menos 3 factores que puedan contribuir a la pérdida de eficiencia en un motor dañado:

Respuesta:

- i. Diseño o material de los devanados (por dificultad de fabricación, desarme o ahorro de material).
  - ii. Disminución de la calidad del aislamiento eléctrico entre láminas de fierro.
  - iii. Incremento de las pérdidas en el fierro.
  - iv. Incremento de pérdidas parásitas.
  - v. Incremento de la temperatura de operación del motor reparado y con ello la resistencia del alambre de cobre.
- 2) Un motor de inducción tipo jaula de ardilla trifásico de 7,5[Kw], 220[V]; 27,3[A]; 50[Hz] nominal, tiene una eficiencia de carga media de 86% y factor de potencia de 72%. Si el motor funciona al 50% de su potencia nominal, encontrar:
- a) Corriente consumida por el motor
  - b) Relación entre su corriente y corriente nominal. ¿Es ésta relación exactamente el 50%?. Si no es así, explique brevemente las razones.
  - c) RPM con un deslizamiento de 1,8%.

Respuesta:

- a) Corriente consumida por el motor:15,89 A
- b) Relación entre su corriente y corriente nominal: 58,1%.

Esta relación no es exactamente la mitad. La corriente absorbida por el motor es la suma resultante de la corriente activa y reactiva del motor de inducción. La corriente reactiva es independiente de la carga. Por otra parte, la corriente activa es directamente proporcional a la carga y los cambios en proporción directa a la carga. Por lo tanto, la resultante de la actual corriente activa y reactiva, que es la corriente consumida por el motor, no cambia en proporción directa con el cambio en la carga. Por lo tanto, la corriente absorbida por el motor de inducción en cualquier parte de la carga no puede ser un fiel reflejo de la carga.

- c) RPM con deslizamiento de 1,8%:1473 [RPM]

- 3) En una planta que manufactura y comercializa productos químicos, requiere en la elaboración de sus productos calentamientos y enfriamientos rápidos, por lo tanto existe un elevado consumo de agua y electricidad para el funcionamiento de las máquinas. De los antecedentes recaudados en terreno, se determinó que la demanda máxima es de 87[Kw], el consumo diario de energía es 1.500 KWh/día, operando 2.000 horas al año. En base a las mediciones realizadas, se concluye que el motor más grande está sobredimensionado (motor de 23 [Kw], 1.470 RPM); tiene un bajo FP, y eficiencia de 75%. Evaluar el cambio de éste motor por uno de alta eficiencia de 15 Kw, eficiencia de 92%.

Respuesta:

El ahorro de energía anual al realizar el cambio será de: 28.725 [KWh]

- 4) Una bomba consume 300[Kw] a una velocidad de 8000 RPM. Se desea reducir la velocidad al 50% del valor actual. Calcular el ahorro en consumo a obtener al instalar un VDF.

Respuesta:

El ahorro en consumo al instalar un VDF será de: 12,5%

#### 14.4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005). Armónicos: rectificadores y compensadores activos; Cuaderno técnico 183 Scheider Electric.
- [2] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [3] Los motores eléctricos: mejorando su control y protección; E. Gaucheron, Cuaderno técnico 207v Schneider Electric, Marzo 2005.
- [4] Energy efficient motor driven system, Francesco Parasiliti & Paolo Bertoldi, Springer-Verlag 2003.
- [5] Norma IEEE 519-1992, Comisión Nacional de Energía.

## 15 EQUIPOS ACCIONADOS POR MOTORES ELÉCTRICOS

### 15.1 INTRODUCCIÓN

En cualquier sistema mecánico accionado por motores eléctricos, cierta cantidad de pérdidas de energía del sistema no pueden ser evitadas. Sin embargo, un mejor diseño del sistema o utilización de mejores materiales en la fabricación de los equipos, puede traducirse en una reducción considerable de pérdidas de energía. Por otro lado, los costos de operación y mantenimiento suelen ser más importantes en el tiempo que los costos de inversión del sistema. Por esta razón, se debe tener muy en cuenta el costo de ciclo de vida al momento de seleccionar los equipos y diseñar el sistema, ya que pese a tener un mayor costo de inversión, un sistema que tenga incorporado más estudio en su diseño y mejores materiales de fabricación puede en el mediano plazo reportar ahorros importantes, derivados en parte a una mayor eficiencia energética.

A modo de ejemplo, la figura siguiente muestra el desglose aproximado de los costos a lo largo del ciclo de vida de un sistema de bombeo, en la que se aprecia que el costo energético es el más importante.

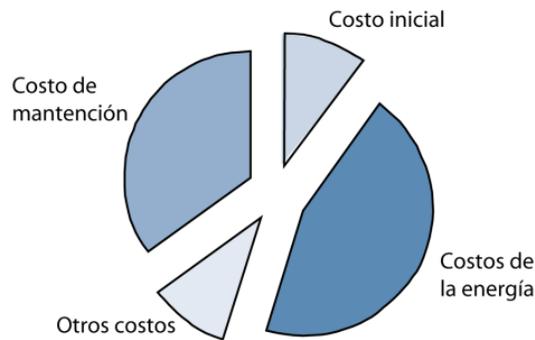


Figura 15.1: Costos a lo largo del ciclo de vida de un sistema de bombeo.

Fuente: HI 2001

Este capítulo presenta brevemente algunos de los elementos que se deben considerar a la hora de abordar la eficiencia energética en sistemas mecánicos movidos por motores eléctricos.

Se incluyen en este capítulo las siguientes aplicaciones industriales:

- Bombeo
- Ventilación
- Aire comprimido
- Correas transportadoras

## 15.2 SISTEMAS DE BOMBEO Y VENTILACIÓN

Una bomba es un equipo que transforma la energía mecánica entregada por un motor eléctrico en energía cinética o potencial de un fluido incompresible (generalmente líquidos). Un ventilador, por su parte, transforma la energía mecánica en energía cinética o potencial de un fluido compresible (por lo general, aire).

### 15.2.1 SISTEMAS DE BOMBEO Y CLASIFICACIÓN

Un sistema de bombeo consiste de la línea de succión, la bomba propiamente tal y la línea de descarga. Estas líneas pueden contar con accesorios, tales como válvulas en la descarga, filtros, elementos de instrumentación, etc.

La presión que la bomba debe superar está definida por la diferencia de cota entre la succión de la bomba y el destino final del fluido, más las pérdidas de carga (pérdida de presión por fricción) en las líneas de succión y descarga, derivadas de las longitudes, rugosidad y diámetro del piping, además de pérdidas por singulares introducidas por los accesorios y cambios de dirección de las cañerías.

Por lo tanto es importante minimizar las pérdidas de carga del sistema, ya que mayor caída de presión en un sistema de bombeo determinará una bomba de mayor consumo energético, pues tiene que aportar mayor presión al fluido.

Los sistemas de bombeo pueden ser configurados con bombas instaladas **en paralelo** para manejar caudales variables o grandes caudales y también se pueden instalar **en serie** cuando es necesario proporcionar altas presiones al fluido.

Los dos principales tipos de bombas, clasificadas según el principio que entrega energía al fluido son:

**Bombas Dinámicas:** Su funcionamiento es de carácter hidrodinámico, ya que se basa en el giro de un rodete con álabes que generan un campo de presiones entregándole energía cinética al fluido. Este tipo de bombas se clasifica en:

- Bombas periféricas
- Bombas centrífugas

Las bombas centrífugas son las más usadas entre las bombas dinámicas<sup>35</sup>. Algunas de sus características es que son más simples, más económicas, y por lo general, si se les compara con las bombas de desplazamiento positivo, pueden entregar un mayor caudal. Una particularidad de las bombas centrífugas es que el caudal ( $Q$ ) y la presión ( $H$ ) que son capaces de generar estas bombas son interdependientes entre sí.

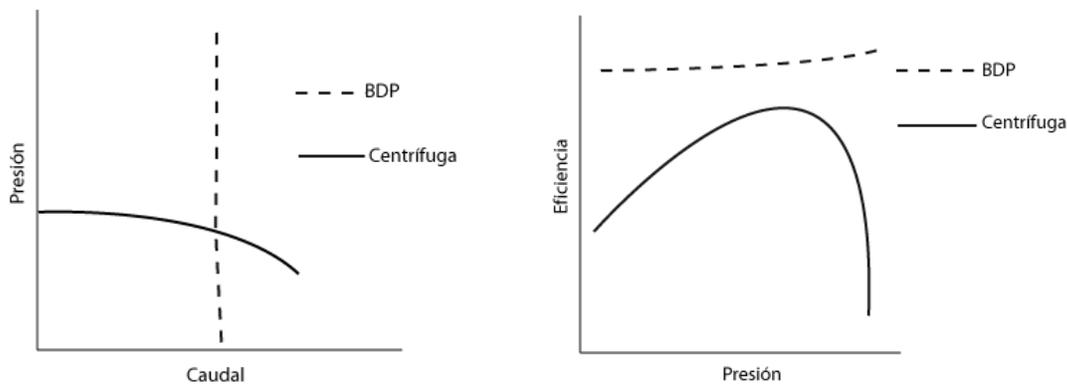
Pueden subdividirse en grupos dependiendo de la orientación de su eje: horizontal o vertical. Las de eje horizontal son las más utilizadas para la mayoría de las aplicaciones; las de eje vertical se utilizan principalmente para extraer fluido desde pozos, piscinas o estanques emplazados bajo el nivel de suelo.

<sup>35</sup> Según SAVE 2001, las bombas centrífugas representaron el 73% de las bombas vendidas en el mercado de la Unión Europea.

**Bombas de Desplazamiento Positivo (BDP):** El funcionamiento de estas bombas es de carácter hidrostático. El fluido es impulsado por la presión que generan las paredes de la cámara, al disminuir el volumen de ésta. Una característica que diferencia estas bombas de las centrífugas es que el caudal que entregan no depende de la presión en la línea de descarga, sólo de la cantidad de revoluciones por minuto del sistema. Por esta razón, este tipo de bombas son muy utilizadas en procesos donde el control del caudal de fluido es de alta importancia. Éste tipo de bombas puede clasificarse según el movimiento del mecanismo que impulsa el fluido en:

- Bombas reciprocantes
- Bombas rotativas

Las figuras siguientes muestran las distintas relaciones que existen entre caudal, presión y eficiencia en bombas centrífugas y bombas de desplazamiento positivo.



**Figura 15.2:** Izquierda: variación de la presión (H) respecto al caudal (Q) en BDP y bombas centrífugas. Derecha: variación de la eficiencia de la bomba ( $\eta$ ) respecto a la presión (H) en BDP y bombas centrífugas.

Fuente: [www.pumpschool.com](http://www.pumpschool.com)

De la figura anterior se aprecia que la eficiencia de las BDP no varía sustancialmente con la altura y por ende, tampoco con el caudal.

Las bombas de desplazamiento positivo son generalmente más eficientes que las centrífugas, pero el mayor costo de inversión y de mantenimiento hace que sean utilizadas sólo en aplicaciones donde presentan ventajas técnicas sobre las bombas centrífugas. Por esto, el presente capítulo se centrará en las bombas centrífugas.

### 15.2.2 SISTEMAS DE VENTILACIÓN Y CLASIFICACIÓN

Un sistema de ventilación está constituido principalmente por la succión, el o los ventiladores, los ductos de descarga y distribución. Además, en cada sección del sistema pueden instalarse accesorios tales como dampers de control, instrumentación, filtros, etc.

A diferencia de los sistemas de bombeo, en los sistemas de ventilación la presión a levantar por el sistema no depende de manera importante de las diferencias de cota, por lo que las pérdidas de carga debida a los ductos y accesorios cobran mayor importancia en la definición del consumo de energía del sistema.

Los dos principales tipos de ventiladores, clasificados según la dirección de impulsión del aire son:

**Ventiladores centrífugos:** En estos ventiladores el aire cambia dos veces de dirección, una a la entrada del ventilador y una al salir de éste. Su forma es similar a la de una bomba centrífuga. Éste tipo de ventiladores se diferencian por la forma de sus aspas, que pueden ser inclinadas o curvadas hacia adelante, radiales o inclinadas o curvadas hacia atrás, siendo estos últimos los que presentan mayores eficiencias. Además, pueden presentarse con aspas lisas (plancha de metal recta o curvada) o con aspas con perfil aerodinámico (*airfoil*). Estos últimos son más caros, pero alcanzan mayores eficiencias que sus similares de aspas lisas.

**Ventiladores Axiales:** En este tipo de ventilador el aire no cambia de dirección, y se pueden subdividir en tubo axiales, vano axiales y tipo propulsor. Entre estos tipos de ventiladores los de vano axial son los que presentan mayores eficiencias de operación.

Los ventiladores, al igual que las bombas, pueden ser caracterizados por sus curvas características, que si bien no son iguales a las de las bombas, se asemejan bastante en la zona útil del equipo, tal como se aprecia en la figura siguiente.

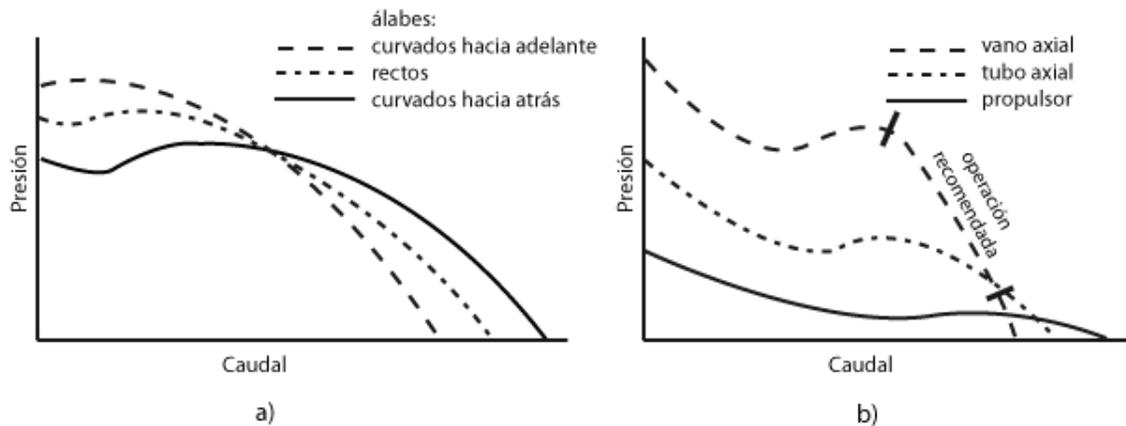


Figura 15.3: Curvas de distintos tipos de ventiladores: a) centrífugos. b) axiales.

### 15.2.3 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE BOMBEO Y VENTILACIÓN

Dada la similitud de la operación de ventiladores y bombas, sus consumos de energía y fuentes de ineficiencias son tratadas conjuntamente, señalándose cuando existen diferencias entre ambos y recalándose cuando alguna afecta de mayor manera a uno en particular.

La energía útil de estos sistemas, de manera muy general, corresponde al producto entre el caudal del fluido que mueve y la presión proporcionada al fluido, considerando que en el caso del bombeo se mueve un fluido incompresible y en el caso de la ventilación se mueve un fluido compresible.

El consumo de energía del sistema corresponde a la electricidad que consume el motor eléctrico que acciona la bomba o el ventilador.

