

SANTIAGO GARCÍA GARRIDO  
DIEGO FRAILE CHICO

COGENERACIÓN  
DISEÑO, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE PLANTAS  
DE COGENERACIÓN



Copyright © 2008 Santiago García Garrido y Diego Fraile Chico

Reservados todos los derechos.

«No está permitida la reproducción total o parcial de este libro, ni su tratamiento informático, ni la transmisión de ninguna forma o por cualquier medio, ya sea electrónico, mecánico, por fotocopia, por registro u otros métodos, sin el permiso previo y por escrito de los titulares del Copyright.»

Ediciones Díaz de Santos  
[www.diazdesantos.es](http://www.diazdesantos.es) (Madrid)  
[www.diazdesantos.com.ar](http://www.diazdesantos.com.ar) (Buenos Aires)

ISBN: 978-84-7978-845-2  
Depósito legal: M. 460-2008

Diseño de cubierta: Ángel Calvete  
Fotocomposición e impresión: Fernández Ciudad  
Encuadernación: Rústica-Hilo

Impreso en España

---

# ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS .....	XV
PRÓLOGO.....	XVII
INTRODUCCIÓN .....	XIX
Capítulo 1. LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN .....	1
1.1. Objetivos.....	1
1.2. Energía, trabajo y calor, potencia. Unidades de medida y su conversión .....	1
1.3. Qué es una planta de cogeneración.....	6
1.4. Breve reseña histórica.....	7
1.5. Justificación de la cogeneración .....	11
1.6. Tipos de plantas de cogeneración.....	13
1.7. Combustibles para cogeneración .....	19
1.8. Características de una planta de cogeneración .....	20
1.9. Aplicaciones de la cogeneración .....	23
1.10. Posibilidades para afrontar la construcción de la planta.....	24
1.11. Posibilidades para afrontar la operación y el mantenimiento de plantas de cogeneración.....	25
1.12. Rentabilidad: La importancia del marco normativo y la prima eléctrica.....	28
1.13. La financiación de los proyectos como elemento clave .....	28
1.14. El seguro de grandes averías .....	29
Capítulo 2. SISTEMAS QUE COMPONENTEN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN .....	33
2.1. Turbinas de gas.....	33
2.2. Turbina de vapor.....	52

2.3.	Motores alternativos: principios generales, clasificación y diferencias .....	73
2.4.	Motor alternativo de gas y sus elementos auxiliares .....	77
2.5.	Motor alternativo de fuel y sus auxiliares .....	111
2.6.	Calderas de recuperación.....	116
2.7.	Calderas de recuperación de aceite térmico .....	136
2.8.	Ciclo agua vapor.....	137
2.9.	Alternador.....	140
2.10.	Reductor.....	144
2.11.	Plantas de frío: máquinas de absorción .....	145
2.12.	Sistemas de tratamiento de agua.....	150
2.13.	Sistemas de refrigeración.....	159
2.14.	Sistemas eléctricos.....	165
2.15.	Sistema de control .....	180
2.16.	Estación de gas (ERM) .....	180
2.17.	Plantas de regasificación .....	183
 Capítulo 3. CRITERIO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO Y TAMAÑO DE PLANTA DE COGENERACIÓN.....		185
3.1.	Situación y origen de los dos tipos de tecnologías .....	185
3.2.	Elementos a tener en cuenta en la decisión del tipo de motor primario .....	186
3.3.	Diferencias técnicas entre motores y turbinas. ....	186
3.4.	Combustibles utilizables y su influencia en la rentabilidad. Selección del combustible .....	190
3.5.	Dimensionamiento de una planta de cogeneración .....	191
 Capítulo 4. OPERACIÓN DE PLANTAS DE COGENERACIÓN.....		197
4.1.	Comprobaciones previas (commissioning) y puesta en marcha inicial de la instalación .....	197
4.2.	Regímenes de operación y sus problemas técnicos asociados ....	202
4.3.	Objetivos clave en la gestión de la operación de una planta de cogeneración.....	205
4.4.	Operación de turbina de gas .....	207
4.5.	Operación de turbina de vapor.....	211
4.6.	Operación de motor de gas .....	215
4.7.	Operación de calderas de recuperación .....	217
4.8.	Las rondas de operación .....	220
 Capítulo 5, LA ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO .....		227
5.1.	Distribución del tiempo en la resolución de una fallo .....	228
5.2.	Asignación de prioridades .....	230
5.3.	Listas de averías: ayudas al diagnóstico .....	233
5.4.	Causas de fallos .....	234
5.5.	Análisis de averías y medidas preventivas .....	236

Capítulo 6. PRINCIPALES AVERÍAS EN PLANTAS DE COGENERACIÓN .....	243
6.1. Fallos en motores de gas.....	243
6.2. Fallos en turbinas de gas:.....	253
6.3. Fallos en turbinas de vapor.....	254
6.4. Fallos en caldera:.....	265
6.5. Fallos en el ciclo agua vapor .....	265
6.6. Fallo en el Sistema de Agua de Refrigeración .....	266
6.7. Fallos en la estación de gas (ERM) .....	266
6.8. Fallos en el alternador.....	267
6.9. Fallos en equipos de absorción.....	267
6.10. Fallos en sistemas eléctricos.....	267
6.11. Fallos en el sistema de control.....	267
Capítulo 7. MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE PLANTAS DE COGENERACIÓN .....	269
7.1. Mantenimiento programado: El plan de mantenimiento .....	269
7.2. Mantenimiento programado de los equipos principales .....	281
7.3. Técnicas de mantenimiento predictivo aplicables a cogeneraciones.....	291
7.4. Organización de paradas y grandes revisiones .....	312
Capítulo 8. LA GESTIÓN DEL REPUESTO .....	321
8.1. Tipos de repuestos .....	321
8.2. Criterios de selección.....	322
8.3. Diagrama de flujo de selección del repuesto .....	323
8.4. Repuesto habitual en plantas de cogeneración para los equipos principales.....	324
8.5. Consumibles (Repuesto tipo C).....	327
8.6. Material estándar habitual .....	327
8.7. Recomendaciones del fabricante .....	328
8.8. Inventarios .....	328
Capítulo 9. APLICACIÓN DE RCM A PLANTAS DE COGENERACIÓN... ..	329
9.1. ¿Que es RCM?.....	329
9.2. Un problema de enfoque: ¿RCM aplicado a equipos críticos o a toda la planta?.....	330
9.3. Fase 0: Listado y codificación de equipos.....	332
9.4. Fase 1: Listado de funciones y sus especificaciones .....	333
9.5. Fase 2: Determinación de fallos funcionales y fallos técnicos....	333
9.6. Fase 3: Determinación de los modos de fallo.....	335
9.7. Fase 4: Estudio de las consecuencias de los fallos. Criticidad ....	336
9.8. Fase 5: Determinación de medidas preventivas .....	338
9.9. Fase 6: Agrupación de medidas preventivas .....	344
9.10. Fase 7: Puesta en marcha.....	344
9.11. Diferencias entre el plan de mantenimiento inicial y RCM .....	345

