

ESTRATEGIA DE AHORRO Y EFICIENCIA

ENERGÉTICA EN ESPAÑA 2004-2012

SECTOR TRANSFORMACION DE LA ENERGIA

Propuesta

5 de Noviembre 2003



SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA,  
DESARROLLO INDUSTRIAL Y DE LA  
PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA

## ÍNDICE

### 1. SECTOR REFINO

#### 1.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR REFINO DE PETRÓLEO

- Empresas y actividad
- Consumos energéticos

#### 1.2. TENDENCIAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Consumos representativos de los procesos de refino
- Análisis de los grupos-procesos de consumo

#### 1.3. POTENCIAL DE MEJORAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Caracterización de las medidas y su ahorro energético
- Coste de las medidas en relación con el ahorro energético

#### 1.4. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

### 2. SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA

#### 2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA

- Situación socioeconómica del sector
- Perspectivas del sector de Generación Convencional desde el año 2002 hasta el año 2012
- Resumen de situación y perspectiva del sector

#### 2.2 TENDENCIAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Consumos específicos de energía térmica por unidad de producto final
- Consumos de energía final de servicios auxiliares
- Distribución de consumos específicos, energía térmica y eléctrica por operaciones

## 2.3 POTENCIAL DE MEJORAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Medidas en tecnologías horizontales
- Medidas en procesos productivos
- Nuevos procesos productivos
- Resumen de las medidas previstas
- Investigación, Desarrollo y Demostración

## 2.4 CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

# 3. SECTOR COGENERACIÓN

## 3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR COGENERACIÓN

- Actividad, ámbito de aplicación y empresas

## 3.2 TENDENCIAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Descripción de los principales procesos productivos
- Potencial de mejoras de rendimiento en instalaciones de cogeneración existentes
- Potencial de cogeneración alcanzable en España

## 3.3 POTENCIAL DE MEJORAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Caracterización de las medidas y su ahorro energético

## 3.4 CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

# 4. INSTRUMENTO PARA AUMENTAR LA EFICACIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TRANSFORMACIÓN

# 5. CUANTIFICACIÓN DE LAS PREVISIONES DE AHORRO ENERGÉTICO, INVERSIONES Y APOYO PÚBLICO.

## 1. SECTOR REFINO

### 1.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR REFINO DE PETRÓLEO

- **Empresas y actividad**

El sector de refino en España, que comprende la actividad de refino de petróleo, así como la mayoría de las unidades de petroquímica básica, está formado por diez refinerías agrupadas en tres grupos empresariales: REPSOL YPF, CEPSA y BP OIL ESPAÑA (ASESA propietaria de una planta dedicada a la producción de asfaltos, está participada a partes iguales, por las dos primeras). En el cuadro siguiente se indican las instalaciones de cada empresa:

|               | Capacidad destilación kt crudo / año | Nº de refinerías | Petroquímica básica            |
|---------------|--------------------------------------|------------------|--------------------------------|
| ASESA (1)     | 1.400                                | 1                | ---                            |
| BP OIL ESPAÑA | 6.000                                | 1                | ---                            |
| CEPSA         | 20.900                               | 3                | 2 plantas (Aromáticos)         |
| REPSOL YPF    | 39.500                               | 5                | 2 plantas (Olefinas y Benceno) |
| <b>TOTAL</b>  | <b>66.800</b>                        | <b>10</b>        |                                |

(1) ASESA, participada al 50% entre CEPSA y REPSOL YPF, está especializada en la producción de asfaltos

La evolución del sector de refino ha venido condicionada por el volumen y estructura de la demanda de productos petrolíferos en nuestro país, siendo los principales hitos:

1950-75: Instalación de las 10 refinerías españolas y ampliación de la capacidad de refino hasta valores próximos a los actuales.

1980-90: Incorporación de las principales unidades de conversión.

1990-95: Fuerte impulso al ahorro energético mediante la instalación de unidades de cogeneración basadas en la tecnología de Turbina de Gas.

1995-2001: Se producen dos fenómenos en paralelo:

1. Nuevas unidades de refino impuestas por las crecientes exigencias en calidad, que a su vez son fruto de consideraciones medioambientales.
2. Aumento de la eficiencia energética de las unidades y equipos.

2002-: Están previstas mayores inversiones en unidades que producirán los carburantes exigidos por la industria automovilística para poder reducir el consumo específico y emisiones de los nuevos vehículos.

En la situación actual, el desarrollo tecnológico del sector es avanzado estando su complejidad tecnológica dentro de los valores medios de las refinerías europeas, según se desprende del cuadro siguiente:

*Capacidad mundial de las principales unidades de conversión (% es sobre destilación)*

|                    | Nº Refinerías | Destilación Mt/año | F.C.C. Mt/año | %         | Hidrocraqueo Mt/año | %        | Coquización Mt/año | %        |
|--------------------|---------------|--------------------|---------------|-----------|---------------------|----------|--------------------|----------|
| África             | 46            | 160                | 9             | 6         | 1,3                 | 1        | 1                  | 1        |
| Asia               | 203           | 1.009              | 120           | 12        | 32,2                | 3        | 15,6               | 2        |
| Europa Oriental    | 94            | 534                | 38            | 7         | 8,1                 | 2        | 15,6               | 3        |
| Medio Oriente      | 46            | 303                | 14            | 5         | 26,2                | 9        | 3,8                | 1        |
| Norteamérica       | 170           | 1.002              | 291           | 29        | 78,7                | 8        | 131                | 13       |
| Sudamérica/ Caribe | 68            | 325                | 55            | 17        | 7,3                 | 2        | 20,6               | 6        |
| Europa Occidental  | 105           | 725                | 96            | 13        | 39,7                | 5        | 13,4               | 2        |
| <b>TOTAL</b>       | <b>732</b>    | <b>4.058</b>       | <b>624</b>    | <b>15</b> | <b>193,5</b>        | <b>5</b> | <b>201</b>         | <b>5</b> |
| España             | 10            | 64                 | 10,1          | 16        | 2,2                 | 3        | 2,4                | 4        |

También cabe destacar el sistema logístico de distribución de productos de CLH, uno de los más densos y desarrollados de la Unión Europea.

Cara al futuro, la evolución del sector continuará para adaptarse a la demanda, así como para la obtención de productos con mayor valor añadido y que cumplan con las nuevas especificaciones derivadas de la normativa sobre protección del medio ambiente. Esto supondrá, en general, un aumento de la intensidad

energética del sector, en parte compensado por las actuaciones que se prevén de incremento de la eficiencia energética.

Por lo que respecta a la actividad del sector, en el cuadro siguiente se muestra el balance de refino de los años 2001 y 2002.

| <b>AÑOS</b>  | <b>2001</b>   | <b>2002</b>   | <b>%</b>    |
|--|---------------|---------------|-------------|
| Producción interior de crudo                       | 338           | 226           | 49,6        |
| Importaciones de crudo                             | 57.007        | 57.456        | -0,8        |
| Productos intermedios y materias auxiliares        | 1.549         | 3.513         | -55,9       |
| Variación de existencias de materias primas        | -545          | -791          |             |
| <b>Materia prima procesada</b>                     | <b>58.349</b> | <b>60.404</b> | <b>-3,4</b> |
| Pérdidas de refino                                 | -543          | -574          | -5,4        |
| <b>Producción de refinerías</b>                    | <b>57.806</b> | <b>59.830</b> | <b>-3,4</b> |
| Consumos propios                                   | -3.859        | -4.000        | -3,5        |
| Trasposos / Dif. Estadísticas                      | -576          | -2.009        |             |
| Importaciones de productos petrolíferos            | 21.194        | 19.975        | 6,1         |
| Exportaciones de productos petrolíferos            | -6.223        | -7.395        | -15,8       |
| Variación de existencias de productos petrolíferos | 540           | -150          |             |
| <b>Consumo Interior de Productos Petrolíferos</b>  | <b>68.882</b> | <b>66.251</b> | <b>4,0</b>  |
| <b>Grado de utilización de las Refinerías (%)</b>  | <b>90,6</b>   | <b>93,8</b>   | <b>-3,4</b> |

De acuerdo con estos datos, cabe destacar los siguientes aspectos:

- Elevado grado de utilización de las refinerías, > 90%
- Para atender la demanda nacional, es necesaria la importación de cantidades significativas de productos, especialmente gasóleos.
- Importante comercio internacional.
- El autoconsumo de energía representa alrededor del 7% del crudo procesado (8% si también se incluyen las pérdidas de refino).

En cuanto a la evolución de la demanda en los próximos años, el consumo final de productos petrolíferos continuará creciendo ligeramente por debajo del resto de energías finales, al 2,86% anual y, por tanto, perdiendo peso en la estructura total de consumos, aunque seguirá superando la mitad del total en 2011. También se estiman dos períodos muy diferenciados con un aumento del 3,05% hasta 2006 y 2,62% en el resto, por la

evolución estimada del transporte. Las previsiones de la demanda por productos se resumen en el cuadro siguiente:

|                               | GLP   | Gasolina | Queroseno | Gasóleo<br>A, B | Gasóleo<br>C | Fuelóleo | Coque | Otro  |
|-------------------------------|-------|----------|-----------|-----------------|--------------|----------|-------|-------|
| Consumo (kt)                  | 2.660 | 8.445    | 7.318     | 34.148          | 5.402        | 1.612    | 5.213 | 9.046 |
| Tasa media<br>anual 2011/2000 | 0,6%  | -0,1%    | 4,8%      | 4,4%            | 3,3%         | -2,4%    | 2,6%  | 1,5%  |

En estas circunstancias, el alto consumo previsto de gasóleos de automoción va a ser un condicionante significativo en la evolución del sector, aumentando la intensidad de conversión con preferencia hacia la instalación de unidades de hidrocraqueo, que implicarán asimismo mayores consumos energéticos.

- **Consumos energéticos**

Según se ha señalado anteriormente, el consumo de energía del sector de refino español se sitúa en torno al 7% sobre el crudo procesado (8% incluyendo mermas), lo que representó en 2001, 56.446 GWh (4.863 ktep), según el desglose por refinerías que se indica en el siguiente cuadro.

| Refinería         | Gas Natural<br>kt/a | Gas Refinería<br>kt/a | Fuelóleo<br>kt/a | Coque FCC (1)<br>kt/a | OTROS<br>Petróleo<br>kt/a | Saldo Exterior   |                | Total<br>GWh/a | Mermas<br>kt/a |
|-------------------|---------------------|-----------------------|------------------|-----------------------|---------------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|
|                   |                     |                       |                  |                       |                           | E.Eléc.<br>GWh/a | Vapor<br>Kt/a  |                |                |
| Tarragona (ASESA) | 0                   | 0                     | 19,7             | 0                     | 0                         | 7,5              | 0              | 230            | 4,7            |
| Castellón         | 0                   | 179,2                 | 25,8             | 46,4                  | 4,4                       | -26,6            | 0              | 3281           | 15,3           |
| S. Cruz Tenerife  | 0                   | 102                   | 71               | 0                     | 0                         | -150             | 0              | 2067           | 37,8           |
| Algeciras         | 22,8                | 286,5                 | 348,7            | 106,7                 | 32,5                      | -168,8           | -131,4         | 9423           | 43,3           |
| Huelva            | 55,8                | 121,1                 | 171,1            | 40,9                  | 12,4                      | -137,7           | -38,4          | 4774           | 26,7           |
| Cartagena         | 10,4                | 54,4                  | 127,1            | 0                     | 60,5                      | -151,3           | 0              | 2886           | 22,6           |
| La Coruña         | 0                   | 203,2                 | 153,7            | 82,9                  | 0                         | -327,6           | 0              | 5080           | 42,7           |
| Puertollano       | 23,4                | 338,9                 | 420,7            | 86,9                  | 4,2                       | -87,3            | -864           | 9908           | 77,7           |
| Somorrostro       | 12,5                | 241,2                 | 339,7            | 92,9                  | 0                         | -19,8            | 0              | 8288           | 22,6           |
| Tarragona (RYPF)  | 79,6                | 397,2                 | 319,7            | 0                     | 75,9                      | -256,7           | -404,9         | 10508          | 85,1           |
| <b>TOTAL</b>      | <b>204,5</b>        | <b>1923,7</b>         | <b>1997,2</b>    | <b>456,7</b>          | <b>189,9</b>              | <b>-1318,3</b>   | <b>-1438,7</b> | <b>56446,1</b> | <b>378,5</b>   |

(1) Coque catalizadores

Las refinerías utilizan fundamentalmente dos formas de energía primaria: derivados del petróleo y gas natural, predominando la primera de ellas:

❖ **Petróleo**

- Gas de refinería: Formado por metano, etano y menores cantidades de hidrocarburos más pesados: Se forma durante el proceso de refinado.
- Fuelóleo de consumo propio: Preparado especialmente para el empleo en el interior de la refinería.
- Coque residual: Solamente las refinerías que cuentan con Craqueo Catalítico en lecho Fluido.
- Varios: De muy pequeño volumen. El más destacado es el gasóleo de vacío quemado en algunas turbinas de gas.