Por lo tanto, la eficiencia del conjunto motor-bomba y motor-ventilador queda determinada por la siguiente ecuación general:

$$Eficiencia[\%] = \frac{Energía\ útil\ [kW]}{Consumo\ electricidad[kW]} \cdot 100\%$$

Dicha eficiencia puede dividirse en dos componentes: la eficiencia del motor eléctrico y la eficiencia de la bomba o ventilador propiamente tal. En el caso de una bomba, la ecuación respectiva es la siguiente:

$$Eficiencia_{motor-bomba}[\%] = Eficiencia_{motor}[\%] \cdot Eficiencia_{bomba}[\%]$$

A su vez, la eficiencia del motor eléctrico y la bomba propiamente tal se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$Eficiencia_{motor}[\%] = \frac{Potencia\ mecánica\ motor[kW]}{Consumo\ eléctrico[kW]} \cdot 100\%$$

$$Eficiencia_{bomba}[\%] = \frac{\gamma \left[ \frac{N}{m^3} \right] \cdot Q \left[ \frac{m^3}{s} \right] \cdot H[m]}{Potencia\ mecánica\ motor[kW]} \cdot 100\%$$

Dónde,

- $\gamma$  es el peso específico del fluido (densidad por la aceleración de gravedad).
- $Q$  es el caudal volumétrico.
- $H$  es la presión que levanta la bomba (expresada en unidades de altura).

Por lo tanto:

$$Eficiencia_{motor-bomba}[\%] = \frac{\gamma \left[ \frac{N}{m^3} \right] \cdot Q \left[ \frac{m^3}{s} \right] \cdot H[m]}{Consumo\ eléctrico[kW]} \cdot 100\%$$

La eficiencia de una bomba o un ventilador debe ser evaluada en su punto de operación, es decir, para el caudal movido y la presión proporcionada al fluido. Sin embargo, muchas veces es difícil evaluar el punto de operación del sistema y/o el factor de carga de los equipos, lo que hace complicado evaluar el consumo y eficiencia de bombas y ventiladores. Según UNEP 2001, las principales barreras para esta evaluación son:

- **Ausencia de datos específicos del equipo:** Algunas industrias no guardan la documentación original de los equipos que contiene las curvas características de potencia, eficiencia, caudal, etc.; a veces las placas de los motores eléctricos son ilegibles.
- **Calibración defectuosa de sensores de presión:** Muchas veces los sensores de presión instalados en la succión y descarga del equipo no se encuentran bien mantenidos o bien calibrados, lo que lleva a estimaciones erróneas del caudal o del punto de funcionamiento de la bomba.
- **Dificultad en la medición del flujo:** Muchas veces no existe instrumental instalado para medir el flujo real que impulsa el sistema en las condiciones de operación. La forma más rápida y precisa para medir el flujo es con un medidor de caudal ultrasónico u otro tipo de instrumento, instalado de manera externa a la cañería. En el caso de ventiladores la medición se puede realizar con un tubo pitot o un anemómetro rotatorio. También se pueden utilizar métodos de cálculo basados en el tipo de fluido, presión y características del piping o ductería para estimar el flujo. Sin embargo, estos métodos no siempre entregan resultados exactos. Otra forma es medir el tiempo de llenado

de un tanque (caso aplicable para las bombas), sin embargo este método se limita a impulsiones con una bomba y con el desagüe del estanque cerrado.

#### 15.2.4 EFECTO DEL SOBREDIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA EN SU EFICIENCIA ENERGÉTICA

Dado que muchas veces las bombas y ventiladores deben ser capaces de entregar caudales variables, se sobredimensiona el equipo y luego se aplica alguna estrategia de regulación para cumplir con el caudal requerido. Por un lado, es justificable que el sistema deba responder adecuadamente ante variaciones en las condiciones de operación del proceso, sin embargo, no es deseable el sobredimensionamiento de los sistemas para sistemas relativamente estables justificado por posibles condiciones futuras de operación, ya que el sobredimensionamiento es una de las principales fuentes de ineficiencia energética.

Al analizar un sistema existente, es necesario identificar si existen diferencias importantes entre los requerimientos del proceso y las características de diseño del sistema. Si se advierte sobredimensionamiento, cobra importancia el método de control utilizado, este puede ser:

- Recirculación/by-pass
- Válvula de estrangulamiento
- Marcha/paro u on/off
- Variación de la velocidad (mediante variador de frecuencia - VDF).
- Equipos en paralelo.

Cada uno de estas configuraciones tiene un efecto distinto en consumo energético, como puede apreciarse en la figura siguiente:

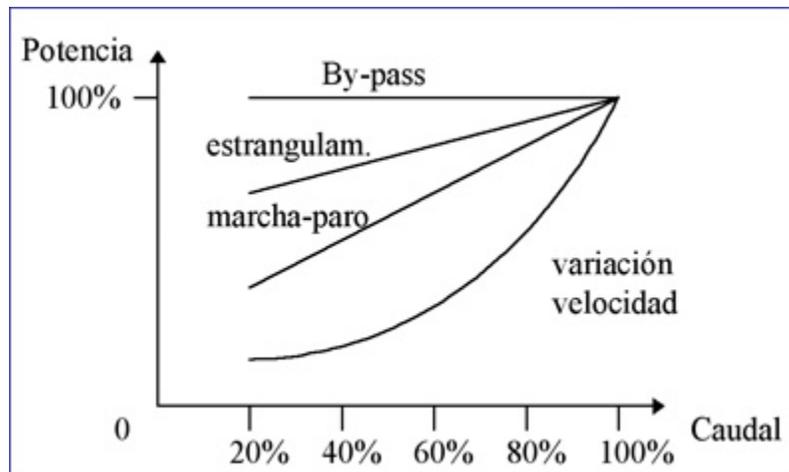


Figura 15.4: Consumo energético asociado a las distintas estrategias de control utilizadas en la industria.

En la figura se observa que la opción energéticamente más eficiente para un sistema de caudal variable es el uso de variadores de frecuencia; la razón de ello es que, si bien existe una relación lineal entre el caudal y la velocidad del equipo, la potencia consumida está en relación cúbica con la velocidad.

En efecto, las relaciones de similitud aplicables a bombas centrífugas y ventiladores son las que se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 15.1: Leyes de semejanza de bombas y ventiladores.

Leyes de semejanza para bombas	Leyes de semejanza para ventiladores
$\frac{Q_1}{Q_2} \propto \frac{N_1}{N_2} \cdot \frac{D_1}{D_2}$	$\frac{Q_1}{Q_2} \propto \frac{N_1}{N_2} \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^3$
$\frac{H_1}{H_2} \propto \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2$	$\frac{H_1}{H_2} \propto \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2$
$\frac{P_1}{P_2} \propto \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3 \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^3$	$\frac{P_1}{P_2} \propto \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3 \cdot \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^5$

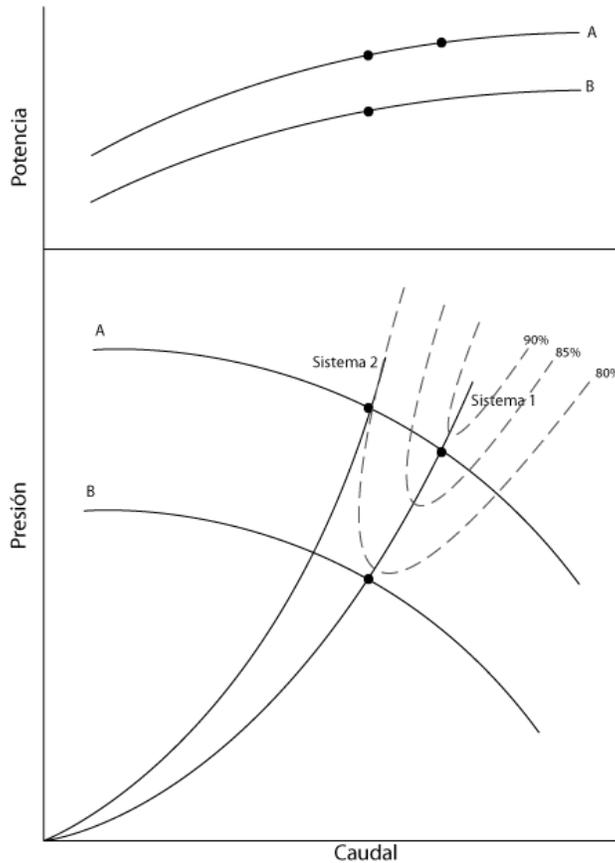
Otras estrategias de control de flujo obligan al equipo a operar gran parte del tiempo fuera del punto de óptimo de operación, disminuyendo evidentemente su eficiencia, aumentando el consumo y en algunos casos causando desgaste prematuro en el equipo.

La siguiente figura ilustra el efecto del uso de una válvula de estrangulamiento y un variador de frecuencia para ajustar el caudal entregado por la bomba. El gráfico superior de la figura corresponde a la curva de operación de la bomba potencia v/s caudal, la curva A corresponde a la operación con válvula de estrangulamiento y la B con variador de frecuencia; el gráfico inferior de la figura ilustra presión v/s caudal, en él están las curvas de operación de la bomba A y B y dos curvas de operación del sistema (Sistema 1 y Sistema 2) y también incluye curvas punteadas que representan curvas de eficiencia constante de la bomba. La intersección de la curva de operación de la bomba con la curva de operación del sistema, en el gráfico inferior de la figura, corresponde al punto de operación resultante para el sistema.

En la figura, originalmente una bomba de curva característica A opera en el Sistema 1 y se requiere disminuir el caudal; el cierre de una válvula de estrangulamiento en la descarga de la bomba modifica la curva de operación del sistema, el cual pasa a comportarse como el Sistema 2, disminuyendo la eficiencia de la bomba. Si en vez de operar con la curva A para lograr el caudal requerido, se dejara abierta la válvula de estrangulamiento (Sistema 1) y se utilizara un variador de frecuencia (VDF)<sup>36</sup>, la curva de la bomba cambia, corresponde a la curva B de la figura, el sistema sigue como Sistema 1 y la potencia consumida disminuye, para el caudal requerido.

La curva de operación de la bomba también puede modificarse reduciendo el tamaño del rodete (maquinado), pero debe considerarse que esta solución no es reversible y por lo general se realiza máximo hasta un 70% del diámetro original.

<sup>36</sup> Los variadores de frecuencia, sus ventajas y aplicaciones son analizados en detalle en el capítulo 13 de este documento.



**Figura 15.5: Curvas de distintos sistemas y distintas bombas**  
 Fuente: elaboración propia.

En sistemas donde la presión estática del sistema no es muy importante en relación a las pérdidas de carga, la eficiencia del equipo es esencialmente independiente de la velocidad<sup>37</sup>, por lo que el uso de VDF es altamente recomendado para lograr operar la bomba en un punto de operación de mayor eficiencia. Sin embargo, en sistemas donde la presión estática es importante, se debe tener cuidado con las reducciones de velocidad, ya que pequeños cambios pueden afectar drásticamente el funcionamiento y eficiencia del equipo, por lo que el uso de VDF podría estar restringido para aplicaciones de este tipo.

En ventiladores, además de los variadores de frecuencia, la variación de la velocidad de operación se puede realizar mediante cambios de correas y de poleas motrices. También se puede variar el flujo al utilizar álabes distribuidores de ángulo variable en la succión del ventilador; esta solución, si bien es menos eficiente que el control de la velocidad del equipo con VDF, es menos costosa y además es más eficiente que usar dampers en la descarga del ventilador (opción análoga a la válvula de estrangulamiento en bombas).

Otra forma de controlar el caudal es utilizar varias bombas o ventiladores en paralelo. De ésta forma, haciendo funcionar algunos equipos y deteniendo otros se puede regular de manera discreta el caudal, operando cada equipo en puntos cercanos al de mayor eficiencia.

<sup>37</sup> Según BEE 2006, reducciones de velocidad de un 50% resultan en pérdidas de eficiencias de 1% a 2%.

### 15.2.5 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA

Además de ajustar las capacidades del sistema a los requerimientos, es necesario reducir al máximo las ineficiencias existentes. Las fuentes de ineficiencia o pérdidas de energía en estos sistemas son:

- El conjunto bomba/ventilador-trasmisión-motor, al cual se hará referencia como “equipos”
- El diseño del sistema propiamente tal: trazado del piping, diámetros o secciones, fittings, ductos, válvulas, singularidades, etc.

#### 15.2.5.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EQUIPOS Y OPCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Del conjunto formado por la bomba o ventilador, la transmisión (de existir) y el motor eléctrico, el equipo de menor eficiencia es normalmente la bomba o el ventilador, por lo que es en estos equipos donde se pueden obtener las mayores mejoras.

Las **ineficiencias de la bomba o ventilador** propiamente tal provienen de:

- a) El roce que se produce entre el fluido y las partes internas del equipo, el cual, aumenta la entropía del fluido debido al roce, impidiendo que toda la energía mecánica sea transferida al fluido como energía mecánica propiamente tal.
- b) Los cambios de dirección del fluido al interior de la carcasa (pérdidas hidráulicas, son más importantes en bombas).
- c) El porcentaje de fluido que se devuelve hacia la zona de menor presión en la entrada del equipo (pérdidas volumétricas, más relevantes en ventiladores).
- d) Todas las partes móviles de las bombas están montadas sobre bujes o rodamientos, los cuales con el tiempo sufren desgaste, aumentando las pérdidas mecánicas por fricción.

Los tres primeros factores quedan determinados por el diseño del equipo y la opción para minimizar estas ineficiencias es seleccionar equipos de mayor eficiencia energética con mejor diseño.

Las **ineficiencias del motor eléctrico** son tratadas de manera exhaustiva en el capítulo de motores eléctricos de este documento.

Los **sistemas de transmisión** tienen pérdidas mecánicas debidas al roce: las cajas de engranajes tienen roce entre las partes y los sistemas de correas pueden deslizar, perdiéndose parte de la potencia transmitida por el motor. Este tipo de pérdidas son aplicables tanto a bombas como a ventiladores y están relacionadas a la falta de mantención rigurosa, problemas de montaje y envejecimiento de los sistemas. Se recomienda, cuando es posible, el recambio de las correas tradicionales en V por correas planas de alta eficiencia o por correas dentadas.

Tanto las pérdidas de energía friccionales de los bujes y rodamientos, como las de los sistemas de transmisión y de sello de las bombas y ventiladores pueden ser reducidas si existe un correcto mantenimiento de los equipos y sus partes. Como ejemplo, existen casos en que el deterioro en los anillos de desgaste impulsor-carcasa en grandes bombas centrífugas en servicio de abastecimiento de agua generan pérdidas del orden de un 5% en la eficiencia durante los primeros 5 años de operación, y en general, una bomba para agua

puede perder entre un 10% y un 15% de su eficiencia durante los primeros 10 años por falta de una correcta mantención.<sup>38</sup>

#### 15.2.5.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA Y OPCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Este tipo de ineficiencias no están relacionadas directamente con la bomba o ventilador como equipo, sino que con el sistema como conjunto. Este tipo de pérdidas energéticas son producidas debido las pérdidas de carga en el piping o ductería. La existencia de pérdidas de esta clase es inevitable (pero puede minimizarse), ya que provienen del roce del fluido y de los cambios de dirección de éste.

Las pérdidas friccionales son proporcionales al cuadrado del caudal transportado y son inversamente proporcionales a la quinta potencia del diámetro de las tuberías/ductos, por lo tanto, pueden reducirse considerablemente si se consideran cañerías de mayor diámetro y menor rugosidad interior, y si se realiza un diseño del trazado con menos cambios de dirección o con cambios menos abruptos.

En ventiladores, además de lo anterior, se suelen producir pérdidas debido a la filtración de aire a través de los ductos de ventilación, los que deben ser bien sellados para evitar este tipo de pérdidas.

Muchos sistemas de ventilación contienen filtros en los ductos de succión de aire. Estos filtros introducen una caída de presión al sistema, la cual se ve incrementada en la medida que el filtro capta partículas y se va ensuciando. Por esta razón, estos filtros deben ser limpiados o reemplazados periódicamente, de acuerdo a la información del fabricante o a mediciones que realice la empresa.