Capítulo 10. INSPECCIONES REGLAMENTARIAS.....	349
10.1. Calderas, tuberías, aparatos a presión y red de aire comprimido	351
10.2. Estación de regulación y medida de gas.....	352
10.3. Vehículos.....	352
10.4. Torres de refrigeración.....	352
10.5. Sistemas eléctricos.....	352
10.6. Instalaciones térmicas en edificios.....	355
10.7. Puentes grúa y otros equipos de elevación.....	355
10.8. Sistema contraincendios.....	355
10.9. Equipos de medición de vertidos y emisiones.....	356
10.10. Almacenamiento de productos químicos.....	356
10.11. Libros de registro.....	356
Capítulo 11. CONTROL QUÍMICO.....	359
11.1. La importancia del control químico.....	359
11.2. Control químico en aguas del ciclo agua-vapor.....	360
11.3. Control químico en circuitos de agua sobrecalentada.....	366
11.4. Control químico en aguas de refrigeración.....	366
11.5. La refrigeración de equipos auxiliares.....	371
Capítulo 12. INFORMACIÓN E INFORMES.....	373
12.1. Diferencia entre datos e información.....	373
12.2. Informes de operación.....	373
12.3. Informes de mantenimiento.....	375
12.4. Informes mensuales.....	383
12.5. Informes anuales.....	384
12.6. La gestión de la información en mantenimiento: programas GMAO.....	384
Capítulo 13. LOS RIESGOS LABORALES DE UNA PLANTA DE CO- GENERACIÓN Y SU PREVENCIÓN.....	389
13.1. Principales riesgos en una planta de cogeneración.....	389
13.2. Los permisos de trabajo.....	397
13.3. Procedimientos de trabajo.....	398
13.4. Equipos de protección individual.....	399
13.5. Investigación de accidentes e incidentes.....	400
13.6. Indicadores de nivel de accidentalidad.....	401
13.7. Accidentes más frecuentes.....	402
13.8. Situaciones y planes de emergencia.....	403
Capítulo 14. GESTIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL.....	405
14.1. Emisiones atmosféricas.....	406
14.2. El control de las emisiones atmosféricas.....	409
14.3. Vertidos.....	410
14.4. El control de vertidos.....	414
14.5. Ruido.....	415
14.6. Residuos tóxicos y peligrosos.....	417

14.7.	Otros residuos sólidos no tóxicos .....	417
14.8.	Accidentes, situaciones especiales y riesgos medioambientales .....	418
Capítulo 15.	AUDITORÍAS TÉCNICAS.....	423
15.1.	Motor alternativo de gas .....	425
15.2.	Turbina de gas .....	426
15.3.	Turbina de vapor.....	428
15.4.	Caldera.....	429
15.5.	Ciclo agua-vapor .....	431
15.6.	Estación de gas o ERM.....	432
15.7.	Sistema de refrigeración .....	433
15.8.	Alternador .....	435
15.9.	Sistemas eléctricos de evacuación de energía .....	437
Capítulo 16.	AUDITORÍAS ENERGÉTICAS .....	439
16.1.	Auditoría de equipos principales .....	440
16.2.	Auditoría de equipos auxiliares .....	444
Capítulo 17.	CALIDAD Y AUDITORÍAS DE GESTIÓN EN PLANTAS DE COGENERACIÓN.....	453
17.1.	Más allá de la ISO 9000 .....	453
17.2.	Áreas de gestión .....	454
17.3.	La Operación de la planta.....	454
17.4.	Mantenimiento.....	461
17.5.	El control químico .....	468
17.6.	Prevención de riesgos laborales.....	470
17.7.	Gestión medioambiental .....	473
17.8.	Administración .....	474
17.9.	Cuestionario.....	476
17.10.	El informe final.....	477
Capítulo 18.	CONTRATOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO... ..	481
18.1.	Porqué contratar la operación y el mantenimiento .....	481
18.2.	Tipos de contratos de O&M .....	482
18.3.	La elección del contratista .....	484
18.4.	Fases de la vida del contrato de mantenimiento .....	485
18.5.	¿Qué espera el cliente de los contratos de O&M?.....	486
18.6.	La supervisión del contratista .....	487
Anexo 1:	LISTADO DE HERRAMIENTAS ÚTILES .....	489
Anexo 2:	CUESTIONARIO DE AUDITORIA DE GESTIÓN .....	497
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		531
ÍNDICE ANALÍTICO .....		533

---

# AGRADECIMIENTOS

A Angel Montalvo Sanz, por su valiosa contribución en el capítulo dedicado a turbinas de vapor, entre otras aportaciones. Especialmente valiosa fue su contribución para elaborar la lista de herramientas detallada en el Anexo 1.

A Pedro Pablo García Sarmiento. Es, probablemente, el mejor técnico del mundo en lo referente a plantas de cogeneración y a mantenimiento industrial en general. Muchos de los conceptos que se detallan en este libro reflejan sus ideas y sus conocimientos.

A Carlos Fuertes. Las conversaciones sobre motores de gas y sus profundos conocimientos sobre el tema han enriquecido los diversos apartados dedicados a estos equipos.

A Jorma Pellikka, por su amistad y su profundo conocimiento, del que se vierte una parte en esta publicación.

A José Sacristán. Su dominio de los aspectos básicos de electricidad aplicada a generación, son la inspiración del apartado dedicado a electricidad en este libro, e igualmente por su amistad.

A nuestras familias, por las horas robadas para dedicarlas a este trabajo.

A OTSI, por su colaboración en la publicación y difusión de este libro.

---

# PRÓLOGO

La energía constituye cada día más una de las principales preocupaciones de nuestro tiempo. Su influencia sobre nuestro bienestar, la sensación de vulnerabilidad por la dependencia de terceros y sus implicaciones sobre el medioambiente hacen que la energía ocupe un lugar prioritario en la Agenda de todos los gobiernos. En España la situación es especialmente sensible debido al elevadísimo grado de dependencia energética del exterior (superior al 80%) y la falta de recursos energéticos autóctonos. Desde el punto de vista de la generación de energía eléctrica, más del 50% de la cobertura de la demanda en España se realiza con combustibles fósiles (carbón, gas y fuel) por lo que puede afirmarse que a pesar de la creciente y muy positiva penetración de tecnologías renovables, la participación de la generación térmica seguirá teniendo un peso muy importante en el futuro y que, por lo tanto, la optimización de cada unidad de energía consumida debe ser una tarea en la que todos debemos estar comprometidos.

La cogeneración permite alcanzar rendimientos energéticos muy superiores a las tecnologías de generación térmica convencionales y por lo tanto su implantación contribuye a la reducción del consumo de energía. El *Plan de Acción 2008-2012 para la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España* establece como objetivo un incremento de unos 2.500 MW de cogeneración dentro del Régimen Especial en el periodo 2008-2012 lo que supone un incremento de más del 40% sobre la potencia instalada en la actualidad. Por lo tanto, la cogeneración tiene por delante un futuro muy prometedor y libros como el que aquí se presenta suponen una importante contribución a difundir el conocimiento, la experiencia y las buenas prácticas de muchos años de dos excelentes y reconocidos profesionales en el campo de la cogeneración en España.

Esta ambiciosa obra que nos presentan Diego Fraile y Santiago García recoge una completa visión de la cogeneración, que cubre desde los conceptos teóricos básicos a los aspectos prácticos y concretos relacionados con la operación y mantenimiento y con el día a día de las plantas. Como el lector apreciará, se trata

de un texto escrito desde la experiencia directa de los autores que cuentan con un gran bagaje, diseñando, construyendo y poniendo en marcha numerosas instalaciones de cogeneración. Su participación posterior en la operación y mantenimiento de algunas de ellas les ha permitido disfrutar (y a veces padecer) las consecuencias prácticas de un determinado diseño (propio o ajeno) o de la selección de un determinado equipo y de su adecuada o inadecuada operación y mantenimiento. Se trata, por lo tanto, de una visión muy completa que puede ayudar al lector tanto a establecer una metodología en el diseño y concepción de una nueva planta, como a contrastar sus propias experiencias y encontrar ideas de mejora o soluciones a problemas en instalaciones existentes.

La parte teórica está planteada desde un punto de vista práctico, sin abrumar con desarrollos formales, pero con el rigor requerido para poder entender «el porqué de las cosas» y la influencia de determinados parámetros o variables sobre el comportamiento de máquinas o instalaciones.

Es importante destacar en el contenido de este libro la cobertura de algunos aspectos fundamentales en la operación de las plantas, con frecuencia olvidados en muchas obras, que son los que tiene que ver con la implantación de un adecuado plan de mantenimiento, incluyendo el seguimiento de las prestaciones de la planta y su comportamiento a lo largo del tiempo, mediante un adecuado plan de auditorías que pueden permitir verificar el correcto funcionamiento de las instalaciones y la adopción de medidas correctoras.

El libro permite una lectura estructurada en el orden establecido de acuerdo con el índice de contenidos o su utilización como libro de consulta para multitud de temas particulares. Por ello, puede ser adecuado tanto para personas expertas y conocedoras de la tecnología, que podrán repasar conceptos y contrastar opiniones y experiencias; así como para aquellos que quieran introducirse en esta tecnología y que tras la lectura de este libro podrán tener una completísima idea de todo lo que realmente «importa» en relación con la cogeneración.