- ❖ Gas natural: Se emplea tanto como combustible en las turbinas de gas como materia prima para la producción de hidrógeno.

Entre las características del consumo energético en refinerías españolas se pueden citar las siguientes:

- El consumo energético es, sobre todo, térmico (200 – 400 MW), siendo el eléctrico de mucha menor importancia (15 – 30 MW). Excluyendo la cogeneración, una refinería sencilla tiene una potencia térmica superior a 300 MW y un consumo eléctrico en el entorno de 15-30 MW.
- Los consumos de las refinerías presentan una gran variación, relacionado directamente con el grado de complejidad.
- Las refinerías que incorporan unidades de producción de olefinas, son particularmente ávidas de energía.
- El sector es un importante exportador de energía eléctrica y vapor.

Al objeto de situar el autoconsumo del sector refino en el contexto del consumo de energía primaria del conjunto del país, aquél representa el 3,2% del total (128 Mtep) o el 4,0% si se refiere a combustibles fósiles.

La distribución del consumo térmico en refinerías es el siguiente:

| <b>Tipo de consumidor</b>       | <b>Contribución al consumo global</b> |
|---------------------------------|---------------------------------------|
| Hornos de proceso               | 66 %                                  |
| Calderas de producción de vapor | 15 %                                  |
| Motores y Turbinas              | 6 %                                   |
| Otros                           | 13 %                                  |

En el conjunto de los costes de las refinerías españolas, el gasto en energía es el principal componente, alcanzando en término medio, en torno al 40% del total de costes, según se indica en la tabla siguiente:

| Concepto                     | Porcentaje |
|------------------------------|------------|
| Personal (sin mantenimiento) | 22 %       |
| Mantenimiento                | 27 %       |
| Energía                      | 40 %       |
| Otros                        | 11 %       |

## 1.2. TENDENCIAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

- **Consumos representativos de los procesos de refino**

Los consumos energéticos varían de forma significativa entre las distintas refinerías, factores tales como el tamaño, año de diseño de las unidades principales, complejidad e integración con unidades de petroquímica son claves en esta materia.

En términos generales se podría establecer una clasificación en la que el consumo de combustible, en relación a la carga, se estableciese en el 5% para una refinería de baja complejidad tecnológica (Hydroskimming), un 7% para una de complejidad moderada y de un 12% para instalaciones de alta complejidad con producción de olefinas.

El rango de consumos de energía de las refinerías españolas se indica en el cuadro siguiente:

|                          | Valores Absolutos   |           |             | Valores Relativos        |        |           |
|--------------------------|---------------------|-----------|-------------|--------------------------|--------|-----------|
|                          | Unidades            | Mínimo    | Máximo      | Unidades                 | Mínimo | Máximo    |
| <b>Combustible</b>       | TEP/año             | 250.000   | 1.000.000   | TEP/t.carga              | 0,055  | 0,125     |
| <b>Vapor</b>             | tm/año              | 0         | - (865.000) | tm/ t.carga<br>o         | 0      | - (0,115) |
| <b>Energía Eléctrica</b> | MWh/año             | - (10)    | - (600.000) | MWh/<br>t.carga          | 0      | - (0,07)  |
| <b>Agua Bruta</b>        | m <sup>3</sup> /año | 1.200.000 | 11.000.000  | m <sup>3</sup> / t.carga | 0,3    | 1,5       |

Como puede comprobarse, los consumos específicos presentan una gran dispersión, ligada a la complejidad tecnológica de cada refinería, así como a su mayor o menor grado de eficiencia energética.

- **Análisis de los grupos-procesos de consumo**

En esta misma línea, en el siguiente cuadro se indican los consumos representativos de los procesos de refinación más importantes, indicándose en cada caso un rango de variación de las principales fuentes energéticas.

| TECNOLOGÍA                       | Referencia | Consumo Específicos |               |          |                         |
|----------------------------------|------------|---------------------|---------------|----------|-------------------------|
|                                  |            | Comb.GJ/t           | VaporKg/<br>t | E.EKWh/t | VALORES MEDIOS<br>KWh/t |
| Destilación atmosférica          | Crudo      | 0,44-0,7            | 25-30         | 4-6      | 133                     |
| Destilación Vacío                | R.A.       | 0,4-0,8             | 20-60         | 1.5-4.5  | 138                     |
| Reformado catalítico             | N.P.       | 1,4-2,9             | 50-90         | 25-50    | 579                     |
| Desulfuración Medios             | D.M        | 0,33-0,8            | 60-150        | 10-30    | 257                     |
| Endulzado                        | N.L / GLP  | -                   | 10-25         | 1-10     | 20                      |
| Separación Gases                 | GLP        |                     | 300-400       | 15-20    | 298                     |
| Isomerización                    | N.L        | -                   | 30-1100       | 20-30    | 477                     |
| Extracción de i-C <sub>5</sub>   | N.L.       | 0- 0,9              | 250-400       | 5-10     | 268                     |
| Viscorreducción                  | R.V.       | 0,4-0,8             | 5-30          | 10-15    | 193                     |
| Craqueo catalítico (3)           | GOV        | 2,12-4,0            | -30-10        | 8-50     | 315                     |
| Coquización                      | R.V.       | 0,8-1,2             | -65-0         | 20-30    | 277                     |
| Coque calcinado                  | Coque      | 0,0-0,02            | 2             | 13       | 15                      |
| Hidrocraqueo                     | GOV        | 0,4-1,2             | -30-300       | 20-150   | 175                     |
| Alquilación (1)                  | Alquilato  | 1,0-3,0             | 100-1000      | 20-65    | 1 038                   |
| Eterificación (1)                | Éter       | 0                   | 1000-2000     | 15-20    | 1 218                   |
| Base Lubricante (2)              | Bases      | 1.5                 |               | 30       | 4520                    |
| Asfaltos/Betunes (1)             | Asfalto    | 0.8                 | -200-100      | 15-35    | 126                     |
| PETROQUÍMICA.-<br>Aromáticos (1) | Producto   | 0,12-0,4            | 1-2           | 50-70    | 133                     |
| PETROQUÍMICA.-Olefinas<br>(1)    | Etileno    | 25-40               | -100-400      | 80-300   | 9338                    |
| Producción de Azufre (1)         | Azufre     | 1,0-1,6             | -2000-1500    | 60-75    | -971                    |
| Planta de H <sub>2</sub> (1)     | Hidrógeno  | 35-80               | 2000-8000     | 200-800  | 20 472                  |

En el caso de las unidades de proceso instaladas en las refinerías españolas, podrían estar situadas, en una primera aproximación, en torno a los valores medios que se indican.

Respecto a la información indicada en los cuadros anteriores, cabría establecer una comparativa sobre consumos energéticos específicos en refinerías y/o unidades de proceso que utilicen la Mejor Técnica Disponible (Best Available Techniques).

### **1.3. POTENCIAL DE MEJORAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA**

La evaluación del potencial de ahorro energético en el sector de refino español ha sido realizada por la Asociación de Operadores de Petróleo (AOP) siguiendo los siguientes criterios:

- Estado de la tecnología.
- Periodo de recuperación de la inversión, menor de 10 años.
- +Plazo de implementación de las mejoras, desde 2004 hasta el 2012.

Las medidas concretas propuestas por la propia industria que entran dentro de los planes de inversión de las distintas compañías del sector, se han desglosado fundamentalmente en dos grandes grupos, aquellas que afectan a tecnologías horizontales, de aplicación en los servicios auxiliares y las que significan modificaciones en los procesos productivos. Asimismo, se ha incluido un capítulo genérico relativo a Investigación y Desarrollo, enumerando algunas de las principales actuaciones relacionadas con el ahorro de energía.

La enumeración de las distintas medidas se indica a continuación:

- Medidas relativas a tecnologías horizontales:
  - Control de la combustión
  - Redes de vapor y condensado
  - Sistemas de refrigeración
  - Redes de antorcha
  - Gestión de vapor

- Medidas que afectan a los procesos productivos:
  - Recuperación de calor de hornos
  - Recuperación de calor varios
  - Mejoras en intercambio térmico
  - Mejoras en destilación
  - Sistemas de control
  - Compresores y turbinas
  
- Investigación y Desarrollo
  
- **Caracterización de las medidas y su ahorro energético**

#### ❖ **Tecnologías horizontales**

- **Control de la combustión**

Las principales acciones en este terreno son:

- Sustitución de antiguas calderas de vapor, por lo común instaladas en la primera fase de las refinerías – década de los sesenta y aún anteriores – por otras de diseño moderno con mejor rendimiento energético, y en muchas ocasiones elevando la presión y temperatura del vapor generado, con lo que se genera energía eléctrica de forma muy eficiente.
- Mejora en el control de la combustión: purificación del combustible, mejora de quemadores, optimizando la relación aire/combustible, etc.

El ahorro potencial en las medidas presentadas, un total de cinco, asciende a 18,4 Ktep/año.

- **Redes de vapor y condensado**

Las redes de distribución de vapor y recogida de condensado, no solamente miden varios kilómetros de longitud sino que al comprender varios niveles de presión del vapor y diferentes temperaturas y calidades del condensado recuperado, tienen un importante potencial de disipación energética por lo que su correcta gestión ofrece interesantes oportunidades de ahorro.

Son muchas las posibilidades de actuación en este terreno: quizá las más clásicas sean:

- Saneamiento de redes, eliminando líneas fuera de servicio.
- Programas de mantenimiento en aislamiento y purgadores de vapor.
- Eliminación completa de venteos.
- Eliminación de laminaciones de vapor.
- Utilización del vapor de calentamiento al menor nivel de presión posible.
- Maximización de la recuperación de condensados, aprovechando en lo posible el calor sensible.
- Optimización del funcionamiento del sistema completo. Incluye productores, consumidores, variables (temperatura, presión y caudales), etc.

Las medidas presentadas, ocho en total, presentan un ahorro potencial de 34,6 Ktep/año.

- **Sistemas de refrigeración**

Las acciones en este capítulo corresponden a mejoras en torres de refrigeración y sistemas auxiliares. El ahorro de las dos medidas presentadas es de 9,12 Ktep/año.

- **Redes de antorcha**

Las antorchas son, sobre todo, elementos para seguridad como sumidero de gases en situaciones de emergencia o incidentes e indirectamente para control medioambiental de las descargas de combustibles, indeseados o excedentes.