**En el capítulo Ejemplo de equipos accionados por motores eléctricos y evaluación económica: pérdidas en un sistema de bombeo, del documento Ejemplos prácticos se presenta el análisis de un sistema de bombeo.**

### 15.3 AIRE COMPRIMIDO

Un compresor es un equipo que transforma la energía mecánica entregada por un motor eléctrico en presión para desplazar un fluido compresible como gases o vapores. Los compresores son ampliamente usados en la industria, entre las aplicaciones de compresores de aire está la operación de máquinas y herramientas, perforación, pintura, transporte neumático, procesamiento de comida, operación de instrumentación, entre otras. Los compresores de gas son ampliamente usados en refrigeración, aire acondicionado, calefacción, transporte de gas natural, cracking catalítico, polimerización entre otros procesos químicos.

La figura siguiente ilustra una red de aire comprimido:

<sup>38</sup> SAVE 2001

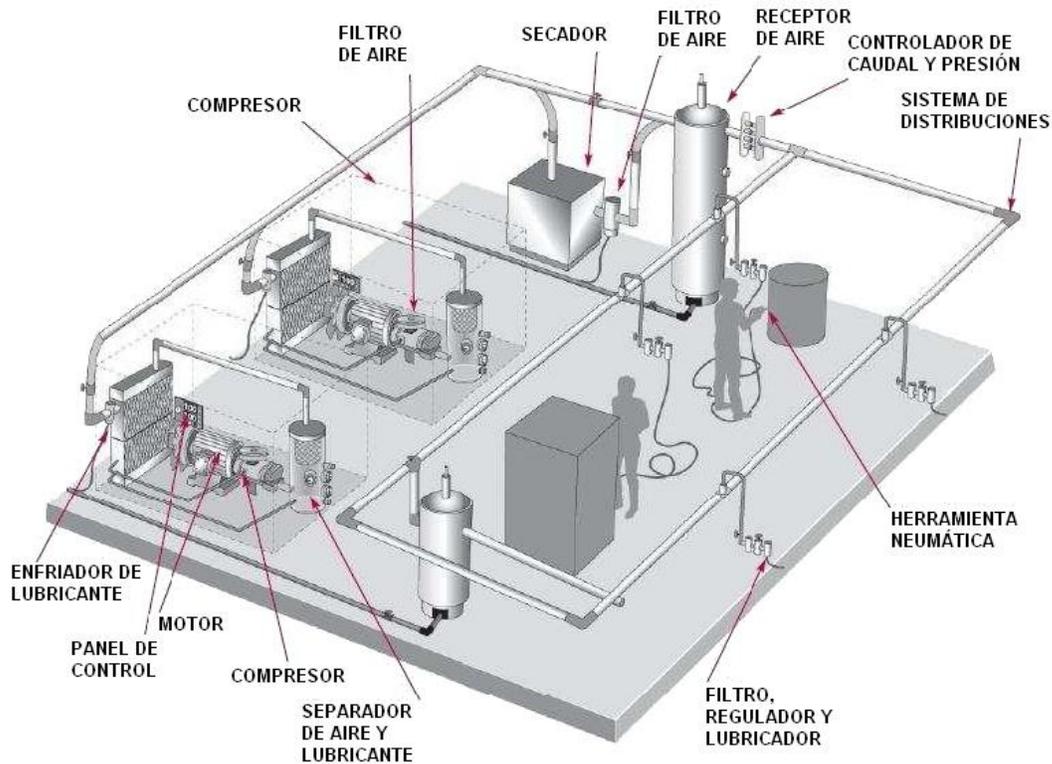


Figura 15.6: Esquema de una red de aire comprimido

Fuente: Guía de Asistencia Técnica de EE en Sistemas Motrices, [www.sistemasmotrices.cl](http://www.sistemasmotrices.cl), Programa País Eficiencia Energética 2010

### 15.3.1 TIPOS DE COMPRESORES

Los compresores se clasifican en:

- **Compresores de desplazamiento positivo:** aumentan la presión del fluido reduciendo su volumen. Este tipo de compresores se subdividen a su vez en compresores alternativos y compresores rotativos.
- **Compresores dinámicos:** aumentan la velocidad del fluido, la que es transformada en presión a la salida del equipo. Los compresores dinámicos son fundamentalmente rotativos y se subdividen en compresores axiales y radiales de acuerdo a la dirección del flujo.

### 15.3.2 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

En compresión se usan comúnmente diversos conceptos de eficiencia, mediante el análisis de estos conceptos, es posible determinar y analizar los factores que afectan la eficiencia de compresores y sistemas de aire comprimido. Los conceptos de eficiencia más importantes desde la perspectiva de eficiencia energética son los siguientes:

1. **Eficiencia isentrópica ( $\eta_s$ ):** Relación entre el trabajo isentrópico calculado y el trabajo termodinámico real requerido de un compresor. Refleja las pérdidas por roce entre el fluido y el

mecanismo de compresión; estos producen un aumento de temperatura en el fluido al ser comprimido.

2. **Eficiencia mecánica ( $\eta_m$ ):** Relación entre el trabajo termodinámico requerido por un compresor y la potencia de frenado real requerida. Refleja las pérdidas por fricción, inercia, resistencia aerodinámica y otras pérdidas mecánicas.
3. **Eficiencia volumétrica ( $\eta_v$ ):** Relación entre la capacidad real (volumen total) y el desplazamiento (volumen barrido).

De esta forma, se puede definir la eficiencia global del compresor como:

$$\eta_{compresor} [\%] = \eta_s [\%] \cdot \eta_m [\%] \cdot \eta_v [\%]$$

El siguiente diagrama presenta un balance típico de energía para un sistema de aire comprimido.

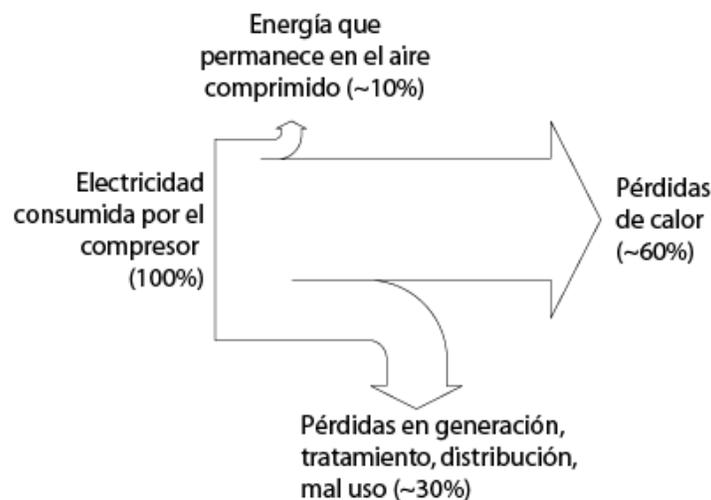


Figura 15.7: Balance de energía en un sistema de aire comprimido.

No obstante, en la práctica, la forma más efectiva de comparar el desempeño de distintos compresores bajo la misma carga de trabajo (incluyendo el motor eléctrico), es el consumo específico por unidad de flujo volumétrico:

$$C_e \left[ \frac{kW_e}{m^3/s} \right] = \frac{\text{Consumo eléctrico motor} [kW]}{\text{Flujo comprimido} \left[ \frac{m^3}{s} \right]}$$

### 15.3.3 ELEMENTOS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE SISTEMAS DE SISTEMAS DE AIRE COMPRIMIDO.

#### Pérdidas en sistema de refrigeración

Los compresores pueden requerir ser refrigerados, para lo que se usa agua o aire. Generalmente este calor no se reutiliza posteriormente por lo que se convierte en la principal fuente de pérdida de energía.

### **Pérdidas por calidad de aire de aspiración.**

Las condiciones del aire a comprimir son una condición de borde del sistema, sin embargo, la compresión resulte más eficiente cuando el aire tiene las siguientes características:

- **Frio:** Se estima que por cada 4°C de aumento de la temperatura del aire en la aspiración el consumo de energía aumenta en un 1%.
- **Limpio:** polvo en el aire de aspiración puede producir desgaste prematuro en las partes móviles y mal funcionamiento de válvulas por abrasión. Para evitar estos efectos se utilizan filtros en el lado de la succión, estos deben mantener baja la pérdida de carga pues se estima que por cada 0.025kg/cm<sup>2</sup> de aumento en la pérdida de carga en la aspiración el rendimiento del equipo se reduce en un 2%.
- **Seco:** El aire húmedo no incide directamente en consumo de energía del compresor, sin embargo su empleo puede ser causa de fugas y daños en los equipos, que con el tiempo disminuyen el rendimiento global del sistema.

### **Pérdidas debidas a la altitud geográfica de operación**

Esta también es una condición de borde determinada por el sitio donde se instala el sistema; pero la altitud geográfica también afecta al rendimiento volumétrico de la compresión: se calcula que a 2000 msnm (metros sobre el nivel del mar) el rendimiento volumétrico de un sistema que comprime a 7bar será un 10% menor respecto de la misma situación a nivel del mar.

### **Pérdidas por aumento de la temperatura entre etapas de compresión.**

Una masa de aire a mayor temperatura aumenta su volumen. En compresores multietapas los inter-coolers son dispositivos que se utilizan para reducir el volumen específico del fluido reduciendo la temperatura del fluido antes de que éste entre en la siguiente etapa. De esta manera se reduce el trabajo de compresión y aumenta la eficiencia. Se estima que un aumento de 5,5°C en la temperatura a la entrada de la segunda etapa de compresión produce un aumento de un 2% en el consumo específico del compresor.

Idealmente hay que acercarse lo más posible a una compresión isotérmica, de manera que la temperatura del fluido a la entrada de cada etapa sea la misma. El uso de agua más fría, que permita reducir la temperatura de ingreso a la segunda etapa por debajo de la temperatura de ingreso a la primera etapa podría reducir aún más el consumo específico, sin embargo, esto podría eventualmente producir condensación de la humedad del aire lo que podría ocasionar daños a los equipos.

## **15.3.4 ELEMENTOS OPERATIVOS QUE MEJORAN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE SISTEMAS DE AIRE COMPRIMIDO**

### **Selección de la presión de operación óptima del sistema**

Un compresor opera entre una presión de carga y una presión de descarga, es decir, el compresor levantará presión hasta alcanzar su presión de descarga y volverá a levantar presión solo cuando la presión en el sistema caiga por debajo de la presión de carga.

Un compresor consume más energía mientras mayor sea la presión de trabajo, se estima que la reducción de 1 bar de la presión de trabajo podría reducir el consumo de energía entre un 6% a un 10%. Por lo tanto la presión del aire comprimido debe ser la mínima que satisfaga los requerimientos, ante lo cual, la reducción de presión debe ser analizada cuidadosamente para el buen desempeño del proceso o equipo que funciona con aire comprimido.

### Selección de la correcta estrategia de operación

Un sistema puede ser abastecido por varios compresores de distintos tamaños, capacidades y eficiencias. Por otro lado, los compresores que trabajan con una estrategia de control de carga/descarga pueden consumir en descarga hasta un 30% de la potencia a plena carga, por lo tanto, los más eficientes deben abastecer la demanda base e idealmente un único compresor debe modular su operación para ajustarse a la demanda, mientras los demás operan cerca de su carga nominal. Otra estrategia a ser evaluada es que el compresor con menor consumo a carga parcial sea el que module la carga.

Entre las estrategias de control más usadas están las siguientes

- **Control automático Encendido/Apagado (On/off):** como su nombre lo indica este control enciende o apaga el equipo comandado por un control de presión. Desde el punto de vista energético este control es muy eficiente pues se eliminan las pérdidas fuera de carga.
- **Control automáticos de carga y descarga:** Este control carga el compresor cuando se requiere presión en el sistema y lo descarga al alcanzar los requerimientos. En este tipo de control el motor sigue operando durante la descarga. Energéticamente hablando este tipo de control es menos eficiente pues existe un consumo que puede llegar a ser del 30% del consumo en carga nominal cuando el equipo está en descarga.
- **Control multietapas:** grandes compresores reciprocantes multietapas cuentan generalmente con un control en pasos (0%, 25%, 50%, 75%, 100%). Este control también presenta consumo cuando no hay carga.
- **Control por velocidad variable:** Al igual como con bombas y ventiladores, la carga variable de sistemas de aire comprimido puede ser controlada mediante VDF, lo cual es una forma muy eficiente de realizar el control desde el punto de vista energético.

### Pérdidas en el sistema de distribución por fugas (control y reparación de fugas)

Constituye una de las principales medidas para evitar costos energéticos. Las fugas de aire se pueden presentar en acumuladores de aire, válvulas juntas entre mangueras y tuberías, fitting roscado, equipos y herramientas. Las fugas disminuyen la presión del sistema con el consecuente consumo de energía.

La figura siguiente presenta la cantidad de aire perdido en función del diámetro del orificio equivalente y la presión de operación del sistema.

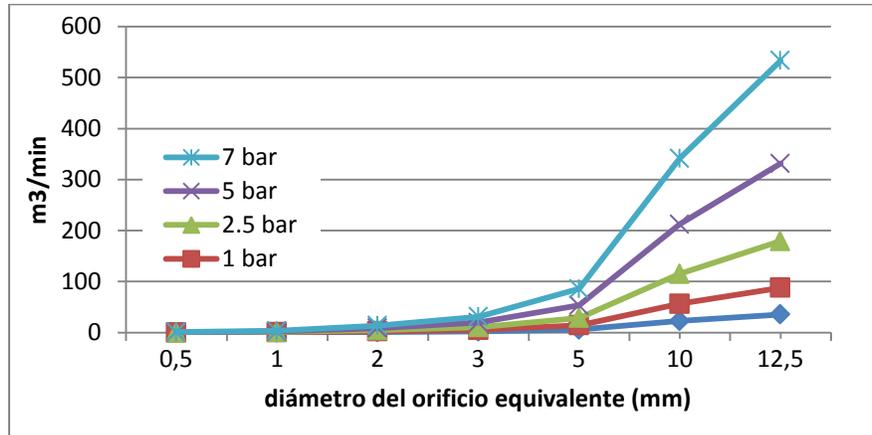


Figura 15.8: Gráficos de la pérdida de aire en sistemas de aire comprimido.

Un procedimiento simple para medir las pérdidas se basa en detectar el tiempo necesario para presurizar el sistema hasta la presión de parada automática del compresor y luego el tiempo que transcurre hasta que el compresor entra en operación nuevamente.

Las pérdidas se calculan como:

$$\text{Pérdida aire} \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] = \frac{Q \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \cdot T [\text{s}]}{(T + t) [\text{s}]}$$

Donde:

- P: Pérdida total del sistema (m<sup>3</sup>/seg)
- Q: Capacidad del compresor (m<sup>3</sup>/seg)
- T: Tiempo en carga (seg)
- t: Tiempo fuera de carga (seg)

## 15.4 CORREAS TRANSPORTADORAS

### 15.4.1 DESCRIPCIÓN

Las correas transportadoras son equipos que permiten transportar material sólido de manera continua. Existen diferentes tipos de equipos que cumplen con esta función, sin embargo, las más utilizadas están constituidas básicamente por las siguientes partes, las cuales se ilustran en la figura siguiente:

1. Correa continua
2. Polea tractora
3. Sistema motriz (motor eléctrico + transmisión)
4. Polines que sustentan y sirven de guía a la correa.