Carlos Prieto Ríos  
Director General de Rolls-Royce Marine España, S.A.  
Diciembre de 2007

### 4.1.2. Fases habituales del commissioning y puesta en marcha

Consideremos que previamente al commissioning se han realizado las pruebas radiográficas y otro tipo de pruebas no destructivas, pruebas hidráulicas de resistencia y pruebas de estanqueidad preceptivas.

Desde el fin de la construcción y una vez realizadas las pruebas anteriores, se pueden distinguir las siguientes fases: la recepción de cada uno de los sistemas, commissioning frío (todo aquello que se puede poner en marcha sin necesidad de combustible), commissioning caliente, prueba de puesta en marcha, comprobación de prestaciones, prueba de funcionamiento y entrega de la planta o recepción provisional.

#### *Entrega o recepción de sistemas*

El equipo de puesta en marcha, que puede ser el mismo equipo de construcción u otro, debe comprobar que la instalación está finalizada, mediante el chequeo de una serie de puntos, llamado generalmente PPI (Programa de Puntos de Inspección). El equipo de puesta en marcha no debería aceptar la instalación para realizar la puesta en marcha si detecta problemas graves que pueden afectar el proceso, o si hay puntos pendientes esenciales. Puede aceptar la instalación, eso sí, si los problemas no son graves, no impiden ni dificultan la puesta en marcha y su resolución puede realizarse sin entorpecer la puesta en marcha. Por cada uno de los sistemas que se entregan para el commissioning, se debe elaborar una «lista de puntos pendientes», que recoja todas las deficiencias detectadas por el equipo de puesta en marcha o por el equipo de supervisión del montaje, para su posterior resolución.

En esta fase también es importante comprobar los parámetros fundamentales de los equipos, contra una lista completa de éstos. Por supuesto, se ha de controlar que están todos los equipos que deberían estar. Se deben utilizar los diagramas *P&I* (Diagrama de proceso e instrumentación) y el diagrama unifilar eléctrico general para sobre ellos marcar todo lo que está terminado y lo que está pendiente.

Los sistemas habituales en las plantas de cogeneración son los siguientes:

- Edificios y obra civil.
- Sistema de alta tensión.
- Sistema de baja tensión, baterías y sistemas de alimentación ininterrumpida.
- Sistema de tratamiento de agua.
- Sistema captación de agua de refrigeración.
- Sistema de refrigeración.
- Otros sistemas auxiliares (aire comprimido, aire de arranque, etc.).
- Sistema de tratamiento de combustible (ERM en el caso de gas natural).
- Motor alternativo y sus auxiliares.
- Sistema de almacenamiento y tratamiento de aceite.
- Sistema de almacenamiento de combustible.
- Sistema de control e instrumentación.
- Turbina de gas y sus auxiliares.

- Caldera de recuperación.
- Ciclo agua-vapor.
- Turbina de vapor.
- Sistema contra-incendios.
- Almacenamiento de productos químicos.
- Sistemas de dosificación de productos químicos.

### *Commissioning frío*

Entregado cada sistema puede iniciarse la puesta en marcha de cada uno de ellos. El *commissioning* frío es el proceso de puesta en marcha de todos los sistemas que pueden iniciarse sin necesidad de aportar combustible. Las tareas que suele incluir esta fase son las siguientes:

- Timbrado y comprobación de cables.
- Comprobación y calibración de toda la instrumentación.
- Comprobación de los lazos de control y enclavamientos en frío.
- Energización (este es uno de los hitos importantes en el proceso de puesta en marcha).
- Puesta en marcha del sistema de aire comprimido.
- Comprobación del sentido de giro de todas las bombas.
- Puesta en marcha del sistema de captación de agua para refrigeración.
- Puesta en marcha del sistema de refrigeración.
- Puesta en marcha del sistema de suministro de combustible.
- Comprobación de estanqueidad de sistemas a vacío.
- Limpieza y llenado de circuitos hidráulicos. Comprobación de estanqueidad.
- Limpieza y llenado de circuitos cerrados de refrigeración y agua sobrecalentada, y comprobación de estanqueidad.
- Limpieza química, llenado de calderas y comprobación de estanqueidad.
- Arranque en vacío del motor alternativo o la turbina de gas (otro de los hitos importantes de la puesta en marcha).
- Puesta en marcha del sistema virador (en turbinas de vapor y de gas).
- Puesta en marcha de ERM.

### *Commissioning caliente*

Una vez finalizado el *commissioning* frío de cada uno de los sistemas, puede iniciarse la puesta en marcha en caliente. Éste engloba las siguientes tareas:

- Primer encendido. Arranque de la turbina o el motor con gas. Este es otro de los hitos importantes de la puesta en marcha.
- Subida progresiva de revoluciones de cada uno de las máquinas térmicas, hasta velocidad de acoplamiento a la red.
- Sincronización o acoplamiento a la red de los equipos generadores.

- Subida de carga hasta carga nominal de cada una de las máquinas térmicas de la instalación.
- Soplado de tuberías con vapor.
- Puesta en marcha en caliente de la caldera de recuperación.
- Puesta en marcha en caliente de la turbina de vapor.
- Puesta en marcha de los equipos restantes.
- Ajustes finales de la instrumentación.
- Optimización.

### *Prueba de puesta en marcha*

La prueba se realiza una vez que todos los equipos pueden funcionar con normalidad.

Se dice que se ha realizado con éxito, cuando se funciona con la instalación al completo durante un periodo comprendido entre 24 y 120 horas de forma ininterrumpida, sin detectarse ningún fallo esencial, disparo (parada de emergencia) de equipos primarios o alarma crítica (alta temperatura con baja presión de aceite, alta temperatura en devanados eléctricos, etc.).

Esta prueba se realiza a plena carga o a una carga previamente acordada entre el contratista principal y la propiedad, si hay limitaciones externas.

### *Comprobación de prestaciones*

En esta fase está presente el cliente, pues el contratista «llave en mano», la ingeniería que ha desarrollado el proyecto o el responsable de la puesta en marcha demuestran ante el cliente y promotor del proyecto cuales son las prestaciones de la planta. Suelen comprobarse los siguientes parámetros:

- Potencia eléctrica.
- Potencia térmica.
- Rendimiento de la instalación.
- Consumo de determinados recursos, como agua, etc.
- Cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente (REE).
- Cumplimiento de condicionantes medioambientales.

En general, la prueba de prestaciones se deja reflejada en un documento, en el que se anotan cada uno de los resultados obtenidos y las condiciones en que se han conseguido (presión y temperatura ambiental, hora y día, etc.).

### *Prueba de funcionamiento*

Además de demostrar que la planta puede alcanzar unas prestaciones determinadas durante un corto espacio de tiempo (generalmente unas horas) el pro-

motor suele exigir una prueba de fiabilidad, debiendo demostrar la planta su capacidad para alcanzar algunos o todos los parámetros anteriores durante un periodo de tiempo más prolongado, normalmente comprendido entre una semana y un mes. En ese tiempo además la planta debe alcanzar una disponibilidad muy elevada, dándola por superada si se superan determinados valores.

### *Entrega de la planta (Recepción provisional)*

Si se han superado las pruebas anteriores, el constructor, contratista o responsable de la construcción y/o puesta en marcha entrega la planta al promotor, y comienza en ese momento a contabilizarse el periodo de garantía de la que gozará la planta (generalmente entre uno y tres años).

Este punto se considera el comienzo de la operación o explotación comercial.

## **4.2 REGÍMENES DE OPERACIÓN Y SUS PROBLEMAS TÉCNICOS ASOCIADOS**

---

Hay tres factores que marcan el régimen de funcionamiento de una planta de cogeneración:

- El funcionamiento de la planta industrial que aprovecha la energía térmica de la cogeneración.
- El marco legal regulatorio.
- El propio mercado eléctrico, con sus aumentos y disminuciones de demanda y con sus variaciones de precios.