En la red de antorcha entran todas las corrientes gaseosas que por diversos motivos – con diferencia el más importante, seguridad – deben ser eliminadas rápidamente en condiciones seguras.

El gran número de válvulas conectadas al sistema de antorcha hace imposible garantizar la estanqueidad de

todas ellas, por lo que además de la necesaria corriente para los quemadores piloto, siempre existe un flujo de gas "parásito" que se quema innecesariamente en la antorcha . Diversos estudios indican que una refinería bien gestionada no puede evitar que alrededor de 0,8 – 1,0 t/h de diferentes corrientes sean quemadas indeseablemente en la antorcha.

Actualmente, consideraciones económicas y medioambientales están promoviendo los equipos de recuperación de estas corrientes sistemáticas de pérdidas; es de resaltar que no se trata de evitar las grandes avenidas en situaciones de emergencia (en cuyo momento hay que desear la rápida desaparición de los gases) sino las moderadas pérdidas sistemáticas.

Se presentan un total de seis medidas, con un ahorro potencial de 41,0 Ktep/año.

- **Gestión de vapor**

En este apartado se han agrupado las medidas que tienen estrecha relación con la cogeneración, pero no incluyen la instalación de nuevas unidades en las refinerías.

- Por una parte, los diseñadores de las unidades construidas en la década anterior están realizando una serie de reformas y mejoras en los equipos que permiten mejorar las prestaciones con tiempos de instalación coincidentes con los de las paradas programadas y a costes bastante competitivos.

- La otra serie de acciones programadas son totalmente nuevas en el refino invirtiendo la filosofía tradicional en el sector. Hasta ahora, las refinerías han sido muy refractarias a depender del exterior en todos aquellos suministros esenciales para el funcionamiento de la refinería que pudiesen ser autoabastecidos, los servicios auxiliares en primer lugar.

Con esta medida se rompe la manera de actuar y una parte significativa del vapor se compraría en el exterior. Este vapor se generará con rendimientos superiores a los de las calderas sustituidas, tendrán cogeneración de electricidad y se beneficiará de los factores de escala propios de las grandes instalaciones, por lo que existirá

un potencial de ahorro económico y de consumos energéticos, con la reducción paralela de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Pese al elevado potencial de ahorro de esta medida sólo se han presentado medidas en este capítulo, con un ahorro potencial de 187,2 Ktep/año.

## ❖ **Procesos productivos**

### • **Recuperación de calor de hornos**

El equipo productivo que más energía consume son, sin duda, los hornos de proceso, con lo que se sitúan como materia prioritaria en los programas de ahorro energético.

La mayor parte de las refinerías españolas son de diseño anterior a la crisis energética, por lo que los hornos de proceso eran mayoritariamente de tiro natural, consumiendo combustible pesado y con sistema de limpieza de tubos por sopladores relativamente primitivos. Los más importantes, como sistema de recuperación de calor, al final de la zona convectiva incorporaban una caldera para generar vapor de proceso.

Debido a las propias limitaciones del sistema, ensuciamiento de los serpentines de la zona convectiva, etc. no era raro que la temperatura de salida de los humos estuviese situada por encima de 300°C.

El objetivo genérico es conseguir que la temperatura de los humos que van a la chimenea sea inferior a 200°C, con lo que la eficiencia del horno, calculada sobre el Poder Calorífico Inferior del combustible, será superior al 87%.

Hay un total de ocho medidas presentadas, con un ahorro potencial de 58,65 Ktep/año.



- **Recuperación de calor varios**

Puede afirmarse algo similar a lo que se exponía en el caso de las redes de vapor cuando se relacionaban las medidas en tecnologías horizontales.

Son innumerables las corrientes entre las que puede realizarse algún tipo de integración, aunque la rentabilidad de las que están muy alejadas entre sí suele ser escasa.

Debido a lo amplio del potencial, en todas las refinerías existe un equipo de ingenieros de proceso, que entre cuyos trabajos habituales figura el de realizar esta clase de estudios. Las modernas técnicas de optimización como el "pinzamiento" ("Pinch" en la denominación inglesa) empiezan a ser aplicadas de forma habitual.

Se han incluido nueve medidas con un ahorro total de 47,28 Ktep/año.

- **Mejoras en intercambio térmico**

Con miles de corrientes calentando o enfriando, las posibilidades potenciales de intercambio son casi ilimitadas. No obstante, las limitaciones de distancia, temperatura, equipo disponible y coste de las nuevas inversiones reducen sensiblemente el rango de actuación. En un terreno tan amplio, continuamente se están estudiando nuevas ideas e incluso implantándose algunas.

Dentro de la diversidad, en el sector existen algunos problemas recurrentes cuya solución se considera prioritaria:

- Habilitación de la limpieza de las superficies de intercambio con las unidades en funcionamiento.
- Mejora del tren de intercambio de calor en las unidades de destilación (atmosférica y vacío).
- Mejora del intercambio de calor carga/efluente en las unidades de reformado.

- Integración térmica de corrientes, intra- o inter-unidades.

Las medidas previstas ascienden a catorce, con un ahorro de 116,74 Ktep/año.

- **Mejoras en destilación**

Se refiere a actuaciones para la mejora del fraccionamiento en torres de destilación, recuperación de gases y otras mejoras.

Se presentan dos medidas, con un ahorro de 32,9 Ktep/año.

- **Sistemas de control**

La optimización de los sistemas de control de los sistemas de producción y auxiliares presenta un alto potencial de ahorro energético, aunque en este caso solo se ha presentado una medida, con un ahorro potencial de 4,12 Ktep/año.

- **Compresores y turbinas**

Este apartado podía haber sido incluido entre las Medidas en Tecnologías Horizontales. Se encuentra aquí por tratarse de equipos de características y dimensiones muy ajustados a cada proceso particular, lo que origina que su gestión esté integrada con la de las correspondientes unidades de producción.

Algunas unidades de refino (Olefinas, FCC, Reformado, Hidrocraqueo, etc) incorporan compresores de elevada potencia (5 – 50 MW), las unidades de producción de olefinas y en menor medida desparafinado de lubricantes, comprenden sistemas de refrigeración con elevadas potencias en compresión. Los accionamientos de tales máquinas se realizan fundamentalmente mediante turbinas de vapor.

La mayor parte de las refinerías no han sido diseñadas tal como son hoy día, sino que son fruto de la evolución – en cantidad y calidad – de la demanda.

Por este motivo, el grado de integración energética entre diferentes unidades es relativamente escaso; los balances de vapor existentes en el momento de la implantación obligaba en muchas ocasiones a elegir turbinas con condensación, total o parcial, del vapor de inducción, pese a conocer sobradamente que no es la solución energética más eficiente.

La pequeña revolución que en el área de los Servicios Auxiliares supuso la irrupción de la cogeneración, indujo en gran medida una mayor atención a la optimización de las redes de vapor, siendo una de las acciones prioritarias evitar la generación directa de vapor de baja presión, creando de esta manera una demanda adicional que podía ser cubierta cambiando turbinas de condensación por turbinas de extracción.

Para las tres medidas presentadas se estima un ahorro de 26,5 Ktep/año.

- **Cogeneración**

La capacidad de cogeneración del refino en España es del orden de medio millón de MWh/año, distribuidos en cinco proyectos diferentes en otras tantas refinerías. Esta energía adicional es ciertamente pequeña en comparación con los más de cuatro millones que ahora aportan las instalaciones ya construidas y en operación, pero supone una economía de 185.000 tep, y una sensible reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (por su rendimiento relativo a una generación térmica convencional).

## ❖ **Investigación y Desarrollo**

Todas las compañías refinadoras cuentan con algún departamento de Investigación y Desarrollo de importancia relativamente elevada.

Sin embargo, la escala de prioridades en el refino ha marcado la dedicación hacia líneas de investigación relacionadas directamente con los procesos de refino o aplicaciones de los productos, sin dedicar especial atención al ahorro energético. Así, materias típicas de I+D en el refino español son las siguientes:

- Mejora en catalizadores.

- Estudio en planta piloto de condiciones óptimas de operación.
- Simulación de operaciones para su posterior análisis.
- Control de los procesos.
- Nuevos lubricantes.
- Mejora de las propiedades de combustibles y carburantes.
- Nuevas aplicaciones de los productos.
- Etc.

El desarrollo sobre consumo energético se realiza en dos direcciones:

1. Exigencia de que los nuevos procesos sean eficientes energéticamente.
2. Estudiando continuamente las posibilidades de mejora que ofrecen las instalaciones y equipos existentes.

Como consecuencia, de forma permanente se cuenta siempre con una serie de estudios para reducir los consumos. De forma periódica se revisan para comprobar si en las condiciones previstas producirán la rentabilidad exigida.

En este capítulo no se han presentado medidas específicas ni, por lo tanto, se han podido cuantificar ahorros energéticos, aunque aquéllos derivados de las acciones que pudieran desarrollarse fruto de las tareas de investigación, pueden resultar significativos.

- **Coste de las medidas en relación con el ahorro energético**

Las inversiones en las distintas medidas de ahorro indicadas en el capítulo anterior se presentan a continuación, determinándose las rentabilidades correspondientes en base a los periodos de amortización. (Para la determinación de los ahorros se ha adoptado como precio del combustible (fuelóleo) 100 €/t).

❖ **Tecnologías horizontales**

| <u>Medidas</u>            | <u>Inversiones</u><br><u>(K€)</u> | <u>Plazos medios</u><br><u>amortización</u><br><u>(años)</u> |
|---------------------------|-----------------------------------|--|
| Control de la combustión  | 1.885                             | 1,0  |
| Redes de vapor            | 8.450                             | 2,3  |
| Sistemas de refrigeración | 2.780                             | 2,9  |
| Redes de antorcha         | 7.940                             | 1,9  |
| Gestión de vapor          | <u>56.000</u>                     | <u>2,9</u>   |
| <u>TOTAL</u>              | <u>77.055</u>                     | <u>2,5</u>   |

❖ **Procesos productivos**

| <u>Medidas</u>                | <u>Inversiones</u><br><u>(K€)</u> | <u>Plazos medios</u><br><u>amortización</u><br><u>(años)</u> |
|-------------------------------|-----------------------------------|--|
| Recuperación calor hornos     | 17.278                            | 2,8  |
| Recuperación calor varios     | 8.340                             | 1,7  |
| Mejoras intercambios térmicos | 36.480                            | 3,0  |
| Mejoras destilación           | 2.200                             | < 1,0  |
| Sistemas de control           | 500                               | 1,2  |
| Compresores y turbinas        | <u>6.800</u>                      | <u>2,5</u>   |
| <u>TOTAL</u>                  | <u>71.598</u>                     | <u>2,5</u>   |

Como reflexiones finales a lo anteriormente expuesto conviene tener presente lo siguiente.

Con respecto a las inversiones en mejoras de la eficiencia energética (tanto en tecnologías horizontales como en los procesos productivos), hay que señalar que es necesario tener en cuenta el momento en el que se hagan las modificaciones que se hayan decidido. Sólo podrán realizarse, con carácter general, en los períodos de parada programada de las plantas que tienen lugar, según el tipo de instalación, cada cierto tiempo, que varía entre los 3 y los 5 años. Dichas modificaciones también estarán sujetas a la obtención de los respectivos permisos

medioambientales, de funcionamiento y locales, expedidos por las Administraciones competentes.