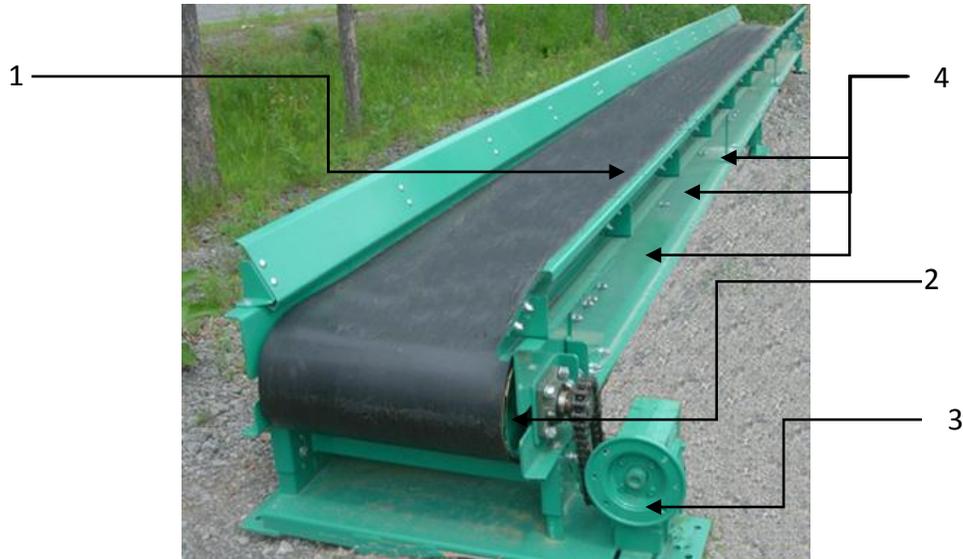


Figura 15.9: Fotografía de una correa transportadora

#### 15.4.2 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE CORREAS TRANSPORTADORAS

La eficiencia energética de una correa transportadora no es un indicador habitual para evaluar su desempeño, sin embargo, podría definirse como energía útil de la correa, la energía cinética y potencial gravitatoria transmitida a la carga transportada y como energía aportada al sistema el consumo de electricidad de los motores que mueven la correa. La ecuación asociada tendría la siguiente forma:

$$\eta_{\text{correa}}[\%] = \frac{\text{carga}[\frac{\text{kg}}{\text{s}}] \cdot \left( \frac{1}{2} \left( v[\frac{\text{m}}{\text{s}}] \right)^2 + 9,8[\frac{\text{m}}{\text{s}^2}] \cdot H[\text{m}] \right)}{\text{Consumo motores}[\text{kW}]} \cdot 100\%$$

Donde:

- $v$  es la velocidad de la correa (m/s), determina la energía cinética
- $H$  es la elevación de la correa (m) o diferencia de cota entre sus extremos inferior y superior, determina la energía potencial gravitatoria.
- $9,8 \text{ m/s}^2$  corresponde a la aceleración de gravedad en la atmósfera (es conocida como  $g$ ).

Esta definición de eficiencia energética debería ser consistente con la estimación de todas las pérdidas de energía del sistema, incluyendo las pérdidas de energía de los motores, es decir:

$$\text{Pérdidas}_{\text{correa}}[\%] = \sum_i \frac{\text{Pérdidas}_i[\text{kW}]}{\text{Consumo motores}[\text{kW}]} = 100\% - \eta_{\text{correa}}[\%]$$

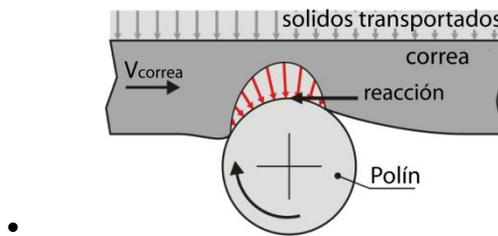
### 15.4.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CORREAS TRANSPORTADORAS

Las principales pérdidas de energía que ocurren en una correa se deben a<sup>39</sup>:

- Resistencia de giro de los polines.
- Desalineamientos.
- Indentación de los polines en la correa.
- Deflexión de la correa y del material transportado en el espacio entre polines

Las pérdidas en los polines son ocasionadas por los fallas en los rodamientos y desalineamiento. Generalmente estas fallas están relacionadas a la falta de mantenimiento correcto de los polines.

Las pérdidas de energía por indentación del polín en la correa se ilustra en la figura siguiente:



• **Figura 15.10: Fenómeno de indentación del polín en la correa.**

Como puede apreciarse en la figura siguiente, las pérdidas debidas a la interacción de las correas con los polines son las más importantes (indentación, deflexión de la correa y la carga entre polines), y entre ellas, destaca la pérdida debido a la indentación. La figura siguiente muestra la importancia relativa de los elementos que inciden en el consumo de energía de correas transportadoras de distintas configuraciones (largo y altura de elevación de la carga): correas al interior de plantas (in plant, por ende “más pequeñas”), correas planas (overland) y correas de alta pendiente; la figura incluye el largo y elevación de cada configuración considerada.

<sup>39</sup> Alsbaugh 2004

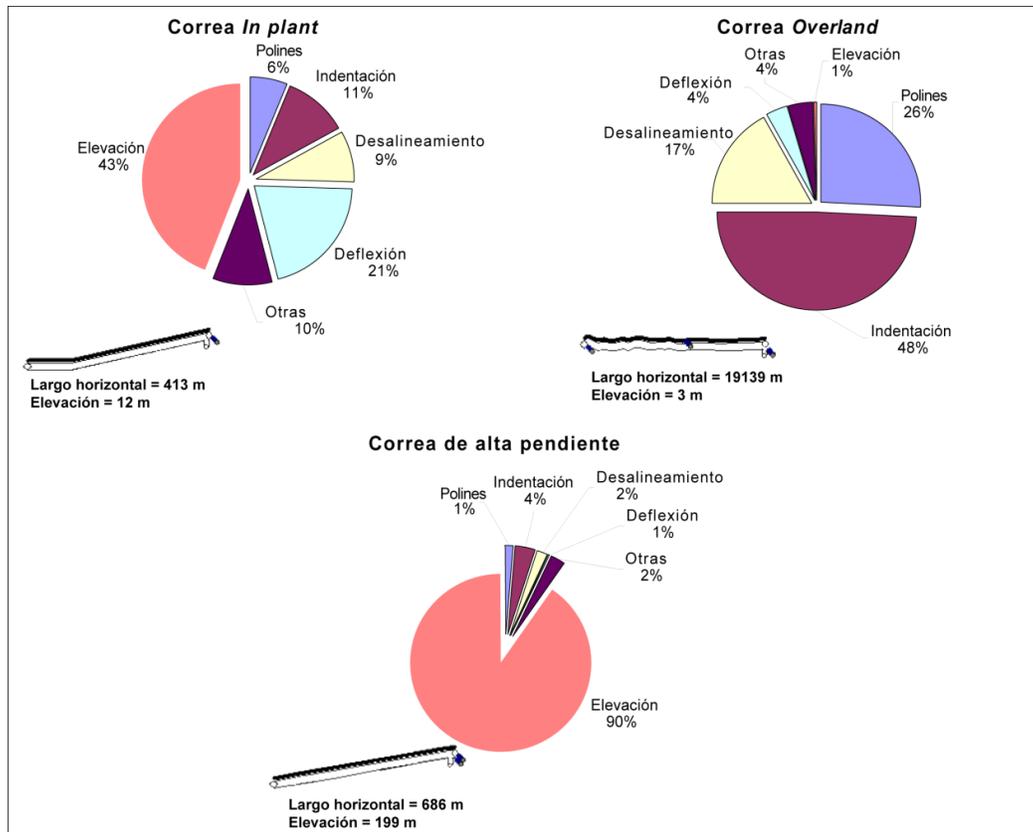


Figura 15.11: Importancia relativa de los requerimientos de potencia en distintos tipos de correas.

Fuente: Lewies 2005

En correas de alta y mediana pendiente, el componente de la potencia que se destina a elevar el material es primordial, por lo que las disminuciones de las pérdidas antes mencionadas no es muy relevante en el consumo, sin embargo, en correas *overland*, el control de estas pérdidas toma una relevancia primordial.

#### 15.4.4 OPCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CORREAS TRANSPORTADORAS

Para minimizar estas pérdidas se han diseñado nuevos sistemas de polines<sup>40</sup> y se ha estudiado y mejorado la calidad de los compuestos de las correas<sup>41</sup>. No obstante las altas reducciones de consumo de energía que se pueden obtener con estas mejoras en el diseño de componentes de las correas, ellas pueden ser aplicadas principalmente durante el proceso de diseño y especificación técnica del sistema, y es muy improbable que estas mejoras puedan ser incorporadas luego de que la planta haya entrado en funcionamiento; en correas en funcionamiento, las opciones de eficiencia energética comprenden mejorar los programas de mantenimiento e incorporación de sistemas de medición y control de operación.

Además, como cualquier máquina movida por un motor eléctrico, la eficiencia de una correa transportadora depende en parte importante de la eficiencia del motor y del sistema de transmisión de potencia. Como ya se señaló, la eficiencia en motores eléctricos es tratada en el capítulo respectivo de este documento.

<sup>40</sup> Stephens-Adamson 2002.

<sup>41</sup> Goodyear 2000.

El sistema de transmisión de potencia puede ser una caja de engranajes o correa dentada para correas de menor potencia. Las ineficiencias en estos elementos suelen deberse a mantenimiento deficiente de bujes y rodamientos, así como a tensión incorrecta en la correa de transmisión.

Muchas veces, las correas transportadoras no llevan un flujo constante de material, e incluso hay lapsos que operan sin carga alguna. Evitar el funcionamiento sin carga es primordial, por lo que deben instalarse instrumentos como pesómetros que midan el flujo y permitan detener el funcionamiento de la correa si el flujo es demasiado bajo, haciendo que esta opere en proceso discontinuo (*batch*)<sup>42</sup>. Adicionalmente, el uso de VDF permite regular de manera continua la velocidad del motor, permitiendo que éste opere siempre en su punto de máxima eficiencia<sup>43</sup>.

Una opción de eficiencia energética utilizada para disminuir el consumo de sistemas en que hay correas que transportan material en bajada es instalar sistemas regenerativos que aprovechan la energía de la correa al bajar el material. En este caso la correa deja de ser un consumidor de energía y se transforma en una fuente de ésta.

La gestión del funcionamiento de la correa en función de la demanda de carga es un punto de especial atención en toda auditoría energética, ya que mediante este tipo de análisis y la incorporación de algunos instrumentos de medición y control se pueden lograr importantes mejoras en la eficiencia energética y productividad de los sistemas de correas transportadoras, sobre todo en correas instaladas al interior de plantas de procesos.<sup>44</sup>

**En el capítulo Ejemplo de motores eléctricos y variadores de frecuencia del documento Ejemplos prácticos se presenta el análisis de una correa transportadora que opera a carga variable, enfocando el análisis desde la perspectiva de la ingeniería eléctrica.**

## 15.5 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) El sistema de bombeo conformado por 2 bombas en paralelo más una stand-by, bombea 500 m<sup>3</sup>/h a un estanque en altura de 1000 m<sup>3</sup> de capacidad ubicado dentro de la misma planta industrial. La descarga del estanque es gravitacional a razón de 350 m<sup>3</sup>/h, por lo que el estanque se llena en unas 6 a 7 horas, lo que obliga a detener las bombas cada cierto tiempo (el estanque cuenta con un indicador de nivel que detiene automáticamente las bombas). El sistema lleva funcionando más de 10 años sin mayores modificaciones, pero las repetidas partidas y paradas hacen que se produzcan fallas constantemente. Por esta razón, el encargado de mantenimiento decide instalar una válvula de control cerca de la descarga de las bombas. ¿A priori, que medidas alternativas propondría para solucionar el problema? Justifique brevemente su elección.
  - a) Instalar un VDF para los motores de las bombas.
  - b) Instalar partidores suaves.**
  - c) Instalar un estanque de mayor capacidad para evitar las detenciones reiteradas.
  - d) Todas las anteriores.

<sup>42</sup> En este caso se debe estudiar la incorporación de partidores suaves al sistema.

<sup>43</sup> El principio de operación y la aplicabilidad de los VDF son tratados en el capítulo 13 del presente documento.

<sup>44</sup> Lewies 2005.

Justificación: No parece conveniente instalar un variador de frecuencia en un motor de más de 10 años que ha sufrido reiteradas partidas directas. Instalar un estanque de mayor capacidad puede ser complejo, principalmente por el largo tiempo de intervención y el limitado espacio que suelen tener las plantas industriales.

2) En una planta hay una correa de las siguientes características:

- Largo horizontal: 90 m.
- Altura de elevación: 15 m.
- Ancho de correa: 24".
- Caudal másico nominal: 315 ton/h.
- Velocidad de la correa: 2,0 m/s.
- Densidad aparente del producto transportado: 1600 kg/m<sup>3</sup>.
- Peso de la correa: 8,2 kg/m.
- Peso del material en la correa: 40 kg/m

Si la demanda de material disminuye en 1/3 de la original, calcule el ahorro anual que puede lograrse al utilizar un VDF. Suponga que las labores se detienen durante una hora todos los días (horario de colación), pero la correa sigue funcionando. Calcule el ahorro energético que puede lograrse si la correa se detuviese durante esta hora. Calcule utilizando la siguiente ecuación simplificada:<sup>45</sup>

$$P = [(M_c + M_m) \cdot C_r + M_m \cdot \text{sen}(\alpha)] \cdot 1,25 \cdot V_c \cdot g$$

Donde,

- $M_c$  : peso de la correa por unidad de longitud. [kg/m]
- $M_m$  : peso del material transportado en la correa por unidad de longitud kg/m. [kg/m]
- $C_r$  : coeficiente de fricción que considera todos las pérdidas en la rodadura de los polines, el contacto con éstos, la alimentación, etc. Se asume = 0,08 en este caso.
- $\alpha$  : ángulo de inclinación de la correa. ( $\alpha = 9,5^\circ$ )
- $V_c$  : velocidad de la correa.
- $g$  : aceleración de gravedad. ( $g = 9,8 \text{ m/s}^2$ )

## 15.6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [2] SAVE 2001: European Comission, "Study on improving the energy efficiency of pumps", Estudio en el marco del programa SAVE (2001).
- [3] UNEP 2006: United Nation Environment Programme, "Energy Efficiency Guide for Industry in Asia" (2006).
- [4] FMA 2006: Fan Manufacturers Association, "Fan Efficiency - Guidance from the Fan Manufacturers Association", FMA guidance note 4, [www.feta.co.uk/fma/index.htm](http://www.feta.co.uk/fma/index.htm).

<sup>45</sup> El cálculo de correas debe realizarse de acuerdo a normas como la DIN 22101 o el manual de diseño CEMA. Se presenta una versión simplificada que omite varios valores y que se presenta en este apunte sólo con carácter evaluativo.

- [5] BEE 2006: Bureau of Energy Efficiency, “Energy Performance Assessment for Equipment and Utility Systems”, [www.em-ea.org](http://www.em-ea.org).
- [6] Pumpschool 2007: [www.pumpschool.com](http://www.pumpschool.com), “Efficiency and Life-Cycle-Cost Calculation” (2007).
- [7] HI 2001: Hydraulic Institute, Europump, U.S. Department of Energy’s Office of Industrial Technologies, “Pump Life Cycle Costs: A Guide to LCC Analysis for Pumping Systems” (2001).
- [8] Fan Handbook 1997: Frank P. Bleier, “Fan Handbook: Selection, Application and Design”, McGraw Hill (1997).
- [9] Goodyear 2000: David Gallagher, “Low Rolling Resistance for Conveyor Belts”, Goodyear Conveyor Belt Products (2000).
- [10] Stephens-Adamson 2002: Allan G. Tapp, “Energy Saving Belt Conveyor Idlers”, Stephens-Adamson Belt Conveying Components (2002).
- [11] Alspaugh 2004: M. A. Alspaugh, “Latest Developments in Belt Conveyor Technology”, Overland Conveyor Co., Inc. (2004).
- [12] Lewies 2005: Dirk Johannes Lewies Marx, “Energy Audit Methodology for Belt Conveyors”, Faculty of Engineering, Built Environment & Information Technology, University of Pretoria (2005).
- [13] Kropf-Eilers 2009: Adolfo Kropf-Eilers, “Energy-Optimized Belt Conveyors – Development, Testing Methods and Field Measurements”, Continental A.G., CONTITECH-Conveyor Belt Group (2009).
- [14] W. G. Sullivan, “Engineering. Economy”, Prentice Hall, 2008.
- [15] “Manual para la Gestión de la Energía en la Industria Metal-Mecánica, CNE”, 2009.
- [16] Graham, 2001: Graham, J.; Harvey, C.: “The theory and practice of corporate finance: evidence from the field”. *Journal of Financial Economics*, Nº 60, 2001, pp 187-243.
- [17] Técnicas energéticas en la Industria. Libro 3. IDEA, 1980
- [18] Compressed air manual, 7th ed. Atlas Copco, 2010.