El conjunto de estos tres factores dibuja varios escenarios de funcionamiento posibles. Estos escenarios pueden ser estables en el tiempo, pueden tener un carácter estacional (en cada estación del año puede variar) o puede ser o parecer incluso completamente impredecibles. Los regímenes de funcionamiento que podemos considerar son los siguientes:

- Arranques y paradas diarias.
- Arranques y paradas semanales.
- Funcionamiento continuo.

### **4.2.1. Plantas que operan en una parte del día con arranques y paradas diarias**

En este régimen de funcionamiento, la planta se mantiene en marcha durante las horas punta y llano, y durante las horas de menor demanda permanece parada. Normalmente, significará que el equipo se arranca en la madrugada, y se para durante la noche y los fines de semana. El número de horas de funciona-

miento anual estaría en torno a las 4.000 horas, en caso de que la situación fuera estable todo el año.

Este modo de funcionamiento es habitual cuando los márgenes entre el precio del combustible y el de venta de la energía eléctrica es bajo, y cuando el aprovechamiento térmico no es constante a lo largo del día y baja o se anula durante la noche.

Es un modo de funcionamiento delicado, pues determinadas partes de la planta sufren un desgaste acelerado:

- *Turbina de gas*. La planta opera más tiempo con gas frío, por lo que aumenta el riesgo de condensación de agua por gas frío. Se produce un estrés térmico en rotor, carcasa, aislamiento interno y cámaras de combustión. Como los arranques y paradas son continuas, las fuerzas cíclicas aceleran la fatiga de materiales. También se producen otros efectos indeseables: puede llegar a necesitarse más personal para los arranques (sobre todo si la automatización de la planta no es completa) y el rendimiento de la planta disminuye por el mayor consumo de combustible en los arranques. El aumento de vibraciones en los arranques afecta a la fatiga de materiales, y afecta a las conexiones más débiles con elementos externos (*tubing*, instrumentos, etc.). Una de las características principales de una turbina es su capacidad para soportar un determinado número de arranques anuales. Sólo algunas turbinas (aeroderivadas normalmente) admiten arranques diarios.
- *Turbina de vapor*. Estrés térmico en rotor, carcasa y álabes. Los elementos internos de la turbina de vapor se ven expuestos a niveles más altos de sílice y O<sub>2</sub> durante más tiempo.
- *Alternadores*: los extremos del eje del rotor sufren más tensiones cíclicas, al igual que los acoplamientos con las máquinas térmicas a las que están asociados. La fatiga disminuirá la vida de estos elementos.
- *Caldera y Ciclo agua-vapor*: Si se tiene la precaución de «embotellar» la caldera (mantenerla presurizada), el estrés al que se somete es mucho menor. No obstante, el estrés térmico en haces tubulares interiores es notable. Las válvulas se ven sometidas a presiones diferenciales, por lo que aumenta en número de averías en válvulas (sobre todo motorizadas). La capa de magnetita se debilita, por lo que pueden presentarse antes problemas de corrosión, con el consiguiente aumento de roturas de tubos. La caldera se expone a niveles mayores de O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y de otros contaminantes. Aumenta el consumo de reactivos. Las tuberías, en general, se someten a altos estrés térmicos, y a fuerzas cíclicas de expansión y compresión que afectan a su vida. Normalmente, los puntos más débiles de la instalación producirán fallos al poco tiempo de iniciarse esta forma de operación.
- *Circuito de refrigeración*: Mayor número de arranque en bombas y ventiladores, con la disminución consiguiente de vida útil de estos elementos (sobre todo ejes, rodets, rodamientos, cojinetes).

Aunque no es sencillo cuantificar el desgaste que sufre una planta operada de esta forma, se podría hacer una simplificación definiendo la «*hora equivalente de funcionamiento*», con tres conceptos a considerar para su cálculo:

- Las horas de operación reales de la planta.
- El número de arranques.
- El número de incidentes que provocan disparo a cargas altas.

Dependiendo del tipo de instalación, es posible desarrollar una fórmula que «sume» las horas equivalentes acumuladas por cada uno de estos conceptos y esta suma pueda ser utilizada para calcular, por ejemplo, los intervalos entre revisiones de la instalación o de determinados equipos o incluso la cantidad a pagar al contratista responsable del mantenimiento de la instalación. El caso más simple puede ser desarrollar una fórmula lineal, que sume los tres conceptos de esta forma:

$$\text{Horas equivalentes} = \text{horas de func.} + \text{arranques} \times F1 + \text{disparos} \times F2.$$

Siendo:

F1 = factor de multiplicación de arranques, que podría estar entre 20 y 100.

F2 = factor de multiplicación de disparos a alta carga, que podría estar entre 100 y 200.

Lo cierto es que el desgaste producido por el funcionamiento continuo y por los arranques y paradas es diferente, y difícilmente «sumable». Se trata, pues, de una simplificación que permite manejar el desgaste de la planta y fijar el momento de las previsiones programadas con cierta facilidad. Pero no refleja una situación real, pues, como hemos dicho, los desgastes son muy distintos y los problemas derivados de un número de arranques alto o un número de horas de operación altas apenas guardan relación entre sí.

En resumen, no se recomienda el arranque y parada diaria en ciclos simples con turbina de gas. No debería hacerse más de un arranque y parada prevista semanal. En algunos tipos de turbina es admisible este tipo de ciclo diario, pero a costa de un importante aumento en los costes de mantenimiento y a un acortamiento en el intervalo entre revisiones. En plantas con motores alternativos como máquina térmica principal este tipo de régimen es posible, aunque en motor sufrirá más y debería tener unos intervalos de mantenimiento menores. En ciclo combinado, en el que se incorpora la turbina de vapor como elemento adicional, no se recomienda en absoluto este tipo de funcionamiento, salvo en situaciones especiales.

#### 4.2.2. Plantas que operan de lunes a viernes, todo el día

En este modo de funcionamiento la planta se arranca el primer día hábil de la semana (lunes) a primera hora, y se mantiene en marcha hasta el viernes o sábado. El número de horas anuales de funcionamiento está en torno a las 6.500.

Esta situación es propia de escenarios de precios que, de media, superan ligeramente el precio de coste del combustible y hay un aprovechamiento térmico

constante durante los días laborables. Así, durante los periodos punta el beneficio que se obtiene es interesante, y por ello, la central se mantiene a cargas altas. Durante la noche, los márgenes de la planta rozan el umbral de rentabilidad, pero el coste de un arranque es mayor que la pérdida por mantener en marcha la planta a precios por Kwh. inferiores al coste.

Este modo de funcionamiento supone unos 50 arranques al año, que es una cantidad perfectamente asumible para una instalación de este tipo.

La parte de la instalación que más sufre con este régimen es la caldera. Aunque se «embotelle»<sup>6</sup>, en un fin de semana ésta acaba perdiendo su presión y su temperatura, por lo que sufre cierto estrés térmico. Las válvulas son los elementos que más sufren, sobre todo las motorizadas, que necesitan de constantes intervenciones para corregir fugas y funcionamientos anormales. Las válvulas afectadas suelen ser drenajes, válvulas de control de nivel, válvulas de llenado de calderines, etc.

### 4.2.3. Plantas que funcionan en continuo

Este modo de funcionamiento es propio de momentos en los que los márgenes de explotación de la planta son interesantes y se mantienen constantes a lo largo de todo el día y de toda la semana. Es el régimen de explotación ideal para estas instalaciones, y por ello las normativas regulatorias deberían favorecer este tipo de funcionamiento en plantas que tienen aprovechamiento térmico constante (plantas de proceso continuo). Supondría 8.760 horas al año de funcionamiento, a lo que habría que restar la indisponibilidad por mantenimiento correctivo o programado, o por problemas externos a la planta (disponibilidad de gas, fallos en la red eléctrica a la que está conectada la planta, problemas legales o medioambientales, conflictividad laboral, indisponibilidad de la planta industrial asociada, etc.).

Es el modo de funcionamiento en el que la planta sufre el menor estrés. Las temperaturas y presiones se mantienen más o menos constantes, y por ello, las fuerzas cíclicas responsables de la fatiga de materiales no aparecen.