Hay otras medidas cuya inversión y rendimientos existen, pero que no se evalúan ni están recogidas en los estudios, por ser inmateriales. Se trata de las relacionadas con la gestión del conocimiento, es decir, la formación continua del personal dedicado a cada planta de proceso, el diseño de portales y bases de datos, etc. Estas medidas se traducen en la aplicación de las mejoras prácticas operativas que sólo la experiencia puede inculcar en los responsables, de todos los niveles, de las instalaciones.

La gestión del conocimiento podría ser objeto de tratamiento en las Comisiones mixtas de seguimiento del plan. Estas comisiones en nuestra opinión son un buen foro para el intercambio de experiencias entre los expertos de los grupos empresariales y organismos como el I.D.A.E.

Por último, se plantea la dificultad de evaluar la reducción de los consumos o el ahorro de energía, en una Refinería. En efecto, el ahorro se determina como comparación entre los valores de consumos anteriores y posteriores a la realización de los proyectos de inversión, pero no siempre, o mejor dicho, casi nunca, las condiciones en ambos momentos son comparables. Ello es así porque las circunstancias operativas, el número de plantas en operación, sus propias condiciones de proceso, las materias primas tratadas, los productos fabricados y sus especificaciones, etc., están variando continuamente en cualquier Refinería. Por consiguiente, la medida de los ahorros sólo podrá hacerse con un cierto carácter estadístico a lo largo del tiempo. Esta peculiaridad del refino añade dificultades a la certificación de los resultados, y constituirá una de las labores de las Comisiones de seguimiento. En este campo, tendrán que desarrollar criterios de homogeneización para ejercicios consecutivos, de manera que permitan su comparación objetiva.

Las comisiones deberán tener en cuenta, además, las sinergias posibles con otras instalaciones, no necesariamente industriales, del entorno.

#### 1.4. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

Las distintas medidas propuestas se resumen en la tabla siguiente, indicándose para cada caso, los ahorros potenciales, las inversiones y sus correspondientes rentabilidades.

| OBJETIVOS SECTOR REFINO            | <u>AHORRO</u><br>Ktep/año | <u>INVERSIÓN</u><br>Miles de euros | <u>PLAZO MEDIO</u><br><u>AMORTIZACIÓN</u><br>(años) |
|------------------------------------|---------------------------|------------------------------------|---|
| <b>TECNOLOGÍAS HORIZONTALES</b>    |                           |                                    |   |
| CONTROL COMBUSTIÓN                 | 18,4                      | 1.885                              | 1,0   |
| REDES DE VAPOR                     | 34,6                      | 8.450                              | 2,3   |
| SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN          | 9,12                      | 2.780                              | 2,9   |
| REDES DE ANTORCHAS                 | 41                        | 7.940                              | 1,9   |
| GESTIÓN DE VAPOR                   | 187,2                     | 56.000                             | 2,9   |
| <b>TOTAL Tecnología Horizontal</b> | <b>290,32</b>             | <b>77.055</b>                      | <b>2,5</b>  |

|                                   |               |                |            |
|-----------------------------------|---------------|----------------|------------|
| <b>PROCESOS PRODUCTIVOS</b>       |               |                |            |
| RECUPERACIÓN CALOR HORNOS         | 58,65         | 17.278         | 2,8        |
| RECUPERACIÓN CALOR VARIOS         | 47,28         | 8.340          | 1,7        |
| MEJORAS INTERCAMBIOS TÉRMICOS     | 116,74        | 36.480         | 3,0        |
| MEJORAS EN DESTILACIÓN            | 32,9          | 2.200          | <1,0       |
| SISTEMAS DE CONTROL               | 4,12          | 500            | 1,2        |
| COMPRESORES Y TURBINAS            | 26,5          | 6.800          | 2,5        |
| <b>TOTAL Procesos Productivos</b> | <b>286,19</b> | <b>71.598</b>  | <b>2,5</b> |
| <b>TOTAL SECTOR REFINO</b>        | <b>576,51</b> | <b>148.653</b> | <b>2,5</b> |

En resumen, las medidas propuestas significan un ahorro potencial de 576 Ktep/año, desglosado en 290 Ktep/año correspondiente a tecnologías horizontales (de aplicación en servicios auxiliares) y 286 Ktep/año que afectan a procesos productivos. En este aspecto destaca la mayor participación de las tecnologías horizontales, protagonismo que aún se acrecienta si se estudian con detalle las medidas de procesos productivos, ya que la gran mayoría de las mismas están relacionadas con los equipos industriales, hornos, calderas, etc., siendo escasas aquellas que representan una cierta modificación del proceso productivo.

El ahorro indicado, 576 Ktep/año, representa en términos porcentuales en cuanto a consumos por unidad crudo procesado, en torno al 1% mientras que respecto al total de combustible utilizado por el sector alcanza la cifra de aproximadamente el 12%.

Respecto al consumo de energía en términos globales, debe considerarse lo ya apuntado en relación al aumento de la intensidad energética del sector, derivada de las aplicaciones de nuevas especificaciones en la fabricación de productos, consecuencia de las normativas de protección del medio ambiente.

Por lo que respecta a las inversiones, ascienden a 148,6 millones de euros, desglosadas en 77,0 millones de euros para mejoras en tecnologías horizontales y 71,6 millones de euros para medidas de ahorro en procesos productivos.

En todos los casos, la rentabilidad de las distintas inversiones es muy favorable, presentando casi todas, plazos de amortización inferiores a 4 años, con una media de 2,5 años

No obstante, al tratarse de un sector con alto grado de interés en cuanto a la reducción de los costes energéticos, y con un alto dinamismo tecnológico, se plantea el establecimiento de unas comisiones de seguimiento, al objeto de valorar el grado de eficiencia energética alcanzable por el sector.

Estas Comisiones mixtas estarían formadas por un representante de cada una de las empresas del sector, ya que al ser un número reducido de empresas no sería ningún problema el que cada una de ellas contara con un representante. Las tareas fundamentales de dicha Comisión serían:

- Seguimiento de las medidas propuestas.



- Incorporación de nuevas medidas.
- Elaboración de informes anuales: inversiones y ahorros conseguidos.

## 2. SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA

### 2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA

Dentro de las actividades que realiza el sector eléctrico conducentes al suministro del servicio -generación, transporte, distribución y comercialización entre otras -, en este capítulo se analizan las posibilidades de ahorro y eficiencia energética en el ámbito de la generación en régimen ordinario, es decir, las posibilidades de incrementar la eficiencia en aquellas instalaciones de generación sometidas a criterio de competencia en su funcionamiento.

El segmento de la generación eléctrica aquí analizado está constituido por instalaciones de producción que atendiendo a las fuentes de generación utilizadas se recogen en la siguiente tabla:

|  | <b>Número de Grupos</b> | <b>Potencia Instalada (MW)</b> |
|--|-------------------------|--------------------------------|
| <b>Hidroeléctrica</b>                              | 919                     | 16607.4                        |
| <b>Térmica convencional (combustibles fósiles)</b> | 204                     | 22775.2                        |
| <b>Térmica nuclear</b>                             | 9                       | 7815.8                         |

#### **Situación socioeconómica del sector**

En la actualidad estas instalaciones son operadas básicamente por seis grupos empresariales, cuatro de ellos nacionales y dos pertenecientes a grupos extranjeros. Además otros grupos extranjeros participan en el capital de los citados grupos y/o mantienen participaciones en diversas instalaciones de generación.

La evolución de la producción eléctrica a partir de las tecnologías aquí consideradas ha sido la siguiente:

**Producción por tecnologías. Periodo 1944-2001**

**PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA ELECTRICA  
(UNESA\*) (en millones de kWh)**

| <u>Año</u> | <u>Hidro-<br/>eléctrica</u> | <u>Term.<br/>Clásica</u> | <u>Term.<br/>Nuclear</u> | <u>Total</u> | <u>Año</u> | <u>Hidro-<br/>eléctrica</u> | <u>Term.<br/>Clásica</u> | <u>Term.<br/>Nuclear</u> | <u>Total</u> |
|------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------|------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------|
| 1945       | 2,512                       | 804                      | -                        | 3,316        | 1974       | 29,783                      | 40,841                   | 7,225                    | 77,849       |
| 1946       | 3,719                       | 626                      | -                        | 4,345        | 1975       | 25,069                      | 46,990                   | 7,544                    | 79,603       |
| 1947       | 4,157                       | 577                      | -                        | 4,734        | 1976       | 21,213                      | 59,147                   | 7,555                    | 87,915       |
| 1948       | 4,367                       | 776                      | -                        | 5,143        | 1977       | 39,052                      | 44,668                   | 6,525                    | 90,245       |
| 1949       | 3,150                       | 1,346                    | -                        | 4,496        | 1978       | 39,993                      | 48,534                   | 7,649                    | 96,176       |
| 1950       | 4,147                       | 1,578                    | -                        | 5,725        | 1979       | 45,843                      | 49,894                   | 6,700                    | 102,437      |
| 1951       | 5,719                       | 1,121                    | -                        | 6,840        | 1980       | 29,310                      | 72,718                   | 5,186                    | 107,214      |
| 1952       | 6,586                       | 1,295                    | -                        | 7,881        | 1981       | 21,891                      | 76,774                   | 9,568                    | 108,233      |
| 1953       | 6,292                       | 1,857                    | -                        | 8,149        | 1982       | 26,060                      | 76,875                   | 8,771                    | 111,706      |
| 1954       | 6,413                       | 2,219                    | -                        | 8,632        | 1983       | 27,475                      | 76,142                   | 10,661                   | 114,278      |
| 1955       | 7,714                       | 2,452                    | -                        | 10,166       | 1984       | 31,931                      | 62,049                   | 23,086                   | 117,066      |
| 1956       | 9,583                       | 2,084                    | -                        | 11,667       | 1985       | 31,719                      | 64,459                   | 28,044                   | 124,222      |
| 1957       | 8,349                       | 4,456                    | -                        | 12,805       | 1986       | 25,982                      | 62,434                   | 37,458                   | 125,874      |
| 1958       | 9,883                       | 4,501                    | -                        | 14,384       | 1987       | 26,798                      | 61,756                   | 41,271                   | 129,825      |
| 1959       | 12,882                      | 2,512                    | -                        | 15,394       | 1988       | 34,818                      | 50,361                   | 50,466                   | 135,645      |
| 1960       | 14,153                      | 2,351                    | -                        | 16,504       | 1989       | 18,671                      | 69,030                   | 56,122                   | 143,823      |
| 1961       | 14,434                      | 4,157                    | -                        | 18,591       | 1990       | 25,024                      | 68,846                   | 54,265                   | 148,135      |
| 1962       | 14,518                      | 5,994                    | -                        | 20,512       | 1991       | 26,723                      | 71,080                   | 55,578                   | 153,381      |
| 1963       | 19,410                      | 3,817                    | -                        | 23,227       | 1992       | 19,511                      | 78,384                   | 55,782                   | 153,677      |
| 1964       | 19,232                      | 7,807                    | -                        | 27,039       | 1993       | 23,524                      | 70,381                   | 56,059                   | 149,964      |
| 1965       | 18,227                      | 10,792                   | -                        | 29,019       | 1994       | 26,267                      | 69,469                   | 55,314                   | 151,050      |
| 1966       | 25,528                      | 9,026                    | -                        | 34,554       | 1995       | 21,968                      | 76,320                   | 55,445                   | 153,733      |
| 1967       | 21,248                      | 16,385                   | -                        | 37,633       | 1996       | 37,694                      | 62,642                   | 56,329                   | 156,665      |
| 1968       | 22,916                      | 19,482                   | 57                       | 42,455       | 1997       | 33,170                      | 77,612                   | 55,297                   | 166,079      |
| 1969       | 29,049                      | 19,572                   | 829                      | 49,450       | 1998       | 33,995                      | 75,171                   | 59,002                   | 168,168      |
| 1970       | 26,553                      | 26,489                   | 924                      | 53,966       | 1999       | 24,172                      | 92,297                   | 58,852                   | 175,321      |
| 1971       | 31,273                      | 25,996                   | 2,523                    | 59,792       | 2000       | 27,844                      | 97,473                   | 62,206                   | 187,523      |
| 1972       | 34,673                      | 26,305                   | 4,751                    | 65,729       | 2001       | 39,376                      | 92,080                   | 63,714                   | 195,170      |
| 1973       | 28,009                      | 38,782                   | 6,545                    | 73,336       |            |                             |                          |                          |              |

\* Incluye las producciones de Saltos del Dobra, Saltos del Nansa, Puertollano-Repsol y Avilés-Ensidesa hasta 1993.