## 16 ILUMINACIÓN

### 16.1 TERMINOLOGÍA BÁSICA

**Flujo Luminoso:** Toda fuente de luz se comporta como emisor de radiación electromagnética o flujo energético. El flujo luminoso corresponde a la cantidad de flujo energético, cuya longitud de onda puede ser captada por el ojo humano, por segundo. Unidad de medida: Lumen [lm]

**Intensidad Lumínica:** Indica el flujo luminoso emitido por una fuente de luz hacia un punto determinado, dirección que es definida por el ángulo sólido en que se encuentre dicho punto (en estereorradianes). Unidad de medida: Candela [cd].

**Iluminancia:** Este valor indica la cantidad de flujo luminoso que recibe una superficie por unidad de área. Unidad de medida: Lux [lx].

$$Iluminancia [lx] = \frac{Flujo Luminoso [lm]}{metro cuadrado [m^2]}$$

**Luminancia:** Indica el Brillo de la superficie. Establece la relación existente entre la intensidad luminosa de un objeto y su superficie de acuerdo a como es captada por el ojo humano. Se establecen diferencias entre la luminancia directa, la cual indica la magnitud cuando se mira directamente a una fuente de luz, y la luminancia reflejada, que indica la luz reflejada en una superficie.

$$Luminancia = \frac{Intensidad Luminosa [cd]}{metro cuadrado [m^2]}$$

**Eficiencia Luminosa:** También conocida como Rendimiento Luminoso o Eficacia Lumínica, indica la eficiencia con que la energía eléctrica es transformada en luz y se calcula como el flujo de luz dividido por la potencia consumida. Por definición, este valor no considera las pérdidas de potencia consumida por equipos auxiliares, cifra que debe ser tomada en cuenta al analizar el funcionamiento de la lámpara.

$$Eficiencia Luminosa \left[ \frac{lm}{W} \right] = \frac{Flujo Luminoso [lm]}{Potencia consumida [W]}$$

**Índice de Deslumbramiento (UGR):** Se refiere a un fenómeno que afecta el confort visual sin provocar una disminución de la visión de los trabajadores. Dado que el ojo humano se adapta en forma progresiva a las condiciones de iluminación a las que se encuentra, es difícil, bajo este punto de vista, notar con facilidad posibles defectos de la instalación de iluminación.

Tabla 16.1 Valores asociados al Índice de Deslumbramiento

Denominación	Valor UGR
Imperceptible	10
Apenas perceptible	13
Perceptible	16
Apenas aceptable	19
No aceptable	22
Apenas incómodo	25
Incomodo	28
Apenas intolerable	31

## 16.2 EQUIPOS

### 16.2.1 LÁMPARAS, LUMINARIAS Y AUXILIARES

**Luminaria:** Equipo utilizado para distribuir, filtrar o transformar la luz emitida por una o más lámparas. Las luminarias incluyen todas las partes necesarias para el funcionamiento y protección de las lámparas, exceptuando la lámpara misma.

**Lámpara:** Equipo que produce luz a partir de otra fuente de energía. En el presente capítulo esta fuente siempre será energía eléctrica. Los tipos de lámpara más comunes se encuentran descritos a continuación:

- a) **Lámparas Incandescentes:** Este tipo de lámparas, produce luz al circular un flujo de corriente eléctrica a través de un filamento de wolframio encerrado en una bombilla de vidrio al vacío o relleno con algún gas noble.
- b) **Lámparas reflectantes:** Este tipo de lámparas son por lo general del tipo incandescente, pero cuentan con un espejo reflectante de alta calidad que sigue la forma de la bombilla. El reflector es resistente a la corrosión y mejora la eficiencia lumínica de la lámpara.
- c) **Lámparas de descarga de gas o vapor:** La luz producida por este tipo de lámparas es producida por la excitación de un gas contenido en una ampolla de vidrio con forma tubular o elíptica. Los tipos más comunes de lámpara de descarga son:
  - Lámparas fluorescentes
  - Lámparas fluorescentes compactas
  - Lámparas de vapor de mercurio
  - Lámparas de vapor de sodio
  - Lámparas de halogenuro metálico
- d) **Lámparas LED:** El Diodo Emisor de Luz (LED de sus siglas en inglés) es un semiconductor que transforma electricidad en luz. Cada diodo utiliza corrientes cercanas a 10 mA y su consumo llega a la décima parte de un Watt y su emisión de luz es del tipo direccional.
- e) **Lámparas de Inducción Magnética:** Similares en construcción a las lámparas fluorescentes, no incorporan filamentos ni electrodos en su interior, lo que aumenta la vida útil hasta incluso 100.000 horas. En este tipo de lámparas, la generación de luz se produce al generar una descarga en el gas interior utilizando inducción magnética.

#### Equipos Auxiliares o de Control:

- a) **Balasto (ballast):** Equipo limitador de corriente, utilizado para contrarrestar las características de resistencia negativa que presentan las lámparas de descarga. En el caso de lámparas fluorescentes, permite la acumulación inicial del voltaje requerido para la partida. Actualmente, por razones de eficiencia y reducción del “flickering” o parpadeo de las lámparas, se recomienda la utilización de balastos electrónicos.
- b) **Partidor:** Elementos utilizados para dar partida a las lámparas de vapor a alta presión. Éste permite el flujo de corriente por los filamentos ubicados dentro de la lámpara.

### 16.2.2 CARACTERÍSTICAS DE IMPORTANCIA DE LAS LÁMPARAS Y LUMINARIAS

De acuerdo a su uso y necesidades técnicas, es necesario conocer las siguientes características de la lámpara y luminaria. Notar que en ciertos casos, la luminaria y la lámpara se consideran como una única unidad, lo que le facilita el cumplimiento de los requerimientos de protección y resistencia a los elementos.

**Índice de Reproducción Cromática (Ra):** También conocido como índice IRC o CRI (de sus siglas en inglés), este índice define la capacidad relativa que tiene una fuente de luz para reproducir los colores al ser comparado con el que presentan bajo una luz de referencia. Sus valores varían entre 0 y 100, mientras más alto el valor del CRI, mejor será la reproducción cromática.

Tabla 16.2 Índices de Reproducción Cromática.

Ra	Características
> 90	Excelente reproducción del color
80 – 90	Buena reproducción de color, índice recomendado por normativa europea UNE 12464-1
60 – 80	Existen distorsiones, condiciones no aptas para lugares donde deban permanecer personas por un tiempo continuado.
< 60	No recomendado

**Temperatura del Color:** La temperatura corresponde a la apariencia subjetiva del color tal como lo percibe el observador de la fuente de luz. Unidad de medida: Grados Kelvin [K]

Tabla 16.3 Temperaturas de color.

Tipo de Luz	Temperatura	Tipo de Actividad
Luz Cálida	< 3.300 K	Entornos decorados con tonos claros, tales como: Áreas de descanso, salas de espera, oficinas de reunión, oficinas tipo celda, zonas para usuarios de avanzada edad, áreas de esparcimiento, bajos niveles de iluminación.
Luz Neutra	3.300 K – 5.300 K	Lugares con importante aporte de luz natural, tales como: Tareas visuales de requisitos medios, oficinas tipo colmena, oficinas tipo celda.
Luz Fría	> 5.300 K	Entornos decorados con tonos fríos. Utilizada en lugares tales como: Con altos niveles de iluminación, que requieran enfatizar la impresión técnica, destinados a tareas visuales de alta concentración.

**Índice de Protección (IP):** Existen normas internacionales que definen los grados de protección de cada luminaria, los que quedan definidos por un código IP, al que se le asocia un conjunto de pruebas que la luminaria debe satisfacer.

Tabla 16.4 Índice de protección.

Código IP	Descripción	Aplicación
IP20	Luminarias para interior sólo si no se esperan tasas de contaminación específicas	Oficinas, naves industriales secas y con calefacción, tiendas, centros comerciales
IP21/ IP22	Luminarias interiores protegidas contra goteo y condensación de agua	Naves industriales (sin calefacción) y bajo marquesinas
IP23	Luminarias para interior o exterior	Naves industriales sin calefacción o exteriores
IP43/ IP44	Luminarias protegidas contra objetos sólidos pequeños, contra lluvia y salpicaduras de agua	Alumbrado de calles
IP50	Luminarias para ambientes polvorientos para evitar el rápido ensuciamiento de ellas	Industria alimentaria seca
IP54	Luminarias con protección contra agua	Industria alimentaria, en industrias en las que se generan en las naves polvo y humedad y para el uso de marquesinas.
IP60	Luminarias totalmente estancas al polvo y se utilizan en ambientes muy polvorientos	Industria de la madera, textil, alimentaria
IP65/ IP66	Luminarias estancas a chorros de agua. La posible entrada de humedad no tiene ningún efecto perjudicial sobre la función de la luminaria	Lugares donde se realiza la limpieza con chorros de agua o el ambiente es muy polvoriento
IP67/ IP68	Luminarias adecuadas para la inmersión en agua	Alumbrado subacuático de piscinas y alumbrado de fuentes

### 16.2.3 COMPARACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE LÁMPARAS

De acuerdo a las definiciones presentadas en las secciones anteriores, es posible realizar una comparación de las lámparas consideradas.

Desde el punto de vista energético y económico, es correcto utilizar las categorías consideradas en la tabla siguiente. La eficiencia luminosa, en conjunto con la vida útil promedio de una lámpara, forman parte de la información clave a considerar al momento de dimensionar y calcular los costos y beneficios de un sistema de iluminación eficiente.

Tabla 16.5 Comparación de lámpara

Tipo Categoría	Inducción Interna	Fluorescente	Mercurio de Alta Presión	Sodio de Alta Presión	Haluro metálico	Incandescente	LED
Eficiencia luminosa (lm/W)	70 - 80	25 - 70	30 - 50	90 - 110	85	15	70
Vida útil promedio (horas)	80.000	5.000 - 10.000	3.500 - 6.000	8.000 - 14.000	10.000	500 - 1.000	50.000

En conjunto con la información de la tabla anterior, y con el objetivo de incorporar la calidad de la iluminación al dimensionamiento de un sistema de iluminación, es aconsejable considerar además parte de la información entregada en la tabla siguiente. Estas características permitirán mejorar el confort del personal que opera en el área, permitiendo mejoras en producción y seguridad.

**Tabla 16.6 Comparación cualitativa de lámparas**

Categoría Tipo	Índice de rendimiento de color (Ra)	Tiempo de encendido en frío	Tiempo de Reencendido	Efecto estroboscópico
Inducción Interna	>80	Instantáneo	Instantáneo	No
Fluorescente	50 - 90	<3 segundos	<1 segundo	No siempre
Mercurio de Alta Presión	30 - 40	4 - 10 minutos	10 - 15 minutos	si
Sodio de Alta Presión	<40	4 - 10 minutos	10 - 15 minutos	si
Haluro metálico	65	4 - 10 minutos	10 - 15 minutos	si
Incandescente	>95	Instantáneo	Instantáneo	No siempre
LED	64 - 84	Instantáneo	Instantáneo	No

### 16.3 NORMATIVA VIGENTE Y NIVELES DE ILUMINACIÓN RECOMENDADOS POR TIPO DE ACTIVIDAD/LOCACIÓN.

Actualmente, en Chile se aplica el Decreto Supremo 594: “Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo” (1999). Tal reglamento, en sus artículos 103 al 106, indica los requerimientos de iluminación vigentes para los lugares de trabajo, tal como se presentan a continuación:

- a) Artículo 103: Se entregan referencias para el valor mínimo de iluminación promedio que debe existir en un lugar de trabajo o faena. Informa además que la altura del plano de trabajo es 80 centímetros del suelo para la iluminación general, y que en casos que se requiera una iluminación superior a los 1.000 lux, deberá utilizarse iluminación localizada en conjunto con iluminación general, excluyendo los casos en que por razones del proceso industrial que allí se efectúe, deban permanecer oscurecidos.
- b) Artículo 104: En este artículo se entregan las relaciones mínimas que se deben cumplir entre iluminación general e iluminación localizada en zonas que así lo requieran.

- c) Artículo 105: Se hace referencia a la iluminancia mínima (brillo) que deben tener los trabajos o tareas de acuerdo a la complejidad que estos tengan.
- d) Artículo 106: En este artículo se hace referencia a la relación que debe existir entre la luminancia de un lugar de trabajo y la luminancia de las zonas adyacentes o dentro del campo visual.

La normativa europea vigente sobre Iluminación de Interiores, UNE 12464-1 (2002), e iluminación en instalaciones deportivas, UNE 12193 (2000), presentan un detallado listado de requerimientos de iluminación, determinados de acuerdo al Confort Visual, las Prestaciones Visuales y la Seguridad.

La tabla siguiente, presenta valores mínimos para la Iluminancia mantenida ( $E_m$ , en lux), el valor máximo del Índice de Deslumbramiento Unificado Máximo ( $UGR_L$ ) y el Índice de rendimiento de colores ( $R_a$ ) para algunos sectores y actividades, de acuerdo a la normativa europea vigente.

Tabla 16.7 Normas mínimas de iluminación de acuerdo a norma UNE 12464-1

Nº ref.	Tipo de interior, tarea y actividad	Em lux	UGRL	Ra	Observaciones
<b>ACTIVIDADES INDUSTRIALES Y ARTESANALES</b>					
1.	Agricultura				
1.1	Carga, operaciones con artículos, equipo de manipulación, maquinaria, salas de veterinaria, establos para parir, preparación de alimentos, vaquería y lavado de utensilios	200	25	80	
1.2	Edificios para ganadería	50	-	40	
8.	Fundiciones y colada de metales				
8.1	Fosos y cuevas	50	25	20	- Se deben reconocer los colores de seguridad
8.2	Plataformas	100	25	40	
8.3	Preparación de arena, vestuario, puestos de trabajo en cúpula, mezclador, nave de colada, moldeo en máquina	200	25	80	
8.4	Moldeo a mano, moldeo de núcleos y a presión	300	25	80	
8.5	Construcción de modelos	500	22	80	
<b>ESTABLECIMIENTOS EDUCATIVOS</b>					
2.	Edificios Educativos				
2.1	Aulas, aulas de tutoría	300	19	80	- La iluminación debería ser controlable
2.2	Aulas para clases nocturnas y educación de adultos	500	19	80	- La iluminación debería ser controlable
2.4	Pizarra	500	19	80	- Evitar reflexiones especulares
2.5	Mesa de demostraciones	500	19	80	- En salas de lectura 750 lux
2.7	Aulas de arte en escuelas de arte	750	19	90	-T <sub>cp</sub> .5.000 K
2.8	Aulas de dibujo técnico	750	16	80	
2.9	Aulas de prácticas y laboratorios	500	19	80	
2.16	Halls de entrada	200	22	80	

Números de referencia tienen relación sólo con las actividades del sector en cuestión de acuerdo al texto original.

#### 16.4 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE ILUMINACIÓN.

El aprovechamiento correcto de la energía consumida está asociado a una gran cantidad de supuestos y criterios, entre los que se pueden contar: la instalación eléctrica del lugar, utilización de luz natural, tipo de uso de la habitación, etc. Debido a esto, es aconsejable distribuir la instalación en zonas distintas y generar circuitos diferentes para cada una de ellas, esto permitirá definir correctamente soluciones ideales para cada una de las secciones de forma independiente.