Los problemas suelen estar relacionados con el desgaste, la erosión, la abrasión y la corrosión. Es una degradación de la planta distinta a la que se produce por arranques y paradas constantes (más relacionada con el estrés).

## 4.3 OBJETIVOS CLAVE EN LA GESTIÓN DE LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Los principales objetivos de una buena gestión en la operación de una planta de cogeneración son tres:

- El fiel seguimiento del programa de carga de la planta, tanto térmico como eléctrico. Este programa lo diseñan los gestores económicos de la planta.

---

<sup>6</sup> Se entiende por «embotellar» una caldera a mantenerla presurizada aunque el resto de la planta esté parada.

- El mínimo deterioro posible al efectuar cada una de las maniobras y procesos responsabilidad de los operadores de la planta.
- Todo ello, fiel seguimiento y mínimo deterioro, realizado con el mínimo coste posible.

En cuanto al primero de esos tres objetivos, es, a corto plazo, el principal. Una vez diseñado el régimen de carga, y negociada la energía eléctrica a volcar en la red, el incumplimiento resulta muy gravoso desde el punto de vista económico, pues el operador de la red eléctrica a la que vuelca la energía eléctrica la planta suele imponer penalizaciones si se producen desvíos sobre el programa pactado.

El incumplimiento puede producirse por:

- Parada no programada de la planta o bajada de carga por el fallo inesperado de alguna parte de la instalación. En este tipo de fallos la responsabilidad suele recaer sobre los responsables del mantenimiento, que son quienes tienen como función velar por el funcionamiento fiable de la planta.
- Parada no programada o bajada de carga o desviaciones por causas técnicas imputables a los operadores. Se trata de eventos que afectan al programa de carga causados por maniobras efectuadas de forma diferente a la óptima.
- Seguimiento incorrecto del programa de carga. Se trata de pequeñas desviaciones del programa de carga por causas no técnicas, sino más bien por el ajuste incorrecto de la consiga de potencia. Suelen producirse por cálculo erróneo de la energía producida durante rampas de subida o de bajada de carga, falta de atención del personal de operaciones, etc.

Tratándose de plantas de cogeneración, la rentabilidad de la explotación está muy ligada al aprovechamiento de calor. Si éste es bueno, el coste de producción de electricidad es bajo y la planta compite favorablemente con la red eléctrica, por lo que convendrá no parar por cuestiones económicas, lo que a su vez facilita la explotación de la planta industrial asociada. En los momentos en que el grado de aprovechamiento del calor es bajo hay que fijarse más en el precio de electricidad y bajar la carga o incluso parar en las horas de bajo precio de electricidad.

En cuanto al segundo objetivo de una buena gestión de la operación de una planta de cogeneración, a medio y largo plazo tiene una gran trascendencia, pues afecta a la futura disponibilidad de la central. Las diferentes maniobras y tareas bajo la responsabilidad de operaciones pueden realizarse de forma que el impacto sobre los diferentes sistemas de la planta sea mínimos, o pueden realizarse de forma poco segura para las instalaciones. Esto se puede traducir en roturas, averías o eventos que se manifiesten de forma inmediata o de desgastes acelerados de la instalación. Una buena operación debe tener en cuenta como afecta a la planta cada acción que ejecuta operaciones, y debe diseñar la realización de estas acciones provocando el mínimo impacto posible. Debe tener en cuenta, por ejemplo, el estrés térmico o mecánico de cada maniobra, buscando formas eficientes de realizarlas con el mínimo estrés posible, cruzar con rapidez las velocidades críticas de los distintos elementos rotativos, operar correctamente los drenajes, etc.

Por último, tanto el cumplimiento del programa de carga como el mínimo impacto para la instalación deben realizarse con el mínimo coste posible. Como ejemplo, consideremos el proceso de arranque. Los rendimientos a bajas cargas son notablemente inferiores que a cargas superiores. Por ello, no puede demorarse el proceso a cargas bajas por causas imputables a la operación, como un mal seguimiento del procedimiento de arranque, márgenes de seguridad excesivos, etc.

## **4.4 OPERACIÓN DE TURBINA DE GAS**

### **4.4.1. Arranque de turbina de gas**

Aunque cada turbina y cada instalación tienen sus propias instrucciones y recomendaciones dadas por el fabricante o por la ingeniería que ha desarrollado el proyecto, hay una serie de instrucciones de carácter general que pueden servir para la mayor parte de las instalaciones.

Hay que tener en cuenta que hay muchos tipos de instalaciones, muchos tipos de turbinas, e incluso, para la misma instalación y la misma turbina, diferentes tipos de arranques (arranques fríos, arranques templados, arranques calientes). Todo esto hay que tenerlo en cuenta a la hora de diseñar los procedimientos de arranque, operación y parada de la turbina. Por tanto, este apartado no pretende más que ser una referencia de carácter genérico.

Antes de poner ningún dispositivo en marcha, es conveniente realizar una serie de comprobaciones, para asegurar que determinados sistemas se encuentran operativos y en la situación necesaria. Estas comprobaciones son:

- Presión de gas a la entrada de la turbina, en las condiciones requeridas.
- Sistema de refrigeración en funcionamiento.
- Red eléctrica de transporte de energía eléctrica perfectamente operativa.
- Niveles adecuados en los diversos calderines y en el tanque de agua de alimentación, ya que la turbina normalmente está asociada a un sistema de recuperación del calor..
- Alternador y sus sistemas auxiliares (si los tiene) perfectamente operativos.
- Sistema de lubricación operativo.
- Sistemas auxiliares de la turbina de gas operativos.
- Sistemas de seguridad (contra incendios, etc.) operativos y sin alarmas activas.
- Nivel de agua de caldera de vapor correcto y control de nivel en automático, si aplica.
- Ausencia de alarmas en el sistema de control, para todos los equipos que componen la planta.

El eje de la turbina de gas debe haber estado a giro lento (menos de 1 rpm) con el sistema virador durante varias horas (en el caso de turbinas que lo requieran. Las industriales suelen tener este requisito). Esto se realiza para evitar que por efecto del peso del eje o de la temperatura éste se haya deformado, arqueándose,

lo que puede producir desequilibrios y aumento de vibraciones, o incluso, el bloqueo del propio eje.

El proceso de arranque propiamente dicho se inicia cuando el operador selecciona la opción «Arranque» en el sistema de control. Lo habitual en plantas de cogeneración equipadas con turbina de gas es que se disponga de un sistema de control distribuido, y que una unidad central (también llamado secuenciador) coordine las acciones que se van realizando en los diferentes sistemas durante el arranque. Teóricamente, sin más intervención manual que la de selección de la opción «arranque» las modernas plantas de cogeneración deberían completar todo el proceso. Pero la experiencia demuestra que la intervención manual de un operador experimentado acelera el proceso, resuelve problemas que van surgiendo sobre la marcha y hace que el número de «arranques fallidos» descienda. Por ello, en casi todas las plantas con turbina de gas, el proceso de arranque es un conjunto de varias operaciones automáticas desencadenadas mediante órdenes manuales consecutivas del operador.

En una primera etapa, como hemos dicho, el sistema comprobará que se dan todas las condiciones necesarias para el arranque. Una vez comprobadas, se inicia la aceleración de la turbina de gas. Para hacer girar la turbina se emplea un motor de arranque eléctrico acoplado al eje, que se desconectará cuando se haya producido el encendido de quemadores y éste haya alcanzado una velocidad determinada. En algunos casos, sobre todo en turbinas de gran potencia, es el generador el que actúa como motor, utilizándose un variador de frecuencia que va controlando la velocidad del alternador en cada momento de forma muy precisa.

Se hace en primer lugar un barrido de gases, para asegurar que no hay ninguna bolsa de gas en el interior de la turbina. La turbina gira durante este barrido a una velocidad establecida, durante 5-10 minutos. Una vez acabado el barrido, la turbina va aumentando su velocidad. Atraviesa varias velocidades críticas, en las que el nivel de vibraciones en los cojinetes aumenta considerablemente. En esas velocidades críticas el gradiente de aceleración se aumenta para reducir el tiempo de estancia.