El consumo de energía primaria para producción de electricidad en los años 2000 y 2001 figura en la siguiente tabla:

**Consumo de energía primaria en generación de electricidad  
Total nacional**

|                | 2000          |              | 2001          |              | 2001/00    |
|----------------|---------------|--------------|---------------|--------------|------------|
|                | ktep          | %            | ktep          | %            | %          |
| Hidroeléctrica | 2.534         | 5,6          | 3.528         | 7,7          | 39,2       |
| Nuclear        | 16.211        | 35,6         | 16.602        | 36,1         | 2,4        |
| Carbón         | 18.597        | 40,9         | 16.485        | 35,8         | -11,4      |
| – Nacional     | 8.974         | 19,7         | 8.121         | 17,6         | -9,5       |
| – Importado    | 9.624         | 21,2         | 8.364         | 18,2         | -13,1      |
| Petróleo       | 4.467         | 9,8          | 5.021         | 10,9         | 12,4       |
| Gas natural    | 2.765         | 6,1          | 3.104         | 6,7          | 12,3       |
| Otros (1)      | 911           | 2,0          | 1.275         | 2,8          | 40,0       |
| <b>TOTAL</b>   | <b>45.485</b> | <b>100,0</b> | <b>46.016</b> | <b>100,0</b> | <b>1,2</b> |

(1) Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.

Fuente: DGPEM.

El consumo energético de los años 2000 y 2001 se distribuyó entre los distintos combustibles convencionales según los siguientes porcentajes:

**Consumo de combustibles en generación de electricidad.  
Total nacional.**

|                            | 2000               | 2001   | 2001/00 | 2000          | 2001          | 2001/00     |
|----------------------------|--------------------|--------|---------|---------------|---------------|-------------|
|                            | Miles de toneladas |        | %       | Miles de TEP  |               | %           |
| Carbón                     | 40.830             | 36.889 | -9,7    | 18.252        | 16.138        | -11,6       |
| – Hulla+antracita nacional | 12.199             | 11.082 | -9,2    | 6.135         | 5.588         | -8,9        |
| – Carbón importado         | 15.846             | 13.710 | -13,5   | 9.279         | 8.017         | -13,6       |
| – Lignito negro            | 4.384              | 3.325  | -24,1   | 1.387         | 1.029         | -25,8       |
| – Lignito pardo            | 8.402              | 8.771  | 4,4     | 1.451         | 1.503         | 3,6         |
| Productos petrolíferos     | 4.631              | 5.261  | 13,6    | 4.467         | 5.021         | 12,4        |
| Gas natural                | 30.720             | 34.492 | 12,3    | 2.765         | 3.104         | 12,3        |
| Gas siderúrgico            | 3.629              | 3.650  | 0,6     | 345           | 347           | 0,6         |
| Otros combustibles sólidos | 2.391              | 2.826  | 18,2    | 503           | 674           | 34,2        |
| <b>TOTAL</b>               |                    |        |         | <b>26.331</b> | <b>25.284</b> | <b>-4,0</b> |

## Consumo de combustibles fósiles de la Generación Eléctrica en Régimen Ordinario

| <b>2001<br/>Consumo de combustibles<br/>fósiles</b> | <b>Millones de TEP</b> |
|---|------------------------|
| Hulla Nacional                                      | 5,12                   |
| Hulla subbituminosa                                 | 0,99                   |
| Lignito pardo                                       | 1,64                   |
| Carbón importado                                    | 8,09                   |
| Coque de petróleo                                   | 0,31                   |
| Prod. Petrolíferos                                  | 5,05                   |
| <b>Total</b>  | <b>21,20</b>           |

Fuente: D.G.P.E. y M.

Es preciso señalar que el consumo de energía primaria para generación eléctrica supone aproximadamente el 36% del consumo nacional de energía primaria y las tecnologías que se analizan en el presente capítulo suponen aproximadamente el 85% de dicho consumo energía eléctrica primaria para generación eléctrica. En definitiva las tecnologías que se analizan en el presente capítulo suponen casi la tercera parte del consumo nacional de energía primaria.

Adicionalmente cabe señalar que del orden del 80% de la producción nacional de energía primaria es transformada en energía de uso final mediante su conversión en electricidad con las tecnologías a que se refiere este capítulo.

Las cifras anteriores ponen de manifiesto la importancia que la actividad de generación con centrales eléctricas convencionales tiene en el balance de consumo de energía primaria y, por tanto, el importante papel que las medidas de eficiencia energética en este sector pueden adquirir en una estrategia de eficiencia energética global.

Los esfuerzos de reducción del consumo de combustibles en la generación eléctrica convencional se han centrado hasta el presente en dos líneas de actuación:

- El sector eléctrico español ha reducido sus consumos específicos durante los últimos veinticinco años, mejorando su eficiencia energética mediante la construcción de instalaciones de

generación con la tecnología probada más eficiente en cada momento.

- Por otra parte, el sector eléctrico ha ido introduciendo en esas mismas centrales los desarrollos tecnológicos más avanzados que se han ido produciendo con posterioridad a la entrada en servicio de las instalaciones, siempre y cuando las eficiencias tanto energéticas como globales de esos avances eran viables económicamente, teniendo en cuenta, naturalmente, la utilización esperable a corto y medio plazo de los grupos y centrales susceptibles de ser modernizados.

### **Perspectivas del Sector de Generación Convencional desde el año 2002 hasta el año 2012.**

Tal y como se pone de manifiesto en el Documento de Planificación de las Redes de Transporte Eléctrico y Gasista, recientemente aprobado por el Congreso de los Diputados, en el período 2002-11 se prevé la incorporación de 14.800 MW en nuevas centrales de producción eléctrica convencional mediante ciclos combinados de gas natural y un grupo de carbón importado de 720 MW.

La mayor parte del incremento de eficiencia de este segmento de la generación vendrá dado precisamente por la incorporación de este nuevo equipo generador con el cual se podrán lograr rendimientos del orden del 55% en el caso de los ciclos combinados, lo que supone un incremento próximo a los 20 puntos porcentuales con respecto a los rendimientos de las tecnologías actuales.

Durante el año 2002 ya se incorporaron los primeros grupos que totalizan una potencia de 2.800 MW. Estas incorporaciones continuarán a buen ritmo durante los próximos años.

En cuanto al aumento de eficiencia en el resto de tecnologías de generación en régimen ordinario, hay que señalar que durante los últimos años ya se han venido adoptando por parte de los titulares de estas instalaciones un importante número de medidas que eran viables por sí mismas y únicamente quedan por llevar a cabo una serie de medidas que, como se verá, suponen un potencial de eficiencia energética digno de ser tenido en cuenta.

## **Resumen de situación y perspectivas del Sector**

En los últimos cinco años, la demanda de electricidad se ha incrementado en más de un 30%, muy por encima de las previsiones. Ello ha ido acompañado de un incremento aún mayor de la demanda punta (44%) que es la variable fundamental de cara a determinar las necesidades de infraestructuras eléctricas, tanto de generación como de transporte y distribución. En este mismo período los precios medios de la electricidad se han reducido un 17% en términos corrientes lo que equivale, teniendo en cuenta la inflación, a una disminución del 30%.

El sector eléctrico en su conjunto se ha visto con algunas dificultades para atender puntualmente este crecimiento no previsto, debido a los plazos de desarrollo que requieren todas estas infraestructuras (varios años en el mejor de los casos).

De cara al futuro, hay que reseñar que la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas recientemente aprobado, de carácter vinculante para las redes de transporte y liberalizado para la generación y comercialización de electricidad, permite el desarrollo del sistema eléctrico en una senda de sostenibilidad, incorporando de entre las tecnologías disponibles aquellas que hoy por hoy están entre las más adecuadas desde este punto de vista. En líneas generales, los agentes económicos y sociales se han mostrado favorables a este Plan por lo cual no es de prever que existan muy graves problemas para su desarrollo, aunque sí es importante facilitar la tramitación administrativa del conjunto de proyectos a desarrollar. Ahora bien, el Plan sólo será viable si se dan las condiciones económicas y regulatorias necesarias para acometer las inversiones que en él subyacen. Y, por tanto, es preciso dar indicaciones a la Sociedad del coste global de la satisfacción de la demanda eléctrica en función de la calidad, seguridad y objetivos ambientales que se persiguen.

En ese mismo sentido, la estrategia española de eficiencia energética debe tener en cuenta el entorno económico en que se desenvuelve la generación a la hora de proponer las medidas que se pueden desarrollar y la necesidad de provisionar las ayudas necesarias para hacer viables las medidas que figuran en este capítulo como un mero catálogo que sólo se podrá llevar a cabo si se proporcionan tales ayudas.

## 2.2 TENDENCIAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

### Consumos específicos de energía térmica por unidad de producto final.

En la siguiente tabla figura la evolución del consumo específico, por kWh producido, en el período 1990-2000 en el equipo térmico convencional. Puede observarse que, en líneas generales, este consumo específico ha venido reduciéndose durante ese período, aunque los últimos años se ha producido un cierto empeoramiento. Ello ha sido debido en parte a que el parque generador ha estado más ajustado a las necesidades de la demanda, lo cual ha obligado a hacer un mayor uso de equipos de mayor antigüedad y, por tanto, con peores rendimientos, y, en parte, a que el funcionamiento del equipo generador en condiciones de mercado obliga a posponer determinadas operaciones de mantenimiento para obtener la mayor eficiencia posible en términos de ingresos por venta de la producción en el mercado mayorista.

| <b>Consumos específicos de la generación eléctrica térmica (Termias PCI/MWh b.c.)</b> |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|   | <b>1990</b>  | <b>1991</b>  | <b>1992</b>  | <b>1993</b>  | <b>1994</b>  | <b>1995</b>  | <b>1996</b>  | <b>1997</b>  | <b>1998</b>  | <b>1999</b>  | <b>2000</b>  |
| <b>HULLA Y ANTRACITA</b>  | 2.278        | 2.264        | 2.285        | 2.260        | 2.324        | 2.319        | 2.501        | 2.288        | 2.331        | 2.228        | 2.295        |
| <b>LIGNITO PARDO</b>  | 2.446        | 2.424        | 2.456        | 2.405        | 2.454        | 2.435        | 2.418        | 2.411        | 2.415        | 2.397        | 2.388        |
| <b>LIGNITO NEGRO</b>  | 2.394        | 2.365        | 2.348        | 2.345        | 2.350        | 2.384        | 2.351        | 2.290        | 2.362        | 2.348        | 2.326        |
| <b>CARBÓN IMPORTADO</b>   | 2.279        | 2.232        | 2.217        | 2.191        | 2.331        | 2.299        | 2.311        | 2.348        | 2.223        | 2.223        | 2.212        |
| <b>TOTAL CARBÓN</b>   | 2.327        | 2.305        | 2.316        | 2.289        | 2.353        | 2.348        | 2.434        | 2.315        | 2.330        | 2.270        | 2.297        |
| <b>HIDROCARBUROS</b>  | 2.540        | 2.311        | 2.406        | 2.501        | 2.498        | 2.390        | 2.554        | 2.303        | 2.363        | 2.369        | 2.383        |
| <b>GASIFICACIÓN DE CARBÓN</b>   |              |              |              |              |              |              | 1.787        | 1.809        | 2.052        | 2.013        | 1.947        |
| <b>TOTAL TERMICA CONVENCIONAL</b>   | <u>2.350</u> | <u>2.305</u> | <u>2.331</u> | <u>2.310</u> | <u>2.368</u> | <u>2.353</u> | <u>2.448</u> | <u>2.307</u> | <u>2.332</u> | <u>2.283</u> | <u>2.306</u> |

Como muestra del avance que se ha producido en la eficiencia energética en el proceso de producción de energía eléctrica se puede citar un dato: a finales de los años setenta, el consumo específico neto (en b.c.) de una muestra representativa del parque de centrales de carbón era de unas 2.600 te/MWh b.c., mientras que en la actualidad se sitúa alrededor de 2.400 te PCI/MWh b.c., es decir, se ha producido un aumento de eficiencia de aproximadamente un 8%.