Con respecto a los elementos a considerar en el desarrollo de un proyecto de iluminación eficiente, será necesario poner énfasis en lo siguiente:

- a) Lámparas
  - Índices de eficacia recomendados
- b) Luminarias
  - Índices de rendimiento de luminarias recomendados. Generalmente, éste corresponderá a un 60% hacia el hemisferio inferior en zonas de alto uso.
- c) Equipos auxiliares
  - Índices de consumo propio de los equipos.
  - Equipos recomendados para cada caso y uso (balastos electrónicos, reflectores, etc.)
- d) De la zona a iluminar
  - Valores de reflexión recomendados.
  - Ubicación de las luminarias para evitar deslumbramientos.
  - Regulación de la iluminación artificial según el aporte de luz natural por ventanas, tragaluces o equivalentes.
  - Factores de utilización.
- e) Administración general de la energía
  - Regulación y control de la demanda del usuario mediante interruptores manuales, potenciómetros o controles a distancia.
  - Control automático del encendido y apagado según indicador de presencia en la zona a iluminar.
  - Regulación y control por sistema centralizado de gestión energética.
  - Seguimiento de planes de mantenimiento por control de horarios de funcionamiento.
  - Control de costos y consumos, seguimiento de la tarificación utilizada.
- f) Mantenimiento
  - Aplicación de gestores energéticos, que incluyan listados de equipos y sus especificaciones, programas de limpieza y recambio de lámparas y luminarias, mantenimiento de superficies.
  - Factores de mantenimiento.
  - Índices IP recomendados.

El siguiente diagrama ejemplifica las pérdidas y posibles medidas de eficiencia en sistemas de iluminación.

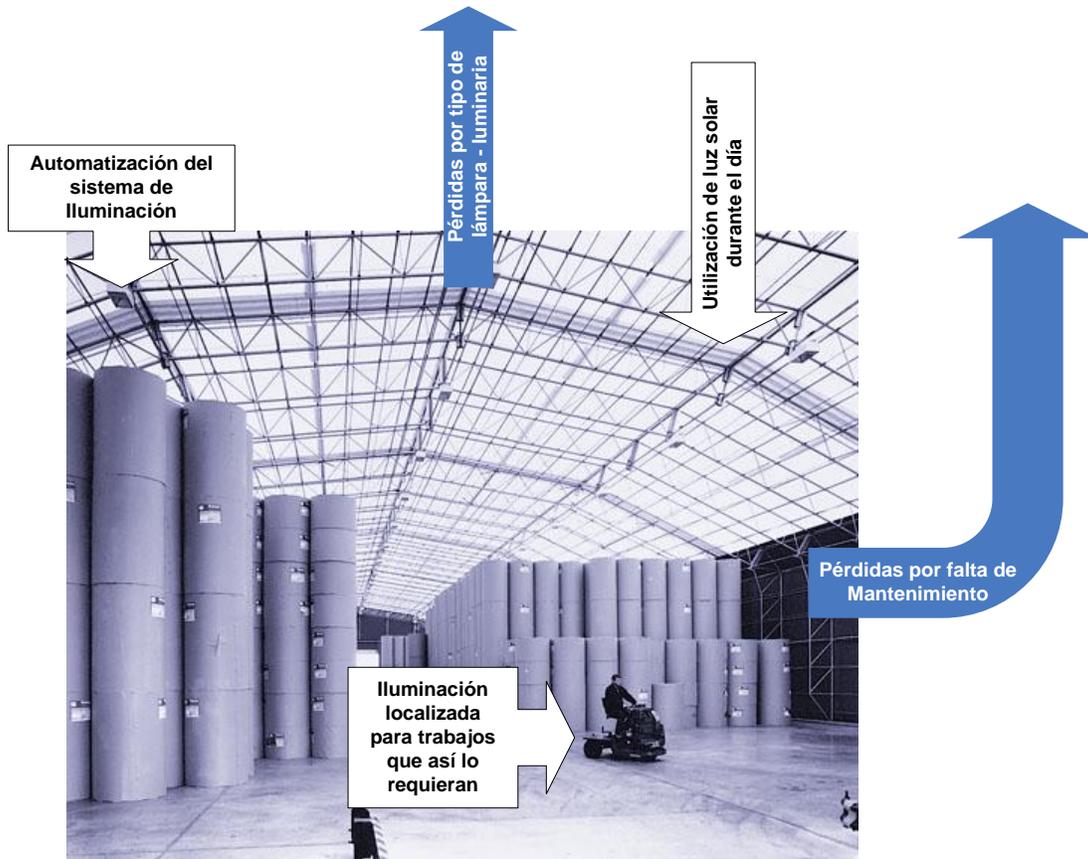


Figura 16.1: Pérdidas energéticas en sistemas de iluminación

## 16.5 INFORMACIÓN A RECOPIRAR Y MEDICIONES RECOMENDADAS PARA EL CORRECTO DESARROLLO DE UN PROYECTO DE ILUMINACIÓN

Cada proyecto de iluminación presenta características únicas, entre las que se puede contar el tipo de uso, horas de uso, necesidades propias de la instalación, etc. En la tabla siguiente, se presentan sugerencias de cálculos a realizar o considerar al momento de dimensionar una instalación.

Tabla 16.8 Información a considerar al dimensionar la instalación de iluminación.

Información	Descripción o forma de cálculo
Índice K de la zona a iluminar	$K = \frac{L \times A}{H \times (L + A)}$ L: Largo; A: Ancho; H: Distancia del plano de trabajo a las luminarias.
Número de puntos considerados para realizar mediciones en la zona	a) 4 puntos si $K < 1$ b) 9 puntos si $2 > K > 1$ c) 16 puntos si $3 > K > 2$ d) 25 puntos si $K > 3$
Factor de mantenimiento (Fm) y Factor de Utilización (Fu)	Corresponden a variables asociados al tiempo de utilización de las lámparas y su necesidad de limpieza y mantención, lo que influye finalmente en los costos finales.
Iluminancia media horizontal mantenida (Em)	Corresponde al promedio de las iluminancias medidas de acuerdo al número de puntos obtenido anteriormente.
Índice de deslumbramiento unificado (UGML)	Descrito en sección 16.1
Índice de reproducción cromática (Ra)	Descrito en sección 16.2.2
Indicador: Valor de eficiencia energética de la Instalación (VEEI)	$VEEI = \frac{P \times 100}{S \times Em}$ S: Superficie Iluminada; Em: Iluminancia media; P: Potencia total instalada en lámparas y equipos auxiliares.
Potencia total de la instalación, incluyendo equipos auxiliares	Considerar lámparas y todo equipo asociado a ellas que sea utilizado para la generación de luz.
Sistemas de control y regulación utilizados	Al igual que los equipos auxiliares, estos equipos utilizan energía y debe ser considerada en los cálculos finales de consumo y ahorro.
Índice de Protección IP necesitado	Descrito en sección 16.2.2

## 16.6 PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE ILUMINACIÓN EFICIENTE

Para la realización de un proyecto de iluminación eficiente será necesario planificar adecuadamente según los siguientes pasos y criterios:

1. Realizar un inventario de los elementos del sistema de iluminación, que incluya, como mínimo, información del área en que se encuentran, tipo de equipo y balasto utilizado, consumo en watts, cantidad instalada y número de horas de uso diario. En este punto, también se deben considerar los transformadores destinados a iluminación, cuya información debe incluir el sector en que se encuentran, potencia (kVA), cantidad instalada y las mediciones asociadas a éste (Voltaje, Amperes, Potencia, Energía).
2. Con la ayuda de un luxómetro, medir y documentar los niveles de lux en distintas locaciones de la planta a la altura de trabajo, realizando mediciones de día y noche, considerando el número de lámparas encendidas durante las mediciones.
3. Utilizando un medidor de carga, medir y documentar el voltaje, corriente, factor de potencia y consumo energético en diversos puntos de conexión. Identificar los paneles de distribución o los transformadores utilizados por el sistema de iluminación de la misma forma en que fueron identificados durante el inventario o auditoría.

4. Comparar los valores de lux medidos con valores estándar para obtener una referencia e identificar zonas sub iluminadas y sobre iluminadas.
5. Recolectar y analizar la tasa de falla de las lámparas y balastos instalados y calcular la vida útil esperada a partir de los datos.
6. Basadas en la información recolectada, proponer opciones de mejoras, entre las cuales pueden contarse:
  - a. Maximizar la utilización de luz de día mediante el uso de tragaluces, techumbres transparentes, etc.
  - b. Analizar la posibilidad de reemplazar las lámparas y luminarias existentes por otras de mayor eficiencia, considerando además índices Ra y vida útil.
  - c. Reemplazar los balastos magnéticos por otros de mayor eficiencia, considerando vida útil y factor de potencia en conjunto con las pérdidas energéticas.
  - d. Seleccionar los colores interiores para lograr una reflexión óptima de la luz.
  - e. Modificar la distribución de la instalación de iluminación con tal que sea óptima para la planta.
  - f. Considerar la utilización de controles de iluminación independientes para áreas específicas.
  - g. Instalar reguladores y controladores para el voltaje de entrada en zonas que presenten altas fluctuaciones, esto mejorará la eficiencia energética y la vida útil de las lámparas y el sistema en general.
  - h. Reemplazar los *displays* ubicados en paneles de control y áreas de instrumentación que funcionen en base a lámparas y resistencias por otros más eficientes, que funcionen, por ejemplo, con LEDs.

En la figura siguiente se muestra el procedimiento guía para la realización de proyectos de iluminación eficiente, cuyo objetivo será conseguir una eficiencia energética adecuada para la instalación.

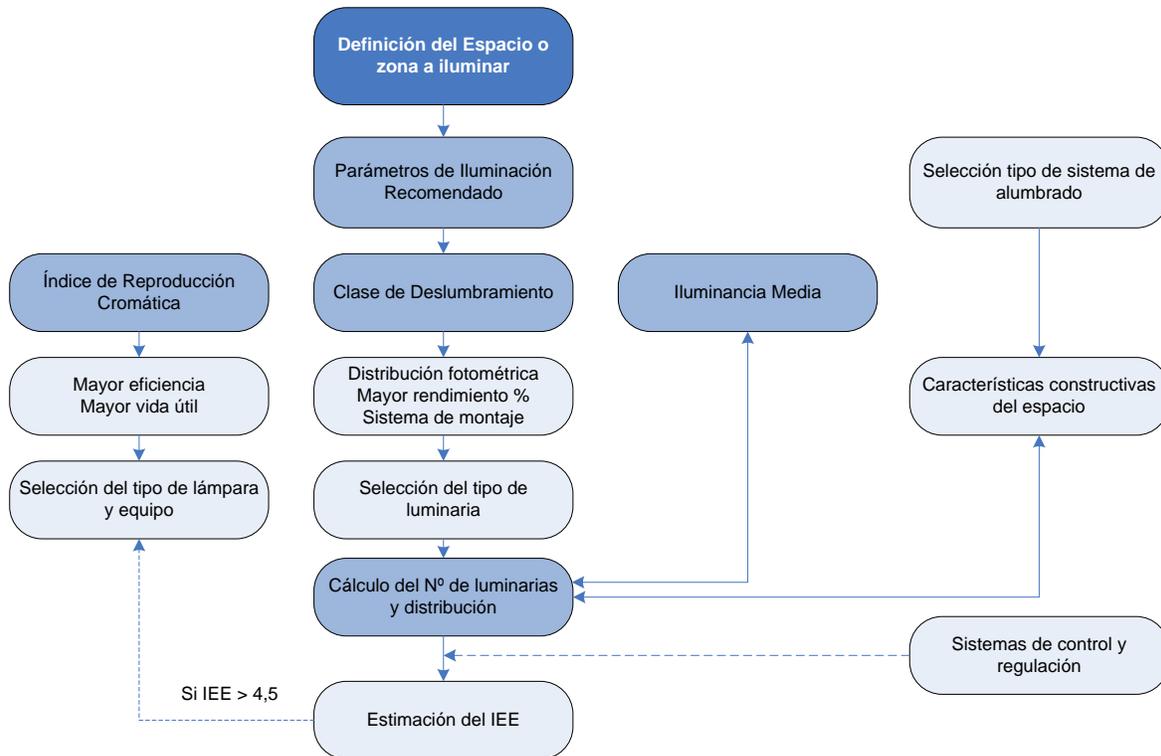


Figura 16.2: Esquema de procedimiento para proyecto de Iluminación Eficiente

En el capítulo Ejemplo de iluminación y evaluación económica del documento Ejemplos prácticos se presenta el análisis y evaluación técnica y económica de un sistema de iluminación.

## 16.7 INTRODUCCIÓN AL USO DE SOFTWARE DE DISEÑO DE ILUMINACIÓN INTERIOR

Actualmente, existen aplicaciones que permiten combinar el conocimiento del consultor con elementos propios de la arquitectura del lugar a iluminar, facilitando y disminuyendo los tiempos de cálculo para quien los utilice de forma correcta. Estos programas son capaces de generar comparaciones entre distintas tecnologías, considerando distribuciones fotométricas, tipos de luminarias, elementos de ambientación, generar modelos 3D, etc. Generalmente, este tipo de software es suministrado directamente por las empresas fabricantes de los equipos de iluminación, y, a pesar de ser personalizables, y permitir incorporar equipos desarrollados por otras empresas, sus fortalezas y limitaciones estarán enfocadas a los equipos propios de cada compañía. Entre los software más conocidos se pueden mencionar Visual, Dialux, Prolite, Aidolux, entre otros.

La principal limitante de la instalación de un sistema de iluminación está asociada a la distribución de las lámparas. Por otra parte, en muchos casos, en los que se realicen mejoras a instalaciones ya existentes, no se consideran modificaciones a la distribución de la red eléctrica, lo que definirá finalmente el emplazamiento de las luminarias en el lugar.

Utilizando una de estas aplicaciones para realizar una comparación básica, se considera el caso de un galpón de almacenamiento con las siguientes características:

Datos

- Largo: 100 m
- Ancho: 18 m
- Altura: 10 m
- Número de luminarias: 32
- Altura del plano de trabajo: 0,8 m
- Iluminancia requerida: 300 lx
- Horas de operación diaria: 24
- Días de operación a la semana: 7
- Costo energía: 55,37 \$/KWh
- Tipo de iluminación original:  
Vapor de Mercurio

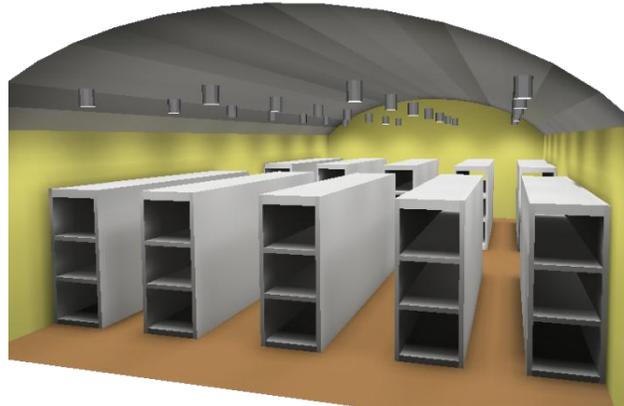


Figura 16.3: Datos de galpón de almacenamiento

Introduciendo los datos y modelando el sistema, es posible obtener el costo energético anual y la evolución de los costos a lo largo de períodos determinados, considerando variables como la vida útil, costos de mantenimiento e instalación, etc.

A modo de ejemplo, se ha modelado un caso básico comparando lámparas de vapor de mercurio, inducción magnética y LED, cuyo costo energético anual y gráfico asociado se presentan a continuación.