A una velocidad determinada (generalmente por encima del 50% de la velocidad nominal), comienza a entrar gas a los quemadores y una bujía o ignitor hace que comience la ignición en cada uno de los quemadores. La cámara de combustión está equipada con varios detectores de llama, y si no se detecta ignición pasados algunos segundos, se abortará la maniobra de arranque, y será necesario hacer un barrido de gases y comenzar de nuevo. Para estos ignitores se puede utilizar gas natural o un combustible con mayor poder calorífico (propano, por ejemplo).

Si los quemadores se encienden correctamente, los gases provocados por la combustión del gas natural empezarán a mover los álabes de la turbina. A medida que se va ganando en velocidad, el sistema de arranque se va desconectando, hasta que a una velocidad determinada la combustión será la única responsable de la impulsión de la turbina.

Cuando se alcanza la velocidad nominal entra en funcionamiento el sincronizador de manera automática o mediante orden manual del operador. Este sincronizador automáticamente regulará frecuencia, tensión y desfase de la curva de tensión del alternador y de la red eléctrica. Cuando las curvas de tensión de alternador y red coinciden plenamente se cierra el interruptor del alternador y la energía eléctrica generada se exporta a la red a través del transformador principal.

#### 4.4.2. Problemas habituales durante el arranque

Los problemas habituales durante el arranque de la turbina suelen ser los siguientes:

- Alta o baja temperatura de aceite de lubricación y de control, por falta o exceso de refrigeración en este aceite.
- Falta de presión de aceite, por mal estado de filtros o fallo en bomba.
- Fallo en el arrancador: en piñones de ataque, en el motor eléctrico auxiliar, en el variador, etc.
- Fallo de llama: cuando el gas comienza a entrar en los quemadores de la turbina, se dispone de un tiempo muy corto para que los detectores de llama detecten que efectivamente hay combustión en los quemadores. Si transcurridos unos segundos alguno de los detectores no «ve» la llama en uno o varios quemadores, el proceso de arranque se detendrá.
- Vibraciones durante el arranque, y especialmente al pasar las velocidades críticas.
- Alta temperatura en cojinetes, por falta de lubricación, o mal estado de cojinetes, vibraciones excesivas o fallo en el sensor.
- Problemas en la sincronización, por mala regulación de velocidad de la válvula de control o problemas en el equipo de sincronización.
- Fallo por medidas erróneas de la instrumentación (medida de velocidad, de vibración, de detección de llama, de presión en cámara de combustión, de temperatura de salida de gases, de temperatura de cojinetes, etc.).

Cuando se produce un arranque fallido por alguna de las causas enumerada o por cualquier otra es necesario resolver lo que provocó ese arranque fallido antes de volver a intentarlo. A veces se intenta el arranque una y otra vez confiando en que el problema que ha provocado falsa una vez el fallo corresponda a una señal falsa de la instrumentación, o se haya solucionado solo de forma milagrosa. Grave error. Con máquinas complejas los milagros son poco habituales. Incluso, aunque se trate de una falsa señal de instrumentación, las posibilidades de que se repita el fallo son muy altas si no se revisa la instrumentación responsable del fallo. Por todo ello, tras cada arranque fallido es absolutamente necesario investigar la causa que lo provocó y resolverlo antes de intentarlo de nuevo.

#### 4.4.3. Vigilancia de parámetros durante la marcha normal

Los parámetros a vigilar durante la operación normal de la turbina de gas son los siguientes:

- Presión de gas a la entrada a turbina.
- Presión de aire a la salida del compresor de turbina.
- Vibraciones y temperaturas en cojinetes.
- Distribución de temperaturas en la cámara de combustión.

- Principales incidentes que hayan afectado a los resultados, tanto en la recuperación térmica como en la generación eléctrica, con la identificación de posibles causas.
- Consumo de agua de refrigeración.
- Consumo de productos químicos, aceites, etc.

## **12.3** INFORMES DE MANTENIMIENTO

### **12.3.1. Informes de intervención**

Como ya se ha indicado en el apartado 5.5, *Análisis de averías, informe de intervención y medidas preventivas*, cuando se produce una avería que afecta al plan de producción o que incide en los resultados de la planta es conveniente, casi imprescindible, realizar un informe en el que se detallen los síntomas de la avería, sus consecuencias, la forma en que se ha llevado a cabo la reparación y las medidas preventivas que se han adoptado para evitar que el fallo vuelva a producirse.

### **12.3.2. Informes mensuales de mantenimiento**

El informe mensual de mantenimiento debería contener la siguiente información:

- Principales incidentes ocurridos en el mes.
- Mantenimientos programados realizados.
- Inspecciones reglamentarias y resultados.
- Mantenimientos previstos para el periodo siguiente.
- Seguimiento de los indicadores de mantenimiento que se han elegido.

### **12.3.3. Indicadores de mantenimiento**

Los indicadores posibles para hacer un seguimiento a la evolución del mantenimiento de la planta son muchos y variados. Es importante elegir los adecuados, que serán aquellos que aporten información útil para tomar decisiones.

Se lista a continuación los más usuales, de la que podrían extraerse los que mejor se adapten a cada planta.

#### ***Indicadores de disponibilidad***

##### ***1. Disponibilidad horaria por avería***

Es el cociente de dividir el n.º de horas que un equipo ha estado disponible para producir sobre el total de horas por causas imputables únicamente a averías y mantenimientos correctivos no programados:

$$\text{Disponibilidad por avería} = \frac{\text{Horas totales} - \text{Horas de parada por avería}}{\text{Horas totales}}$$

## 2. Disponibilidad por mantenimiento programado

En determinadas plantas puede ser interesante comparar el índice anterior con la disponibilidad imputable a mantenimientos programados, sobre todo en aquellos años en los que haya revisiones programadas de larga duración:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Horas totales} - \text{Horas parada por mantenimiento}}{\text{Horas totales}}$$

## 3. MTBF (*Mid Time Between Failure, tiempo medio entre fallos*)

Permite conocer la frecuencia con que suceden las averías:

$$\text{NTBF} = \frac{\text{N.º horas totales del periodo de tiempo analizado}}{\text{N.º de averías}}$$

## 4. MTTR (*Mid Time To Repair, tiempo medio de reparación*)

Permite conocer la importancia de las averías que se producen en un equipo considerando el tiempo medio hasta su solución:

$$\text{MTTR} = \frac{\text{N.º horas de paro por avería}}{\text{N.º de averías}}$$

Por simple cálculo matemático es sencillo deducir que:

$$\text{Disponibilidad por avería} = \frac{\text{MTBF} - \text{MTTR}}{\text{MTBF}}$$

### ***Indicadores de gestión de órdenes de trabajo***

#### 5. N.º de ordenes de trabajo (OT) generadas en un periodo determinado

Es discutible si el número de órdenes de trabajo es un indicador muy fiable sobre la carga de trabajo en un periodo, ya que 100 órdenes de trabajo de una hora pueden agruparse en una sola orden de trabajo con un concepto más amplio. No obstante, dada la sencillez con que se obtiene este dato, suele ser un indicador muy usado. La información que facilita este indicador es más representativa cuanto mayor sea la cantidad media de OT que genera la planta. Así, es fácil que en una planta que genera menos de 100 OT de mantenimiento mensuales la validez de este indicador sea menor que una planta que genera 1.000 OT.

#### 6. *N.º de órdenes de trabajo generadas por sectores o zonas*

Igual que en el caso anterior, pero referido a cada una de las zonas que componen la planta. Sólo la sencillez de su cálculo justifica emplear este indicador.

#### 7. *N.º de órdenes de trabajo acabadas*

Suele ser útil conocer cual es el número de OT acabadas, sobre todo en relación al número de órdenes generadas. Es muy importante, como siempre, seguir la evolución en el tiempo de este indicador.

#### 8. *N.º de órdenes de trabajo pendientes*

Este indicador nos da una idea de la eficacia en la resolución de problemas. Es conveniente distinguir entre las OT que están pendientes por causas ajenas a mantenimiento (pendientes por la recepción de un repuesto, pendientes porque producción no da su autorización para intervenir en el equipo, etc.) de las debidas a la acumulación de tareas o a la mala organización de mantenimiento.