En las centrales hidroeléctricas el volumen de agua que es necesario turbinar por kWh producido es un parámetro que presenta una gran variabilidad y es inversamente proporcional al salto neto del



aprovechamiento. Por tanto, depende, de la cota de agua en el embalse y del nivel de agua en el punto de restitución, de las pérdidas de carga de las conducciones y del rendimiento de los equipos.

### **Consumos de energía final de servicios auxiliares.**

Los consumos en servicios auxiliares de central son inferiores al 2% de la producción en bornes de generador en las centrales hidroeléctricas, del orden del 5-6% en el caso de las centrales nucleares y centrales térmicas de carbón y ligeramente superiores en las centrales de gas y de fuel-gas, debido en este caso al régimen de funcionamiento discontinuo a que suelen estar sometidas estas centrales. En las nuevas centrales de ciclo combinado el porcentaje de consumos propios será del orden del 3%.

### **Distribución de consumos específicos, energía térmica y eléctrica por operaciones.**

- **Centrales Térmicas de carbón.**

Los consumos auxiliares eléctricos en centrales de carbón se producen en los siguientes sistemas:

Molinos de carbón: habitualmente 6 molinos con una potencia nominal del motor de 900-1000 kW.

Ventiladores: de tiro forzado (introducen el aire de combustión), de tiro inducido (extraen los gases de combustión) y de aire primario (aportan el aire a los molinos de carbón). En grupos potentes es habitual la existencia de dos ventiladores de tiro forzado, dos de tiro inducido y hasta tres de aire primario. La potencia conjunta puede rondar los 10.000 kW.

Bombas de agua de alimentación: una o dos por grupos, con una potencia de total de aproximadamente 8000 kW. Los grupos instalados desde finales de los años 70 disponen de una turbobomba (accionada por vapor) que sustituye a las motobombas a partir de determinado nivel mínimo de carga y proporcionan una mayor eficiencia.

Bombas de condensado: dos o tres por grupo con una potencia total de 2-3000 kW.

Bombas de agua de circulación: habitualmente dos por grupo con una potencia total de aproximadamente 2.000 kW.

Los consumos de calor en auxiliares, básicamente el calor cedido por la caldera para calentamiento de aire y otros servicios supone entre el 0.5% y el 2% del calor total suministrado por la caldera.

El rendimiento de la caldera, esto es, la relación entre el calor cedido por la caldera y el aportado por el combustible y otras fuentes (aire calentado y bombas de circulación) suele ser del 87-89% sobre PCS.

- **Centrales térmicas de fuel-gas.**

Las centrales térmicas de fuel tienen unos consumos auxiliares similares a las de carbón excepto en lo relativo a la molienda de carbón. En cambio, es necesario un consumo de energía para el calentamiento del combustible, para lograr su fluidificación.

- **Centrales nucleares.**

Los consumos auxiliares eléctricos en centrales nucleares oscilan entre el 3,5% y el 6%. Estos consumos se deben fundamentalmente a las dos bombas de recirculación (BWR) o bombas principales de los PWR (tres por grupo) con potencias nominales del motor próximas a los 5000 kW y en menor medida a las bombas de agua de circulación (normalmente cuatro por grupo) con potencias nominales por cada motor de 2100 kW, bombas de drenaje de calentadores (dos-tres por grupo) con potencias nominales por cada motor de 1200 kW, bombas de condensado (tres-cuatro por grupo) con una potencia nominal por cada motor de 1100 kW bombas de refrigeración y HVAC.

- **Centrales hidroeléctricas.**

Las pérdidas de carga se producen en mayor o menor medida en todos los elementos del circuito hidráulico: emboquille, rejillas, guías de compuertas, y en el canal y en la cámara de carga si se trata de un salto en derivación. También se producen pérdidas en la tubería forzada, en las válvulas de grupo y en el canal de descarga.

Las pérdidas en la turbina dependen del caudal y del salto neto en cada momento y el rendimiento global no suele superar el 94%. Las pérdidas en el alternador oscilan entre el 4% en máquinas pequeñas y el 2% en máquinas grandes.

En las centrales hidroeléctricas existen unos consumos de energía eléctrica por iluminación, bombeo de aguas de drenaje, maniobra de compuertas, monitorización, etc, por lo general muy reducidos.

## 2.3 POTENCIAL DE MEJORAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

La importancia de reducir los consumos de energía primaria y los consumos auxiliares en las centrales ha llevado a las empresas eléctricas a optimizar sus procesos y equipos, mejorando progresivamente las plantas de generación situándose actualmente en el ámbito europeo y mundial entre las más eficientes (ver Anexo). Esta evolución se ha fundamentado en dos pilares básicos:

- La modernización de las centrales existentes.

Esta modernización se está llevando a cabo a través de la sustitución de centrales obsoletas, por ahora de fuel-gas pero en el futuro también de carbón, por centrales térmicas de ciclo combinado de gas natural.

Esta sustitución afecta positivamente al medioambiente por una doble vía. Por un lado, debido exclusivamente al combustible utilizado, las inmisiones son menores y por otro, debido a la nueva tecnología de estas centrales, el rendimiento de la central es mejor. En consecuencia con la misma cantidad de termias, gracias a las nuevas centrales de ciclo combinado a gas, se produce una mayor cantidad de energía eléctrica.

Incluso en las centrales más modernas alimentadas por combustibles fósiles y con sistemas de desulfuración de gases, la termodinámica limita el rendimiento de la conversión de tal modo que tan sólo un 35-40% de la energía existente en el combustible se convierte en energía eléctrica. Normalmente este rendimiento se queda en torno al 30-36% (el rendimiento medio sobre PCI de las centrales de carbón en 2002 ha sido de 35,29%). Este rendimiento se mejora apreciablemente con las centrales de ciclo combinado operando a máxima capacidad, pues pueden lograr en estas condiciones un rendimiento del 55%.

La sustitución del parque actual de generación se está llevando a cabo a través de la instalación de nuevas instalaciones de ciclo combinado a gas, energías renovables y generación distribuida en general. Esta evolución se está fundamentando en:

- La modernización del equipo de generación existente
- Las inversiones en nuevos equipos de generación con mejor eficiencia energética.

A continuación figuran las medidas que durante la presente década se podrían introducir en el equipo generador existente de cara a mejorar su eficiencia energética y, por tanto, económica. También se exponen las medidas previstas para atender el crecimiento de la demanda y la sustitución de los grupos que se cerrarán por obsolescencia durante este periodo y aquellas otras que se pueden acometer y que por su carácter de piloto se han incluido como medidas de I+D.

### ***MEDIDAS EN TECNOLOGÍAS HORIZONTALES.***

Determinadas centrales eléctricas presentan posibilidades de mejora de los sistemas de gestión básicamente mediante la implantación de sistemas de monitorización y de ayuda en los distintos procesos. Cabe destacar los siguientes:

- **Monitorización de la Combustión.**

Sistemas de monitorización de la combustión, utilizando instrumentación avanzada capaz de facilitar un mayor rigor en los ajustes del proceso, lo que conlleva una mejora notable de la eficiencia. En ocasiones esta mejora de la monitorización se puede extender a otros procesos, desde el muestreo a la molienda, flujo de combustibles en caldera, combustión, distribución de aire y color en el hogar, análisis de inquemados etc...

- **Sistemas de control de la turbina.**

Mejora de los sistemas de control en las turbinas en centrales térmicas convencionales dotadas de Turbotrol consiguiendo una mejora en la eficiencia de la turbina.

- **Mejoras de operación de equipos hidroeléctricos.**

Telemando y telecontrol de centrales hidroeléctricas, que persigue un aumento de la eficiencia mejorando la operación desde un único centro de control para todas las centrales de la unidad de producción hidráulica, aunando un mismo criterio de operación y sustituyendo equipos obsoletos. De esta forma se reducen las indisponibilidades de producción aumentando la eficiencia del volumen anual de agua turbinable a la vez que se consigue una reducción de costes de mantenimiento, se incrementan los márgenes de telerregulación de los grupos y la normalización de las informaciones recibidas en el centro de control.

- **Mejoras de eficiencia en sistemas de alumbrado.**

Instalaciones de sistemas de alumbrado de bajo consumo en centrales hidroeléctricas consiguiendo una óptima iluminación de acuerdo al uso, complementándolo con sistemas de control de iluminación por presencia.

**Resumen de posibles Medidas Horizontales:**

| Tipo de Medida                                 | Ahorro Energía                 |                                 | Inversión<br>(miles de euros) | Periodo<br>Amortización<br>(años) |
|--|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
|  | Energía<br>Primaria<br>TEP/año | Energía<br>Eléctrica<br>GWh/año |                               |                                   |
| Monitorización de la combustión                | 11,008                         | 47.92                           | 2,400                         | 4                                 |
|  | 11,868                         | 55.20                           | 1,564                         | 2.41                              |
|  | 19,178                         | 78.00                           | 90 (*)                        |                                   |
|  |                                |                                 | 18,300                        | 7.9                               |
| Sistemas de Control de turbina                 |                                |                                 | 600 (*)                       |                                   |
| <b>Subtotal C.C.T.T.</b>                       | <b>42,054</b>                  | <b>181.10</b>                   | <b>22,264</b>                 | <b>6.2</b>                        |
| Mejoras de eficiencia en sistemas de alumbrado | 5,013                          | 20.40                           | 6,970                         | 6                                 |
| <b>Subtotal C.C.H.H.</b>                       | <b>11,155</b>                  | <b>45.40</b>                    | <b>12,896</b>                 | <b>6.6</b>                        |
| <b>TOTAL</b>                                   | <b>53,209</b>                  | <b>226.5</b>                    | <b>35,160</b>                 | <b>6.4</b>                        |

(\*) No incluido por el momento por falta de parte de la información necesaria.

Nota: El ahorro térmico de las actuaciones en CCHH esta valorado en términos de energía primaria en una central térmica alternativa.

**Barreras**

Estas medidas no presentan barreras dignas de mención aparte del relativamente elevado impacto económico que presentan.

## ***MEDIDAS EN PROCESOS PRODUCTIVOS.***

### **CENTRALES TÉRMICAS.**

- **Optimización de los sistemas auxiliares del foco frío.**

Las actividades del presente proyecto tendrían como finalidad optimizar las prestaciones de los equipos y sistemas auxiliares del foco frío en instalaciones con torre de refrigeración. Los trabajos consistirían en mejora de los sistemas auxiliares (torre, relleno térmico, etc.) o bien en modificaciones alternativas (refrigeración directa) en casos singulares. En otros casos abarcan el cambio completo de los difusores de agua o toberas pulverizadoras y de los paquetes de relleno de las torres de refrigeración. La sustitución se hace con materiales y diseños actuales, más eficientes porque incrementan la superficie de película de agua favoreciendo el intercambio de calor. Incremento de la eficiencia en el circuito de condensación por sustitución del emparrillado en torres de refrigeración.