Tabla 9: Datos y Cálculos para galpón de almacenamiento

Información	Vapor de Mercurio	Inducción Magnética	LED
Potencia [W]	400	200	150
Potencia del Sistema [W]	480	240	150
Precio lámpara [\$/unidad]	17.617	37.751	-
Precio Luminaria [\$/unidad]	-	75.501	125.835
Consumo Total Anual [\$]	6.984.265	3.724.941	1.552.059

Nota: No se tomas en cuenta los precios de las luminarias de vapor de mercurio, debido a que se asume que estos equipos ya están instalados. Por otra parte se ha considerado que los equipos LED incluyen luminaria y lámpara en un único equipo de diseño sellado, razón por la cual no se asumen precios independientes. Finalmente, se debe tomar en cuenta que la vida útil, precios y consumos dependerán de la calidad de los equipos, por lo que cada caso y comparación deben ser definidos individualmente.

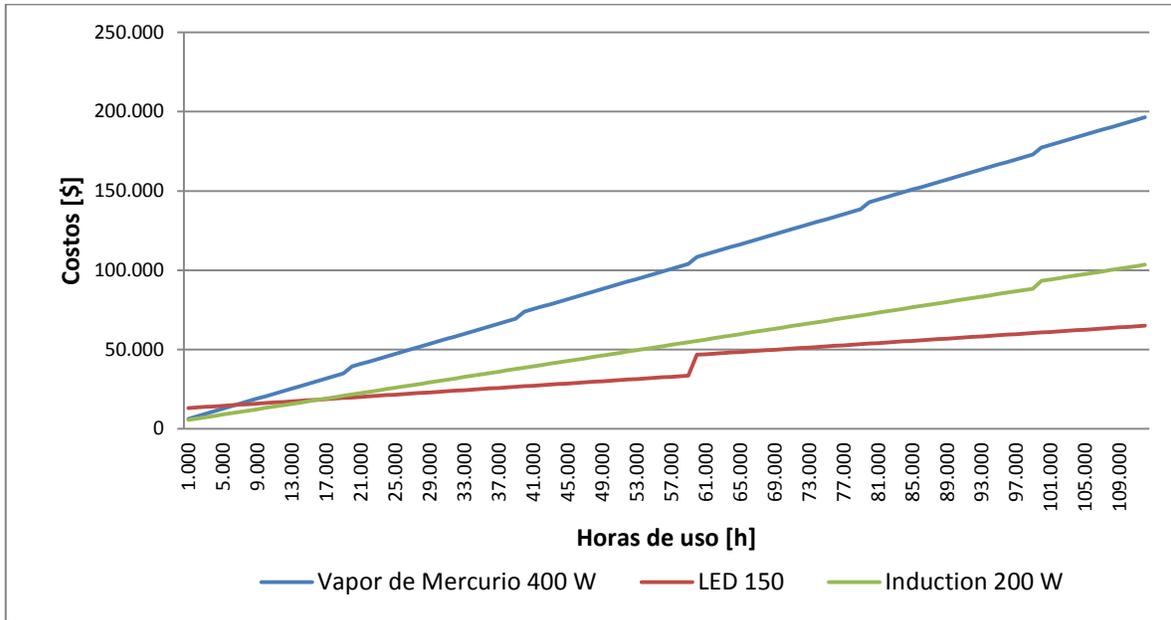


Figura 16.4: Gráfico comparativo para los costos totales de cada tecnología

La distribución de las lámparas y los puntos de mayor iluminancia se pueden observar en la figura siguiente.

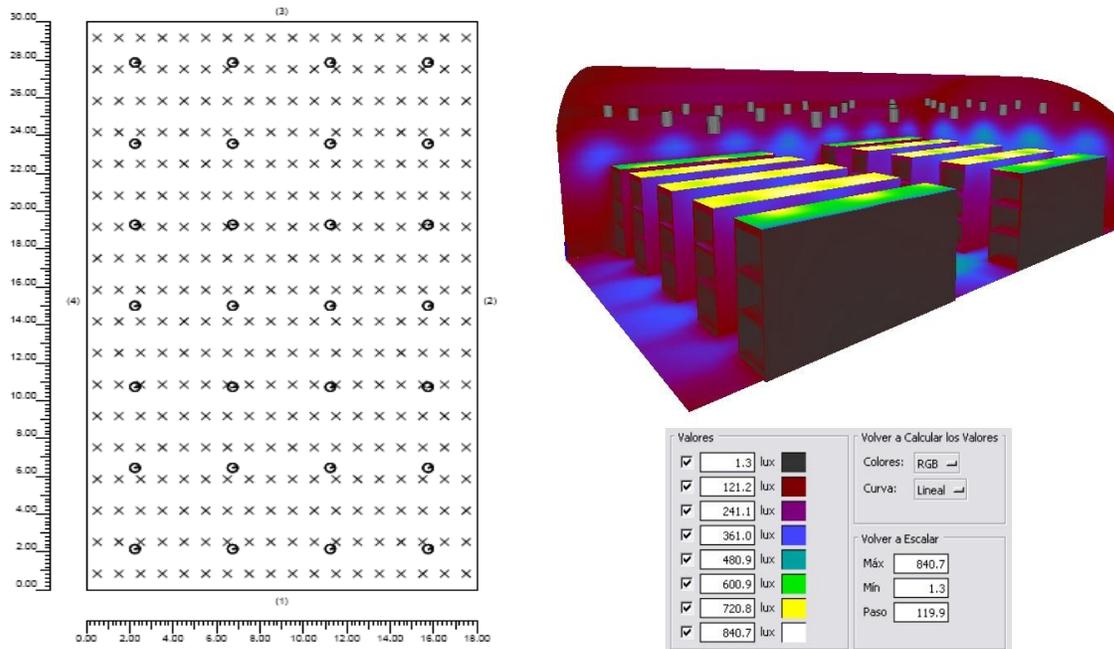


Figura 16.5: Distribución y puntos de mayor iluminancia para galpón de almacenamiento

## 16.8 PROBLEMAS TIPO EXAMEN

- 1) Al realizar un inventario de los elementos del sistema de iluminación, que se debe incluir como mínimo:

Respuesta:

Información del área en que se encuentran, tipo de equipo y balasto utilizado, consumo en Watts, cantidad instalada y número de horas de uso diario. En este punto, también se deben considerar los transformadores destinados a iluminación, cuya información debe incluir el sector en que se encuentran, potencia (kVA), cantidad instalada y las mediciones asociadas a éste (Voltaje, Amperes, Potencia, Energía).

- 2) En una planta industrial, se evalúa reemplazar 100 focos de bombillas de luz incandescente de 60 W , por lámparas fluorescentes compactas de 12 W (presentan un mejor rendimiento) distribuidas en un área de trabajo de longitud 15m y ancho 10m; las que tendrían una altura de montaje desde el plano de trabajo de 2,4m, manteniendo 900[lux] de iluminancia promedio. Calcular lo siguiente para 4000 horas de operación por año:
- Los KWh anual ahorrados, los KVAh ahorrados.
  - Reducción de costos.
  - Inversión hecha al realizar el cambio y el tiempo de recuperación al hacer éste cambio.

Asumir un costo de la energía en \$43/KWh, \$2700 al mes por kVA de demanda, costo por ampolleta incandescente de \$108 y el costo por lámpara fluorescente de \$1085 (vida útil amp. incandescente= 1000 horas; vida útil lamp. fluorescentes =4000hrs).

Respuesta:

- Los KWh anual ahorrados: 19.200[KWh/año]  
Los KVAh ahorrados: 16.000[KVAh/año]
- Reducción de costos: \$955.200
- Inversión hecha al realizar el cambio:\$65.300  
Tiempo de recuperación al hacer cambio: 0,8 meses

## 16.9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [2] National Institute of Building Sciences , Whole Building Design Guide, [www.wbdg.org](http://www.wbdg.org)
- [3] European Lamp Companies Federation, sitio Web [www.elcfed.org](http://www.elcfed.org)
- [4] European Comission: Energy, Promotion of Efficient Lighting, [www.sustenergy.org](http://www.sustenergy.org)
- [5] Electricity for Europe, Sitio Web, [www2.eurelectric.org](http://www2.eurelectric.org)
- [6] European Foundation for the Improvement of Living and Working Conditions, Sitio Web, [www.eurofound.europa.eu](http://www.eurofound.europa.eu)
- [7] National Resources Canada, Lighting Reference Guide – Understanding the Theory, [oee.nrcan.gc.ca](http://oee.nrcan.gc.ca)
- [8] Wisconsin Energy Efficiency and Renewable Energy Resource, Lighting , [www.uwex.edu](http://www.uwex.edu)

- [9] James C. Elledge, Tricks Of The Trade: Color Temperature Recommendations, Today's Facility Manager (2010)
- [10] Philips Ibérica, Código Técnico de la Edificación y otras normas relacionadas con el alumbrado, España (2006)
- [11] IDAE, Guía Técnica de Eficiencia Energética en Iluminación. Oficinas, España (2001)
- [12] IDAE, Guía Técnica de Iluminación Eficiente. Sector Residencial y Terciario. España (2006)

## 17 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

### 17.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

La evaluación de un proyecto de eficiencia energética (EE) no se diferencia de la de otros proyectos y por tanto pueden aplicarse las mismas técnicas y pueden usarse los mismos indicadores de factibilidad que la empresa utiliza habitualmente. Con la salvedad de que los primeros proyectos de EE suelen tener mayoritariamente muy altos indicadores económicos, pero tal vez no suceda lo mismo en los siguientes proyectos.

#### 17.1.1 ESTIMACIÓN DE AHORROS A PARTIR DE LOS COSTOS DE LAS PÉRDIDAS

La evaluación económica de un proyecto de eficiencia energética normalmente considera como flujos anuales (\$/año) los ahorros monetarios derivados de la reducción en las pérdidas de energía, que se estima se lograrán con una determinada opción de eficiencia energética.

En términos simples y generales, una vez calculado el costo de las pérdidas de energía, el valor de los ahorros de energía derivados de una determinada medida de eficiencia energética, se calcula en función de la disminución de la pérdida de energía respectiva, es decir:

$$\text{Ahorro energía} \left[ \frac{MJ}{\text{año}} \right] = \text{fracción} \cdot \text{pérdida energía} \left[ \frac{MJ}{\text{año}} \right]$$

$$\text{Ahorro} \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right] = \text{fracción} \cdot \text{costo pérdida} \left[ \frac{\$}{MJ} \right] \cdot \text{pérdida energía} \left[ \frac{MJ}{\text{año}} \right]$$

$$\text{Ahorro} \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right] = \text{fracción} \cdot \text{costo pérdida energía} \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right]$$

La valorización del costo de la pérdida de energía típicamente se hace de una manera simple, lo que en algunos casos puede ser erróneo al simplificar en demasía la estructura energética y de costos del problema, con consecuencias en la evaluación económica respectiva.

Por ejemplo, en el caso de una caldera, para efectos de eficiencia energética, sólo interesan los costos variables; el costo del vapor obligatoriamente considera el costo combustible y las pérdidas de energía de la caldera, así para generar 1 Kcal de vapor se requiere más de 1 Kcal de combustible por efecto de las pérdidas. En pocos casos se considerarán en el costo del vapor otros ítems de costo, tales como el costo del agua de reposición, el costo del condensado recuperado, el costo del tratamiento del agua de alimentación de la caldera o el costo eléctrico del bombeo del agua de alimentación (aunque algunos de estos costos pudieran ser despreciables respecto al costo combustible, no se debe asumir esto a priori).

Lo que se hace comúnmente para costear las pérdidas de energía en un sistema, es asignar al costo de cada Kcal de pérdida, el costo de la Kcal de calor útil generado en la caldera ó dividir la pérdida de energía por la eficiencia de la caldera y aplicarle el precio del combustible. Esta estimación es válida cuando:

- El tramo de distribución de vapor entre la caldera y el punto donde está la pérdida de energía está en muy buenas condiciones y sus pérdidas de energía sean despreciables (menores a un 1-2%, dependiendo de la longitud del tramo).
- Cuando no hay recuperación de condensado, ya ello constituye un flujo cíclico que circula por el sistema, constituyendo un flujo de  $\dot{Q}$  que ingresa a la caldera y da vueltas en el sistema.

Cuando no se dan este tipo de condiciones, por ejemplo, si las pérdidas de energía en el tramo de distribución de vapor son importantes, el costo del calor útil al final de ese tramo es mayor al costo del calor útil a la salida de la caldera, debido a las pérdidas de energía en el tramo respectivo; o visto de otra manera, 1 Kcal útil al final del tramo de distribución de vapor requiere más combustible que 1 Kcal útil a la salida de la caldera.

### 17.1.2 COSTEO DE LA ENERGÍA EN UN SISTEMA

*En memoria a Carlos Gherardelli*

Es posible considerar al menos dos métodos correctos para estimar el costo de la energía útil y de las pérdidas de energía en un sistema:

- 1) Expresar cada energía útil y pérdida de energía en unidades de consumo de la fuente de energía respectiva y usar el precio de la fuente de energía para calcular costos;
- 2) calcular el costo de la energía en cada punto o tramo del sistema tomando en cuenta las pérdidas de energía aguas arriba.

En ambos casos se debe considerar el balance de energía y proceso de conversión de la energía en cada equipo del sistema. A continuación se explica un poco más cada método y se presentan las ecuaciones para un sistema sin recirculaciones, para facilitar su comprensión y aplicación.

**En el segundo ejemplo del capítulo Ejemplo de calderas y distribución de vapor del documento Ejemplos prácticos, se presentan ambos métodos de costeo de la energía en un sistema térmico.**

- A. **Expresar cada energía útil y pérdida de energía en unidades de consumo de la fuente de energía respectiva:** este método requiere determinar previamente las pérdidas de energía aguas arriba de cada punto, equipo o tramo relevante del sistema y luego la eficiencia energética aguas arriba, lo que requiere haber hecho previamente el balance de energía de cada equipo o parte relevante del sistema.

Con la eficiencia energética aguas arriba de cada punto de interés, es posible expresar la energía útil y pérdidas de energía de cada parte del sistema en unidades de consumo de la fuente de energía, dividiendo dichas cantidades por esa eficiencia; el costo de cada energía en el sistema se calcula multiplicando el consumo de energía asociado por el precio de la fuente de energía. El método considera el balance de energía y proceso de conversión de la energía en cada equipo del sistema. Las ecuaciones en un sistema sin recirculaciones son las siguientes:

$$\text{Pérdida energía } [\%] = \frac{\text{Pérdida energía } [kW_t]}{\text{Consumo fuente energía } [kW_t]} \cdot 100\%$$

$$Pérdidas\ energía\ aguas\ arriba[kW_t] = \sum_{\substack{\text{desde la fuente} \\ \text{de energía}}}^{\text{hasta el punto}} Pérdida\ energía[kW_t]$$

$$Pérdidas\ energía\ aguas\ arriba[\%] = \frac{Pérdidas\ energía\ aguas\ arriba[kW_t]}{Consumo\ fuente\ energía\ [kW_t]} \cdot 100\%$$

$$Eficiencia\ aguas\ arriba[\%] = 100\% - Pérdidas\ energía\ aguas\ arriba[\%]$$

Las dos ecuaciones siguientes también aplican a energías útiles, colocando en la ecuación respectiva la energía útil en vez de la pérdida:

$$Consumo\ fuente\ energía\ por\ pérdida[kW_t] = \frac{Pérdida\ energía[kW_t]}{Eficiencia\ aguas\ arriba[\%]}$$

$$Costo\ pérdida\ \left[\frac{\$}{h}\right] = Precio\ fuente\ energía\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] \cdot Consumo\ energía\ por\ pérdida[kW_t]$$

- B. **Calcular el costo de la energía en cada punto del sistema o estructura de costos:** este método considera que el flujo de \$ derivado del consumo de combustible o fuente de energía del sistema se transfiere a las energías útiles de cada parte del sistema, siguiendo el sentido del flujo de la energía. De esta manera se explicita que el costo de las pérdidas de energía se va traspasando a las energías útiles y productos útiles de los procesos involucrados.