Por ello, es conveniente dividir este indicador en otros tres:

- Pendientes de repuesto.
- Pendientes de parada de un equipo.
- Pendientes por otras causas (una autorización, una decisión externa a la planta, etc.).

#### 9. *N.º de órdenes de trabajo de emergencia (prioridad máxima)*

Una referencia muy importante del estado de la planta es el número de OT de emergencia que se han generado en un periodo determinado. Si ha habido pocas o ninguna, tendremos la seguridad de que el estado de la planta es fiable. Si por el contrario, las ordenes de prioridad máxima que se generan son muchas, se podrá pensar que el estado de la planta es malo. Como siempre, es igualmente importante observar la evolución de este indicador respecto a periodos anteriores.

#### 10. *Horas estimadas de trabajo pendiente*

Es la suma de las horas estimadas en cada uno de los trabajos pendientes de realización. Es un parámetro más importante que el número de órdenes pendientes, pues nos permite conocer la carga de trabajo estimada por realizar.

### 11. *Índice de cumplimiento de la planificación*

Es la proporción de órdenes que se acabaron en la fecha programada o con anterioridad, sobre el total de órdenes totales. Mide el grado de acierto de la planificación.

$$\text{Índ. de cumplim. de la planif.} = \frac{\text{N.º Órdenes acabadas en la fecha planificada}}{\text{N.º Órdenes totales}}$$

### 12. *Desviación media del tiempo planificado*

Es el cociente de dividir la suma de horas de desviación sobre el tiempo planificado entre el número total de órdenes de trabajo.

Puede haber dos versiones:

- a) Desviación media sobre el momento de finalización. Cociente de dividir la suma del número de horas en que se ha rebasado cada una de las órdenes sobre el momento estimado de finalización:

$$\text{Retraso medio} = \frac{\sum \text{Retraso de cada orden de trabajo}}{\text{N.º de órdenes de trabajo}}$$

- b) Desviación media de las horas/hombre empleadas en un OT sobre las horas/hombre previstas:

$$\text{Desviac. media} = \frac{\sum \text{Incrém. de horas/hombre en todas las órdenes de trabajo}}{\text{N.º de órdenes de trabajo}}$$

### 13. *Tiempo medio de resolución de una OT*

Es el cociente de dividir el número de OT resueltas entre el número de horas que se han dedicado a mantenimiento:

$$\text{Tiempo medio} = \frac{\text{N.º de órdenes de trabajo resueltas}}{\text{N.º de horas dedicadas a mantenimiento}}$$

Se trata de un índice sencillo de calcular y realmente práctico. A partir de él es posible, por ejemplo, determinar de forma estimativa el rendimiento del personal de mantenimiento<sup>27</sup>.

<sup>27</sup> Se podría estimar que el número de horas/hombre necesario para resolver una OT es, de una media de 10. Con este dato, si tenemos 450 horas/hombre disponibles mensualmente para mantenimiento (una plantilla formada por tres técnicos, por ejemplo) y se han resuelto 30 órdenes de trabajo en un mes, podríamos estimar que el rendimiento es del 66% (el resultado de dividir 300 entre 450).

### *Indicadores de coste*

La cantidad de índices que hacen referencia a los costes del departamento de mantenimiento es inmensa. Aquí se exponen algunos que pueden resultar prácticos.

#### 14. *Coste de la mano de obra por secciones*

Si la planta se divide en zonas o secciones, es conveniente desglosar este coste para cada una de las zonas o secciones. En una planta de cogeneración puede ser representativo y aportar información valiosa distinguir entre el coste del mantenimiento de la máquina térmica principal (motor o turbina de gas) y el coste del mantenimiento del aprovechamiento térmico (resto de la planta de cogeneración).

#### 15. *Proporción de coste de la mano de obra de mantenimiento*

Es el cociente de dividir el n.º total de horas empleadas en mantenimiento entre el coste total de la mano de obra:

$$\text{Coste de hora medio} = \frac{\text{N.º de horas de mantenimientos}}{\text{Coste total de la mano de obra de mantenimiento}}$$

#### 16. *Coste de materiales*

Se pueden hacer tantas subdivisiones como se crea conveniente: por secciones, por tipo (eléctrico, mecánico, consumibles, repuestos genéricos, repuestos específicos, etc.).

#### 17. *Coste de subcontratos*

También pueden hacerse las subdivisiones que se considere oportunas. Algunas subdivisiones comunes suelen ser:

- Subcontratos a fabricantes y especialistas.
- Subcontratos de inspecciones de carácter legal.
- Subcontratos a empresas de mantenimiento genéricas.

#### 18. *Coste de medios auxiliares*

Es la suma de todos los medios auxiliares que ha sido necesario alquilar o contratar: grúas, carretillas elevadoras, alquiler de herramientas especiales, etc.

Con todos los índices referentes a costes puede prepararse una *tabla de costes*, como la que se muestra en la Tabla 12.1. En ella pueden visualizarse con rapidez todos gastos de mantenimiento de la planta, divididos en conceptos y en secciones. Presentarlos de esta manera facilitará su lectura y la toma de decisiones consecuente.

**Tabla 12.1.** Ejemplo de tabla de costes

AÑO XXXX						
Secciones	Mano de obra	N.º horas	Materiales	Subcontratos	Medios Aux.	TOTALES
Generación eléctrica						
Aprovechamiento térmico						
TOTALES						

### *Indicadores de proporción de tipo de mantenimiento*

#### 19. Índice de mantenimiento programado

Representa el porcentaje de horas invertidas en realización de *mantenimiento programado* sobre horas totales:

$$\text{IMP} = \frac{\text{Horas dedicadas a mantenimiento programado}}{\text{Horas totales dedicadas a mantenimiento}}$$

#### 20. Índice de correctivo

Porcentaje de horas invertidas en realización de *mantenimiento correctivo* sobre horas totales:

$$\text{IMC} = \frac{\text{Horas dedicadas a mantenimiento correctivo}}{\text{Horas totales dedicadas a mantenimiento}}$$

#### 21. Índice de emergencias

Es el porcentaje de horas invertidas en realización de OT de prioridad máxima:

$$\text{IME} = \frac{\text{Horas OT prioridad máxima}}{\text{Horas totales de mantenimiento}}$$

## *Indicadores de gestión de almacenes y compras*

### 22. *Consumo de materiales*

Es la relación entre el consumo de materiales en actividades propias de mantenimiento en relación con el consumo total de materiales. Este dato puede ser importante cuando la planta tiene consumo de materiales del almacén de repuesto adicionales a la actividad de mantenimiento (mejoras, nuevas instalaciones, etc.).

Es un índice relativamente poco usual. Es útil cuando se está tratando de optimizar el coste de materiales y se desea identificar claramente las partidas referentes a mantenimiento, a modificaciones y a nuevas instalaciones:

$$\% \text{ consumo materiales en mantenim.} = \frac{\text{Valor de mater. consum. para mantenim.}}{\text{Valor total del material consumido}}$$

### 23. *Rotación del almacén*

Es el cociente de dividir el valor de los repuestos consumidos totales y el valor del material que se mantiene en stock (valor del inventario de repuestos):

$$\text{Rotación} = \frac{\text{Valor repuesto consumido}}{\text{Valor del stok de repuesto}}$$

Hay una variación interesante de este índice, cuando se pretende determinar si el stock de repuestos y consumibles está bien elegido. Si es así, la mayor parte del material que consume mantenimiento lo toma del almacén, y solo una pequeña parte de lo comprado es de uso inmediato. Para determinarlo, es más útil dividir este índice en dos:

$$\text{Origen de materiales} = \frac{\text{Valor del material consumido del almacén}}{\text{Valor total del material consumido}}$$

$$\text{Rotación del almacén} = \frac{\text{Valor de materiales consumidos del almacén}}{\text{Valor del almacén}}$$