- **Instalación o modificación de bombas.**

Instalación de turbobombas en circuito de alimentación, sustituyendo a las bombas de accionamiento eléctrico. En otros casos se trata de Instalar equipos variadores de velocidad en las motobombas, con el objeto de incrementar el rendimiento de las mismas y eliminar las pérdidas de regulación por estrangulación en válvula de impulsión que se producen en el modo actual.

- **Aprovechamiento del calor de la purga continua.**

El vapor del colector de expansión de purgas, que en funcionamiento normal recoge fundamentalmente la evacuación al exterior de la purga continua del calderín, se desvía y aporta al colector de vapor de alimentación a precalentadores de aire (extracción etapa 18). De esta forma se aprovecha el calor latente del vapor que en la actualidad se envía a la atmósfera y además se anula el impacto medioambiental tanto óptico como acústico.

- **Sustitución de clasificadores en los molinos de carbón.**

Los clasificadores, situados en la salida de la mezcla de aire y carbón desde los molinos hacia los quemadores, tienen como misión rechazar y devolver hacia el molino las partículas de carbón cuyo tamaño supera

el adecuado para garantizar una combustión completa. Los clasificadores dinámicos, de nuevo diseño, son más efectivos y mejoran el rendimiento de la caldera por reducción de la cantidad de combustible inquemado en las cenizas y escorias.

- **Instalación de ceniceros secos.**

Se trata de la instalación de un sistema de extracción de escorias del cenicero por vía seca, con lo que se ahorraría el consumo de servicios auxiliares de las Bbas de transporte y de arrastre de escorias y se mejoraría la eficiencia de la caldera en 0,307 puntos porcentuales (se aprovecha el calor de las escorias en lugar de perderlo), con relación a la actual forma de extracción por vía húmeda.

- **Variadores de Frecuencia/velocidad para grandes motores.**

Los motores de ventiladores de tiro del hogar o de aire primario, con potencia nominal elevada, cuando operan a bajas cargas tienen una pérdida de eficiencia importante. Si el sistema de control de caudal de aire se realiza mediante compuertas de posición regulable en la aspiración, la consiguiente estrangulación y pérdida de carga supone un gasto de energía que sería evitable aplicando la medida propuesta. Los variadores de frecuencia, al facilitar el control de velocidad y par, permiten regular el caudal de aire eliminando la susodicha pérdida de carga en la aspiración y, por consiguiente, reducen el consumo eléctrico de manera notable.

- **Optimización de la eficiencia de los turboalternadores.**

Las turbinas del actual parque de generación térmica son resultado de diseños de los años 70 o anteriores. En la actualidad son aplicables tecnologías avanzadas que, además de mejorar la eficiencia de manera notable, incrementan la fiabilidad y alargan la vida remanente del equipo más crítico de la planta. La medida propuesta consiste en sustituir la totalidad de álabes de reacción del conjunto de turbinas de HP, IP y LP por otros de diseño avanzado 3-D. En otros casos se prevé la instalación de rotores de diseño y prestaciones avanzadas (rotores de alta y/o baja presión), junto con la optimización de sus componentes, incluyendo también los sistemas auxiliares. También se produce un beneficio complementario en términos de rejuvenecimiento, aumento de la fiabilidad del grupo y alargamiento de vida.

## **CENTRALES NUCLEARES.**

- **Optimización del circuito secundario.**

Optimizar el rendimiento de los sistemas que conforman el circuito secundario. Esta optimización no conlleva incrementos de potencia térmica. Las actividades a realizar se dividen en cuatro grandes grupos:

- Actuaciones en turbina: Estas actuaciones están encaminadas a la sustitución de los rotores de alta y/o de baja así como en la optimización de sus componentes incluyendo sus sistemas auxiliares.
- Sustitución de equipos principales: En esta actividad, básicamente, se contempla la sustitución de los calentadores de Agua de Alimentación, MSR's, etc...
- Mejora del proceso: Se prevén actuaciones encaminadas a optimizar los controles y operación de diversos sistemas.
- Reducción de consumos auxiliares: Se contempla la utilización de variadores de velocidad en los motores de las bombas de recirculación así como diversas actuaciones en diferentes motores, válvulas y compresores con el objeto de disminuir el consumo de auxiliares.

Todas estas mejoras suponen un incremento de la potencia eléctrica de 140 MW b.c.

## **CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.**

- **Instalación de grupos turbina-generador en Presas que suministran caudales ecológicos obligatorios.**

El número cada vez mayor de embalses en los que se está implantando un caudal de mantenimiento a pie de presa está provocando que la energía perdida por esta circunstancia ya no sea despreciable. Incluso si la central adscrita al embalse es un pie de presa, no se pueden turbinar dado que son pequeños en comparación con el caudal nominal instalado. Se propone su aprovechamiento mediante la construcción de centrales hidráulicas cuyo caudal de diseño sea el correspondiente a estos flujos. Como características más importantes están su relativamente fácil ejecución sin grandes afecciones medioambientales, ya que son pies de presas. Por otra



parte, tienen unas horas equivalentes de utilización elevadas ya que aprovechan caudales que fluyen durante todo el año.

- **Cambio de Rodetes.**

Sustitución de los rodetes y de los equipos auxiliares de las centrales hidráulicas en general con más de 20 años de funcionamiento para llegar al límite de potencia de los alternadores existentes. El nuevo diseño de rodetes incrementa el caudal turbinado y mejora el rendimiento hidráulico. También se incluyen mejoras en los equipos actuales de algunas instalaciones. Se obtienen mejoras de rendimiento del 4-6%.

- **Cambio de transformadores de potencia y rebobinados.**

Sustitución de los transformadores de diversas centrales cuyo grado de envejecimiento y disminución de rendimiento debido al deterioro del aislamiento es considerable. La mencionada sustitución, por tanto, implicaría una reducción considerable de las pérdidas y de los actuales costes de mantenimiento debido a la mejora en el diseño y la utilización de mejores materiales. También se incluye algún proyecto de rebobinado o cambio de alternador para mejorar rendimientos.

El resumen de las posibles medidas a tomar en procesos productivos, figura en el cuadro adjunto:

| Tipo de Medida  | Ahorro Energía                 |                                 | Inversión<br>miles de euros | Periodo<br>Amortización<br>(años) |
|---|--------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|
|   | Energía<br>Primaria<br>TEP/año | Energía<br>Eléctrica<br>GWh/año |                             |                                   |
| <b>CENTRALES TERMICAS</b>   |                                |                                 |                             |                                   |
| Optimización del foco frío  | 9,632                          | 41.08                           | 3,200                       | 6                                 |
|   | 2,400                          | 10.24                           | 800                         | 6                                 |
|   | 5,848                          | 24.00                           | 5,000                       | 6.9                               |
| Instalación o modificación de bombas                                | 2,597                          | 11.26                           | 600                         | 3.02                              |
|   | 5,882                          | 25.20                           | 7000                        | 9.3                               |
|   | 2,236                          | 9.74                            | 1,500                       | 5.16                              |
| Aprovechamiento del calor de la purga continua                      | 3,715                          | 15.57                           | 270                         | 0.5                               |
| Sustitución de clasificadores en molinos de carbón                  | 9,632                          | 41.08                           | 3,120                       | 6                                 |
|   | 16,254                         | 66.00                           | 17,500 (1)                  | 8.8                               |
| Instalación de ceniceros secos                                      | 5,538                          | 27.60                           | 3,210                       | 3.2                               |
| Variadores de frecuencia de velocidad para grandes motores          | 274                            | 1.18                            | 132                         | 9                                 |
|   | 2,266                          | 9.75                            | 1,000                       | 3.4                               |
| Optimización de la eficiencia de los turboalternadores              | 103,466                        | 420.90                          | 97,200                      | 7.7                               |
|   | 15,566                         | 84.00                           | 15,000                      | 6                                 |
| <b>Subtotal C.C.T.T.</b>  | <b>185,306</b>                 | <b>787.60</b>                   | <b>155,532</b>              |                                   |
| <b>CENTRALES NUCLEARES</b>  |                                |                                 |                             |                                   |
| Optimización del circuito secundario                                | 297,300                        | 1,141.00                        | 247,300                     | 7.2                               |
| • Actuaciones en turbinas y sistemas auxiliares                     |                                |                                 |                             |                                   |
| • Sustitución de calentadores de agua alimentación                  |                                |                                 |                             |                                   |
| • Optimización del control y operación                              |                                |                                 |                             |                                   |
| • Reducción de auxiliares   |                                |                                 |                             |                                   |
| <b>Subtotal C.C.N.N.</b>  | <b>297,300</b>                 | <b>1,141.00</b>                 | <b>247,300</b>              | <b>7.2</b>                        |
| <b>CENTRALES HIDROELÉCTRICAS</b>                                    |                                |                                 |                             |                                   |
|   | 5,934                          | 24.15                           | 3,350                       | 3                                 |
| Instalación de grupos para turbinación de caudales de mantenimiento | 2,940                          | 11.98                           | 2,100                       | 3                                 |
|   | 16,303                         | 66.35                           | 8,300                       | 2                                 |
|   | 6,037                          | 24.57                           | 2,500                       | 2                                 |
|   | 9,804                          | 39.90                           | 12,400                      | 7                                 |
|   | 9,829                          | 40.00                           | 13,000                      | 7                                 |
| Cambio de rodets  | 72,980                         | 297.00                          | 37,410                      | 6                                 |
|   | 20,640                         | 84.00                           | 8,700                       | 3                                 |
|   | 66,343                         | 270.00                          | 25,000                      | 3.5                               |
| Cambio de transformadores de potencia y rebobinado                  | 20,885                         | 85.00                           | 16,700                      | 6.5                               |
| <b>Subtotal C.C.H.H.</b>  | <b>231,695</b>                 | <b>942.95</b>                   | <b>129,460</b>              |                                   |
| <b>TOTAL Procesos Productivos</b>                                   | <b>714,301</b>                 | <b>2,871.55</b>                 | <b>532,292</b>              |                                   |

(1) Incluye variadores de velocidad en algunos motores.

Nota: El ahorro térmico de las actuaciones en C.C.H.H. está valorado en términos de energía primaria en una central térmica alternativa.

## **Barreras**

### **CENTRALES TÉRMICAS.**

Con las excepciones que a continuación se exponen estas medidas no presentan graves barreras aparte del elevado impacto económico que pueden suponer para los titulares, por lo que es fundamental las ayuda económica para su realización.

#### **Optimización de la eficiencia de turboalternadores.**

Económica: en muchos casos el plazo de ejecución de las modificaciones o sustituciones superarían los plazos habituales de una revisión general programada, generándose un quebranto económico adicional al coste de la inversión necesaria.

### **CENTRALES NUCLEARES.**

Económicas: Imposibilidad de acometer las dos medidas propuestas por su gran impacto económico si no existen ayudas a la inversión.

Administrativas: En alguna central expira el Permiso de Explotación Provisional en un plazo menor al de amortización económica de las medidas.

### **CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.**

Instalación de grupos para turbinación de caudales de mantenimiento:  
Medioambiental: se produciría un limitado impacto ambiental durante la realización de las obras.

Administrativa: La instalación de estos pequeños grupos hidroeléctricos exigiría la modificación de la concesión hidroeléctrica asociada al aprovechamiento hidroeléctrico.