El método es el siguiente: una vez resuelto el balance de energía del todo el sistema y sus equipos y calculado las energías útiles y pérdidas de energía en el sistema, el costo unitario de las pérdidas en un punto corresponde al costo unitario del input de energía de ese punto y el costo unitario de la energía útil se obtiene dividiendo el flujo de \$ por la energía útil respectiva. El método considera el balance de energía y proceso de conversión de la energía en cada equipo del sistema. Las ecuaciones involucradas en un sistema sin recirculaciones son las siguientes:

$$Costo\ fuente\ energía\ \left[\frac{\$}{h}\right] = Precio\ fuente\ energía\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] \cdot Consumo\ fuente\ energía[kW_t]$$

$$Costo\ energía\ útil\ \left[\frac{\$}{h}\right] = Costo\ fuente\ energía\ \left[\frac{\$}{h}\right]$$

$$Costo\ unitario\ energía\ útil\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] = \frac{Costo\ energía\ útil\ \left[\frac{\$}{h}\right]}{Energía\ util[kW_t]}$$

$$Costo\ unitario\ pérdida\ energía\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] = Costo\ energía\ input\ \left[\frac{\$}{kWh}\right]$$

$$Costo\ pérdida\ energía\ \left[\frac{\$}{h}\right] = Costo\ energía\ input\ \left[\frac{\$}{kWh}\right] \cdot Pérdida\ energía[kW_t]$$

El uso de las ecuaciones de ambos métodos se encuentra desarrollado y aplicado en el segundo de los ejemplos del capítulo Ejemplo de calderas y distribución de vapor del documento Ejemplos prácticos.

### 17.1.3 ELEMENTOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTO

#### Flujo de caja

Es preciso considerar todas las inversiones (costos), incluyendo los que suelen ignorarse, como por ejemplo:

- El costo de la ingeniería y las cotizaciones
- El costo de la parada de planta o área no programada
- El impuesto sobre las utilidades (un menor gasto en energía – *ceteris paribus* – implica mayores utilidades)
- Costos de operacionales adicionales y de mantención
- Costos de entrenamiento. Dicho sea de paso, una buena mantención de los equipos y una correcta capacitación de sus operadores contribuyen a la EE.
- El costo de las llamadas “medidas blandas”<sup>46</sup> es distinto de cero, aun cuando no haya inversiones en equipos, pues en general requieren alguna ingeniería, cuyo costo habrá que estimar. No es dimensionable a priori el costo de la ingeniería en el caso de las medidas blandas, por lo que el consultor tendrá que hacer una estimación, para la cual puede basarse en su experiencia sobre el tiempo requerido en casos similares o en un porcentaje del costo del equipamiento (si lo hubiese).

En el caso de la **gestión tarifaria o precio de los energéticos**, hay dos situaciones:

- i) Una en que solamente hay que negociar con el proveedor de electricidad o combustibles; en cuanto a los combustibles hay diferentes situaciones, un solo proveedor o proveedores alternativos y es posible negociar, por ejemplo, de acuerdo al volumen de compra. En el caso eléctrico y de combustible, no hay inversión, pero sí un costo: el del profesional que negocia.
- j) Otra en que es preciso invertir en equipos e ingeniería. Por ejemplo ante la necesidad de mejorar el factor de potencia, por lo que se hace necesario incorporar condensadores, entonces habrá un costo de ingeniería (probablemente pequeño) y un costo de equipamiento.

Eventualmente, puede ser conveniente considerar el “costo de ciclo de vida”, LCC por su sigla en inglés, el que incorpora varios costos que muchas veces no se consideran en las evaluaciones, por ejemplo, el costo del “decommissioning” cumpliendo las normas ambientales.

**El documento de Ejemplos prácticos incluye varios ejemplos en los que se desarrolla un flujo de caja, en los capítulos respectivos se pueden identificar porque en su nombre dice “...evaluación económica”.**

<sup>46</sup> Medidas que no tienen asociada una intervención en equipos auxiliares o de proceso. Generalmente están relacionadas con medidas de mejora de gestión.

## Indicadores de factibilidad económica de un proyecto

Se analizarán brevemente los bien conocidos: período de recuperación del capital (PRC), valor actualizado neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR), destacando sus méritos y desventajas que no siempre se tienen presente. Las ecuaciones de cálculo respectivas se presentan en los ejemplos prácticos.

### ***Período de recuperación del capital (PRC) o de la inversión (PRI)***

Para una apreciación aproximada del atractivo de un proyecto, el PRC es una herramienta útil, pero no apropiada para indicar categóricamente dicho atractivo, excepto por la rapidez con que se recupera la inversión. El PRC privilegia la liquidez sobre la rentabilidad.

Obviamente el PRC no considera posibles ganancias del capital que se recupera durante el período de retorno. Un defecto más serio es que no toma en cuenta la vida económica de los activos físicos, lo que es posible en una alternativa que tiene un PRC más largo que otra, pero que genera una mayor tasa de retorno del capital invertido. Por tales razones, un PRC breve puede ser un indicador inadecuado para considerar beneficios en el largo plazo.

Para identificar los reales beneficios de las inversiones efectuadas en EE, es preciso recurrir a técnicas que reflejen apropiadamente la “longevidad” de sus retornos.

En síntesis, debería evitarse el uso del PRC para tomar decisiones de inversión, excepto como indicador de riesgo vía la mayor o menor rapidez con que se recupera el capital invertido.

**En el capítulo Ejemplo de iluminación y evaluación económica del documento Ejemplos prácticos se usa el PRC como indicador económico.**

### ***Valor actualizado neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR)***

Para una mejor evaluación económica hay que recurrir a los flujos monetarios descontados, o sea al valor presente neto o valor actualizado neto (VAN) y a la tasa interna de retorno (TIR).

El VAN tiene considerables méritos, pues toma en consideración el valor temporal del dinero y los flujos monetarios durante la vida del proyecto. Pero puede reprochársele que requiere fijar a priori un determinado valor para la tasa de descuento o costo de oportunidad (habitualmente se usa un 10% anual, pero hay quienes prefieren un 12%). Por otra parte, muchos empresarios acostumbran asimilar la rentabilidad a la tasa de retorno y consideran que un valor monetario absoluto es más difícil de entender.

La TIR presenta varias ventajas, entre otras la de ser independiente de la tasa de descuento y contar con la preferencia de muchos. Pero no está exenta de limitaciones, por ejemplo, no se presta bien para flujos irregulares, que cambian de signo con frecuencia. Si bien se define habitualmente la TIR como aquella tasa de descuento para la que el VAN es igual a cero, con mayor propiedad es la tasa de interés compuesto al que permanecen invertidas las cantidades no retiradas del proyecto de inversión, lo que obviamente supone que hay reinversiones con la misma rentabilidad de la TIR. Normalmente se supone que la totalidad se reinvierte la totalidad disponible y que la reinversión genera la misma TIR, pero esto no es siempre necesariamente así).

Afortunadamente, en los casos usuales de las inversiones en EE, los flujos presentan cierta regularidad: desembolsos iniciales (flujos negativos) y luego los siguientes positivos. No obstante, hay casos en que

existirán desembolsos recurrentes durante toda la vida del proyecto, por ejemplo, el reemplazo del revestimiento de un horno.

Al momento de priorizar distintos proyectos desde el punto de vista de su rentabilidad, conviene tener a la vista los 3 indicadores, dándole preeminencia a la TIR y al VAN. Según encuestas realizadas en otros países, las preferencias de los empresarios son: TIR – 76%, VAN – 75%, PRC – 57%<sup>47</sup>; el PRC goza de mayor aceptabilidad en el sector de las PYME.

#### **Otros indicadores económicos**

Además de indicadores estrictamente monetarios, para priorizar se puede recurrir a un indicador mixto (híbrido): cociente del costo de la inversión (en \$) por unidad de energía ahorrada (GJ), que tiene el mérito de ser independiente de las fluctuaciones que pueda experimentar en el precio de la energía durante la vida del proyecto.

**En los ejemplos del documento de Ejemplos prácticos en que su nombre dice “evaluación económica”, se emplean distintos indicadores económicos de evaluación de proyectos.**

#### 17.1.4 PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA V/S OTROS PROYECTOS COMPETITIVOS.

Uno de los problemas difíciles que enfrentan los consultores y gerentes de energía es justificar ante la dirección de la empresa por qué debe invertirse en mejorar la EE, especialmente si hay otras prioridades reales o aparentes que compiten para usar el capital disponible. Normalmente en las empresas se da prioridad a las inversiones ligadas al corazón del negocio, a las actividades generadoras de utilidades, por sobre las ligadas a la EE. Cuando se acepta invertir en EE, tienden a exigirle a estas inversiones tasas de retorno superiores a las que le exigen a otras inversiones. Ante esto, es importante señalar a la empresa que adicionalmente a los beneficios directos y visibles de las medidas de EE (reducción del consumo de energía), existen otros potenciales beneficios, tales como el aumento de productividad, mejor calidad de los productos, etc., lo cual también tiene un valor y aunque sea difícil de cuantificar, no debe ser ignorado.

#### 17.1.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y DE RIESGOS

Muchas de las hipótesis en que se basan los flujos de caja contienen elementos de incertidumbre. Aunque costos como el de los equipos pueden conocerse en el momento presente con exactitud, hay otros que son sólo estimaciones, y los flujos en años futuros normalmente contienen componentes de inflación. La misma vida útil del proyecto es una estimación.

Por otro lado, los flujos de caja se calculan típicamente en base a estimaciones de los ahorros de energía, los que a su vez se basan en estimaciones de muchas variables, tales como:

- Consumos de energía actuales.
- Horas de operación de los equipos.
- Condiciones de carga de los equipos.
- Eficiencia de los equipos a sus cargas de operación.
- Entre otras.

<sup>47</sup> Graham, 2001.

Se debe recurrir a estimaciones porque típicamente no se cuenta con registros históricos ni mediciones confiables. También ocurre que hay equipos sobre los que no se tiene la información de consumos y eficiencias.

Esta realidad en la industria chilena obliga a trabajar en muchos casos con valores aproximados de variables físicas que son necesarias para los cálculos de todo proyecto de eficiencia energética, y por lo tanto, también deben hacerse análisis de sensibilidad respecto a cambios en los valores de las variables físicas estimadas.

### **Recomendaciones respecto a las estimaciones y análisis de sensibilidad**

Hay que mencionar que las estimaciones usadas pueden ser más o menos precisas según sea una auditoría preliminar, una auditoría de detalles, según la magnitud e importancia del problema o según el plazo y presupuesto disponible. Ante esto es recomendable:

1. Mencionar en el informe respectivo cómo se hicieron los cálculos, las estimaciones realizadas y los supuestos simplificadorios considerados, pues una vez implementada una medida de eficiencia energética se chequeará si lo estimado ocurre realmente.
2. Complementar las estimaciones con un análisis de sensibilidad respecto a cambios en las variables físicas y económicas que fueron consideradas en los cálculos:
  - Es común este análisis respecto a variables económicas, tales como:
    - Inversiones
    - Precio de la electricidad
    - Precio de los combustibles
  - Sin embargo, también debe hacerse respecto a variables físicas, ya que son la base del cálculo de los ahorros y muchas veces sólo son estimaciones; entre las variables físicas más importantes están:
    - Tiempo de operación de los equipos
    - Factor de carga de los equipos
    - Eficiencia de los equipos, considerando valores a cargas parciales si el caso lo amerita.

**En el capítulo Ejemplo de hornos industriales y evaluación económica del documento Ejemplos prácticos se presenta la variación de los indicadores económicos del proyecto respecto a distintos valores en una variable técnica importante del proyecto, evidenciando ser una variable sensible en la factibilidad del proyecto.**

### **Consideraciones de riesgo en la evaluación**

El análisis de sensibilidad es también un instrumento que ayuda a dimensionar el riesgo que tiene la inversión. El análisis de sensibilidad es de la mayor conveniencia, especialmente en proyectos cuya viabilidad económica es marginal.

Es necesario poder responder a las interrogantes: ¿Cuánto deben variar ciertos parámetros para que el proyecto se torne inviable y cuál es la probabilidad de ocurrencia de dichas variaciones?

Parámetros micro y macro económicos que se consideran en un análisis de sensibilidad y riesgo:

- **Factores micro:** gastos operacionales, estructura de capital; estructura y costo de la deuda, modificaciones en el esquema de financiamiento (p. ej. a leasing); cambios en la duración del proyecto.
- **Factores macro:** variables que afectan la operación de la industria en que opera la empresa, que no son controlables por la empresa.

Supóngase, por ejemplo, que un proyecto viable está basado en un costo de la energía que escala al 10% por año, pero cuyo análisis de sensibilidad muestra que el *break-even point* está en el 9% (es decir, el proyecto se torna inviable si la inflación del precio de la energía cae por debajo del 9%). Hay por tanto un alto grado de riesgo, mucho mayor que si el *break-even point* estuviera en el 2%.

## 17.2 OPCIONES DE FINANCIAMIENTO

Las opciones que tiene una industria para financiar las medidas de son:

- Financiamiento con recursos propios
- Financiamiento por parte de una ESCO
- Crédito de una institución financiera que ofrece líneas especiales para inversiones en EE
- Leasing para equipos
- Líneas de crédito orientadas a inversiones tecnológicas que pueden ser utilizadas para financiar medidas de EE.

Las líneas de crédito especiales para proyectos de EE son financiamientos otorgados en condiciones preferenciales para proyectos de EE que son consecuencia de una auditoría energética.

Las ESCOs suministran el servicio completo para un proyecto de EE, el cual puede incluir el financiamiento; su remuneración proviene de los ahorros de energía que resultan del proyecto.

Un esquema contractual habitual utilizado cuando el proyecto implementado por una ESCO ha de financiarse externamente, es el *Energy Performance Contract* (EPC), en el que la empresa usuaria final transfiere los riesgos tecnológicos y financieros a la ESCO. Los EPC constituyen una opción atractiva, hasta ahora poco o nada utilizada en Chile

Otra opción financiera que puede ser utilizada para financiar equipos energéticamente eficientes es el leasing, opción que a veces es preferida debido a las ventajas tributarias que conlleva.

**En el capítulo Ejemplo de evaluación económica proyecto eólico financiado con crédito del documento Ejemplos prácticos, se presenta el análisis económico respectivo.**

## 17.3 ESTRUCTURA DE UN PROYECTO BANCABLE

Para otorgar financiamiento para un proyecto, normalmente la banca comercial requiere un proyecto con suficientes antecedentes técnicos y económicos. Un proyecto que cumpla con las siguientes exigencias de información puede ser considerado proyecto bancable:

- Datos de la empresa: últimos balances, declaraciones de IVA y de Renta de los últimos 2 años.
- Datos de los socios.

- Proyecto técnico considerando todas las medidas a financiar.
- Flujo de caja y evaluación del proyecto (utilización de indicadores como la TIR y el VAN para demostrar la rentabilidad del proyecto).
- Proposición del tipo de crédito requerido (que usualmente se negocia).

#### 17.4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Bureau of Energy Efficiency, Guidebook: National Certificate Examination for Energy Managers and Energy Auditors, India (2005).
- [2] W. G. Sullivan, Engineering. Economy, Prentice Hall (2008).
- [3] Costos del ciclo de vida: Pumpschool 2007: [www.pumpschool.com](http://www.pumpschool.com), Efficiency and Life-Cycle-Cost Calculation (2007).
- [4] Manual para la Gestión de la Energía en la Industria Metal-Mecánica, Comisión Nacional de Energía (2009).
- [5] Graham, J.; Harvey, The theory and practice of corporate finance: evidence from the field, Journal of Financial Economics (2001).

Guía para la Calificación de Consultores en  
EFICIENCIA ENERGÉTICA