Otra forma de conocer si el almacén de mantenimiento está bien dimensionado es determinando la proporción de piezas con movimientos de entradas y salidas. Una utilidad de este índice es determinar que porcentaje de piezas tienen escaso movimiento, para tratar de eliminarlas, desclasificarlas, destruirlas, venderlas, etc.:

$$\% \text{ de piezas con movim.} = \frac{\text{Piezas que han tenido movim. en un periodo fijado}}{\text{N.º de piezas totales}}$$

#### 24. *Eficiencia en la cumplimentación de pedidos*

Proporción entre las peticiones de materiales a compras no atendidas con una antigüedad superior a dos meses y el total de pedidos cursados a compras.

$$\text{Efic. de compras} = 100 = \frac{\text{Peticiones de mater. no atendidas en un plazo determ.}}{\text{N.º de pedidos cursados}} \times 100$$

#### 25. *Tiempo medio de recepción de pedidos*

Es la media de demora desde que se efectúa un pedido hasta que se recibe. Este índice se puede calcular por muestreo (tomar al azar un número determinado de pedidos cursados y realizar la media aritmética del tiempo transcurrido desde su petición hasta su recepción en cada uno de ellos) o a partir del total de pedidos realizados.

$$\text{Tiempo medio de demora} = \frac{\sum \text{demora de cada pedido}}{\text{N.º de pedidos total}}$$

### ***Indicadores de seguridad y medio ambiente***

#### 26. *Índice de frecuencia de accidentes*

Proporción entre el número de accidentes con baja y el total de horas trabajadas:

$$I_f = \frac{\text{N.º de accidentes con baja} \times 1.000.000}{\text{Horas trabajadas}}$$

#### 27. *Índice de jornadas perdidas*

Proporción entre las horas pérdidas por bajas laborales y las horas trabajadas:

$$I_p = \frac{\text{N.º de jornadas perdidas} \times 1.000}{\text{Horas trabajadas}}$$

#### 28. *Índice de tiempo medio de permanencia de residuos en planta*

Es el tiempo medio que transcurre desde que se genera un residuo hasta que lo retira de la planta un gestor de residuos autorizado.

## 29. Índice de frecuencia de incidentes ambientales

Es el cociente entre el número de incidentes ambientales graves y el número de horas trabajadas:

$$I_1 = \frac{\text{N.º Incidentes ambientales graves} \times 10^6}{\text{Horas trabajadas}}$$

## 12.4 INFORMES MENSUALES

La información referente a la operación y la referente a mantenimiento deben integrarse en un único informe, en el que además haya otros datos adicionales que no están englobados dentro de ninguna de las categorías anteriores.

Así, la información relativa a personal, a seguridad, a gestión medioambiental, mejoras, etc, debería estar considerada dentro de un apartado específico de ese informe mensual.

De esta forma, un posible índice de dicho informe mensual podría ser el siguiente:

### 0. Resumen ejecutivo

- a) Energía eléctrica bruta generada en el periodo.
- b) Energía eléctrica consumida por equipos auxiliares.
- c) Energía eléctrica generada neta (descontado el consumo de equipos auxiliares).
- d) Energía eléctrica exportada a la planta industrial asociada (también denominado autoconsumo).
- e) Energía eléctrica vendida a la red eléctrica.
- f) Energía térmica recuperada exportada a la planta industrial asociada.
- g) Consumo de combustible.
- h) Rendimiento eléctrico y rendimiento eléctrico equivalente.
- i) Disponibilidad energética y horaria mensual.
- j) Disponibilidad energética y horaria acumulada.
- k) Principales indicadores de mantenimiento.
- l) Resultado de explotación (si se dispone de este dato).

### 1. Producción

- a) Gráficas de disponibilidad, en las que pueda apreciarse la evolución de la planta, con los comentarios oportunos que ayuden a toma de decisiones.
- b) Principales incidentes que hayan afectado a los resultados, tanto en la recuperación térmica como en la generación eléctrica, con la identificación de posibles causas.
- c) Consumo de agua de refrigeración.
- d) Consumo de productos químicos, aceites, etc.

## 2. Mantenimiento

- a) Principales incidentes ocurridos en el mes.
- b) Mantenimientos programados realizados.
- c) Inspecciones reglamentarias y resultados.
- d) Mantenimientos previstos para el periodo siguiente.
- e) Seguimiento de los indicadores de mantenimiento elegidos.

## 3. Personal

- a) Altas y bajas en el periodo considerado.
- b) Actividades de formación realizadas.

## 4. Prevención de riesgos

- a) Accidentes e incidentes ocurridos en el periodo.
- b) Índices de frecuencia, gravedad, etc.
- c) Mejoras implementadas en seguridad.

## 5. Gestión medioambiental

- a) Accidentes e incidentes medioambientales ocurridos en el periodo.
- b) Mejoras medioambientales implementadas.

## 6. Mejoras

- a) Mejoras realizadas.
- b) Mejoras propuestas para su aprobación.

## 7. Otros

- a) Cualquier información que no esté recogida en los apartados anteriores (inspecciones realizadas por la Administración Pública, visitas, etc.).

---

### **12.5** INFORMES ANUALES

---

En algunos casos puede ser aconsejable preparar un informe anual como resumen de los diferentes informes mensuales realizados a lo largo del año. La única ventaja de este informe será la recopilación de datos realizada y la facilidad para hacer un repaso histórico de la planta si algún día se necesita.

---

### **12.6** LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN EN MANTENIMIENTO: PROGRAMAS GMAO\*

---

La cantidad y complejidad de la información que genera el mantenimiento de una planta de cogeneración hace que en ocasiones (no en todos los casos, ni siquiera

---

\* Gestión de mantenimiento asistido por ordenador.

en la mayoría) pueda plantearse la posibilidad de disponer de un sistema informático en el que se registre la información generada en mantenimiento. Esto permite un mayor control sobre los trabajos de mantenimiento correctivo y programado, un mejor control sobre el gasto, facilidad para la consulta de históricos y facilidad para la obtención de ratios e indicadores.

Pero la utilización de un sistema de gestión informática también tiene grandes desventajas. A la alta inversión inicial tanto en equipos como en programas, hay que añadirle el coste de la implantación. El sistema también se burocratiza, aumentando el tiempo empleado en algunas actividades indirectas e improductivas que sin la implantación del sistema informático no existirían.

Algo que se olvida a menudo cuando se estudia la implantación de un programa informático de gestión de mantenimiento es que *este programa no se ocupa del mantenimiento de la empresa*, no mantiene la empresa ni desde el punto de vista correctivo ni desde el punto de vista preventivo.

El sistema informático es tan solo una herramienta, que en algunos casos puede convertirse más en un obstáculo que una ayuda. Como todo sistema de gestión de información, su función es, exclusivamente, tratar los datos que introducimos para convertirlos en información útil para la toma de decisiones. Por tanto, es necesario estudiar si la planta de cogeneración necesita de un programa informático de gestión de mantenimiento (GMAO). Si se llega a la conclusión de que es necesario y puede ser de ayuda, es imprescindible implantarlo correctamente, pues se corre el riesgo de que no aporte nada valioso y en cambio se convierta en una pesada carga.

### **12.6.1. Objetivos buscados en la informatización del mantenimiento**

Recordemos que cuando se adquiere un sistema GMAO estamos comprando un programa vacío que tendremos que personalizar. Debemos decirle, por ejemplo, qué equipos tenemos, cómo queremos funcionar para la apertura y cierre de OT, qué mantenimiento programado queremos realizar en la planta, cómo queremos hacer la gestión de almacenes de repuestos, etc. Es muy normal acometer el proceso de implantación sin tener una idea clara de lo que se quiere, sin tener experiencia en este tipo de trabajo, y comenzar a introducir datos en el ordenador con una estructura poco apropiada que después será muy difícil cambiar.

Para que el proceso de implantación sea el correcto y obtengamos el máximo partido del sistema es conveniente definir en primer lugar qué objetivos queremos alcanzar, definir de manera precisa qué es lo que queremos conseguir con la implantación.

Los objetivos principales que debemos marcarnos son los siguientes:

1. Ahorrar dinero.
2. Poder disponer de información de manera rápida que nos ayude a tomar decisiones.