### ***NUEVOS PROCESOS PRODUCTIVOS.***

La incorporación de nueva potencia térmica convencional al Sistema Eléctrico, se hará utilizando centrales de ciclo combinado de gas natural básicamente. Como es sabido esta tecnología permite obtener rendimientos del orden del 55-58% sobre PCI, muy superiores a los de

las plantas térmicas actualmente existentes que se encuentran en el entorno del 35-37%. En otras palabras, esto supone que la nueva generación pasará de utilizar aproximadamente 2.39 te PCI/kWh a 1.73 te/kWh, esto es, un ahorro del orden del 28% sobre el consumo de energía primaria necesario para producir un kWh. Adicionalmente se produce una reducción de los consumos auxiliares como se ha indicado anteriormente.

El ahorro específico en términos de energía primaria puede ser considerable debido a que según el Documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-11" se contempla unas necesidades de potencia mínima a instalar durante ese período de 14.800 MW.

### **Barreras**

Tecnológicas: No existen serias barreras en la tecnología del Ciclo Combinado, que es conocida desde 1970 y durante este periodo ha logrado mejorar su rendimiento en unos 15 puntos porcentuales. No obstante, y al igual que cualquier otra tecnología presentará los habituales problemas durante los primeros períodos de funcionamiento de cada grupo.

Sociales: Los ciclos combinados, en líneas generales, no presentan graves problemas de rechazo social.

Medioambientales: Las estrictas condiciones medioambientales que se suelen fijar en el proceso de tramitación administrativa aseguran la inexistencia de barreras medioambientales a partir de la puesta en marcha.

Económicas: Se trata de una tecnología de bajo coste de inversión específica y reducidos costes de O&M. La única incertidumbre de esta tecnología proviene de la utilización de un combustible, el gas natural, cuyo precio está muy directamente relacionado con el del petróleo y de la rigidez que suelen caracterizar a los contratos de suministro de gas natural. Otra barrera significativa de esta tecnología es el elevado coste del actual sistema de las tarifas de acceso a la red de gas y los peajes.

Administrativas: aunque los grupos de ciclo combinado que se incorporarán a la red en los primeros años del período ya cuentan con las correspondientes autorizaciones administrativas, existen determinados grupos cuya entrada en servicio se prevé a medio plazo que no han superado esa fase de tramitación.

## RESUMEN DE LAS MEDIDAS PREVISTAS.

En la siguiente Tabla figura un resumen de las medidas previstas que se podrían tomar en el ámbito de la generación en Régimen Ordinario con el fin de mejorar la eficiencia energética en el proceso de transformación de energía primaria en energía eléctrica:

| Tipo de Medida                       | Ahorro Energía                 |                                 | Inversión<br>(miles de euros) | Periodo<br>Amortización<br>(años) |
|--------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
|                                      | Energía<br>Primaria<br>TEP/año | Energía<br>Eléctrica<br>GWh/año |                               |                                   |
| <b>Medidas Horizontales</b>          |                                |                                 |                               |                                   |
| Centrales Térmicas                   | 42,054                         | 181.10                          | 22,264                        | 6.2                               |
| Centrales Hidroeléctricas            | 11,155                         | 45.40                           | 12,896                        | 6.6                               |
| <b>Subtotal Medidas Horizontales</b> | <b>53,209</b>                  | <b>226.50</b>                   | <b>35,160</b>                 | <b>6.4</b>                        |
| <b>Medidas de Proceso</b>            |                                |                                 |                               |                                   |
| Centrales Térmicas                   | 185,306                        | 787.60                          | 155,532                       | 7.2                               |
| Centrales Nucleares                  | 297,300                        | 1141.00                         | 247,300                       |                                   |
| Centrales Hidroeléctricas            | 231,695                        | 942.95                          | 129,460                       |                                   |
| <b>Subtotal Medidas de Proceso</b>   | <b>714,301</b>                 | <b>2871.55</b>                  | <b>532,292</b>                |                                   |
| <b>TOTAL Medidas de eficiencia</b>   | <b>767,510</b>                 | <b>3098.05</b>                  | <b>567,452</b>                |                                   |

Nota: El ahorro térmico de las actuaciones en C.C.H.H. está valorado en términos de energía primaria en una central térmica alternativa.

Las medidas propuestas para lograr una mayor eficiencia en la transformación de energía en energía eléctrica mediante instalaciones del Régimen Ordinario suponen un potencial de ahorro de unos 4.600 GWh anuales en el Sistema Peninsular lo que supone el 2.5% de la Producción eléctrica bruta de ese Sistema en el año 2001.

En energía primaria, esa mayor eficiencia se traduciría en un ahorro de 1,15 millones de TEP que supone un 2.8% del consumo de energía primaria para producción eléctrica en Régimen Ordinario.

Para acometer el conjunto de estas medidas sería necesaria una inversión de 1,250 millones de euros lo que podría suponer un período de retorno simple de la inversión de unos 9 años.

## **Barreras**

La barrera más importante para la aplicación de estas medidas proviene, sin duda, del elevado impacto económico que para los titulares de las instalaciones suponen las inversiones necesarias para llevarlas a cabo. Únicamente con una decisión firme por parte de los poderes públicos habilitando las líneas de apoyo económico imprescindibles se podría lograr un ahorro significativo en el ámbito de la generación eléctrica en Régimen Ordinario.

Adicionalmente, determinadas medidas tienen algún tipo de barreras para su ejecución, si bien éstas no son insalvables y se podrían superar si existe una voluntad clara por parte de la Administración para ello.

## ***INVESTIGACIÓN, DESARROLLO Y DEMOSTRACIÓN.***

### **PROYECTOS I+D.**

- **Aprovechamiento del calor latente de la combustión (proyecto I+D).**

Implantar un economizador a condensación capaz de absorber parte del calor latente, además del calor sensible, de los productos de la combustión, tras los calentadores de aire rotativos regenerativos (Lungstron), calentando el agua de condensado, hasta alcanzar la temperatura de salida del calentador N° 1. El vapor de extracción que alimenta a este calentador, al no condensar en el mismo, incrementaría el trabajo de la turbina de baja presión. No se aprecian barreras para implantar esta medida. Los estudios relativos a este Proyecto de Investigación son realizados en colaboración con la Universidad.

- **Aumento del quemado de combustible en CC.NN.**

Una constante del Sector eléctrico, desde sus comienzos, es el esfuerzo realizado en investigaciones que conduzcan a una mayor eficiencia energética. En esta línea se pueden destacar los estudios continuados en el desarrollo de nuevos diseños de elementos combustibles que proporcionen un aumento en la capacidad de quemado respecto de los actuales, esto supondrá una disminución en la cantidad necesaria de del combustible primario para una misma producción eléctrica. En este sentido el Sector Eléctrico está participando en el proyecto internacional ROBUST del EPRI, orientado a la consecución de un combustible robusto, capaz de cubrir los requerimientos crecientes en cuanto a seguridad, fiabilidad, economía

y eficiencia energética demandados actualmente por los explotadores de centrales nucleares.

Por razones obvias no se puede profundizar en los aspectos económicos ya que éstos dependerán de los resultados que se vayan obteniendo.

Los actuales quemados de descarga están en el orden de 45-50 GWD/MTU de media, siendo técnicamente alcanzables quemados en la banda de 50-55 GWD/MTU.

Cada 1000 MWD/MTU de aumento de quemado de descarga equivalen a un incremento de producción de energía eléctrica que se puede traducir en incrementos de potencia de 17 MWe para Almaraz 1&2, Ascó 1&2 y Vandellós 2, 19 MWe para Trillo, 21 MWe para Cofrentes y de 10 MWe para Garoña. Constituyendo un total equivalente de 135 MWe.

Actualmente el sector invierte del orden de 1.2 Millones de Euros/año en programas de combustible nuclear encaminados a analizar la viabilidad técnica de aumentar los quemados de descarga. Esta cifra se podría elevar considerablemente en un futuro próximo, dependiendo de los resultados que se vayan obteniendo de estos programas. Adicionalmente los aumentos de quemado de descarga están unidos a incrementos del enriquecimiento medio del combustible, con el consiguiente aumento de costes.

No hay impacto previsible en cuanto a paradas necesarias ni al período necesario para la implantación

- **Otros proyectos.**

Adicionalmente entre las actividades que realiza el Sector en el ámbito de I+D existen otros proyectos con distintos grados de avance que podrían ser contemplados en la estrategia de ahorro y eficiencia energética:

- Centrales térmicas de carbón:

Desarrollo con la industria española de aceros superlimpios de aplicación en calderas ultrasupercríticas operando a alta temperatura.

Desarrollo de herramientas de evaluación del envejecimiento y consumo de vida de componentes de centrales térmicas, incorporando a su vez el papel del defecto en el proceso del fallo.

Estudio de materiales avanzados para las plantas con objetivo emisión-cero actualmente en desarrollo y diseño.

– Centrales térmicas de ciclo combinado:

Estudio de los mecanismos de degradación y fallo de los álabes de primera etapa en turbinas de gas y modelización de los fenómenos más críticos en la vida útil del material.

Estudio de la aplicación de códigos termodinámicos del ciclo combinado al comportamiento de los materiales de las turbinas de gas y vapor, conociendo la influencia de los diferentes modos de operación del ciclo en la durabilidad de los materiales.

– Centrales hidroeléctricas:

Proyecto para el establecimiento de un Centro de Diagnóstico y Mantenimiento Predictivo de Centrales Hidráulicas Teleoperadas (Módulos de vibraciones y acústicos, Modelos de planta, turbina y alternador; sistemas expertos, redes neuronales, interfaces de integración hombre-máquina,..).

– Almacenamiento de energía:

Nuevos sistemas de almacenamiento de energía en baterías avanzadas para sistemas de emergencia de las centrales y su utilización en la nivelación de la curva de carga.

Aprovechamiento de la electricidad producida en las horas valle de demanda, mediante la transformación de la energía en hidrogeno, el almacenamiento del mismo y su posterior utilización en la generación de electricidad en horas punta de demanda.

| Tipo de Medida                                     | Ahorro Energía  |                   | Inversión miles de euros | Periodo Amortización |
|--|-----------------|-------------------|--------------------------|----------------------|
|  | Térmica TEP/año | Eléctrica GWh/año |                          |                      |
| Aprovechamiento del calor latente de la combustión | 2,976           | 12.46             | 1,042                    | 5.75                 |
| Aumento de quemado del combustible en C.C.N.N.     | 286,638         | 1,100.00          | n/d                      | n/d                  |
| <b>Total I+D</b>                                   | <b>289,614</b>  | <b>1,112.46</b>   | <b>n/d</b>               | <b>n/d</b>           |



## **Barreras**

Aumento de quemado del combustible en C.C.N.N.

Límites tecnológicos y regulatorios asociados al quemado de descarga, así como límites regulatorios (no proliferación) en cuanto al enriquecimiento máximo con el que están autorizadas a trabajar las plantas de enriquecimiento y las fábricas de combustible. Los límites técnicos corresponden a la integridad de la vaina a altos quemados, límites de corrosión y límites de quemado de la pastilla.

## **PROYECTOS DE DEMOSTRACIÓN.**

Actualmente no existen proyectos de demostración en el ámbito de la generación en Régimen Ordinario.

## **RESUMEN DE LAS MEDIDAS PREVISTAS EN INVESTIGACIÓN, DESARROLLO Y DEMOSTRACIÓN.**

Existen diversos proyectos de investigación y desarrollo con distintos grados de avance y concreción. Un grupo de estos proyectos persigue un mayor aprovechamiento de la energía primaria contenida en el combustible, otros proyectos están dirigidos a lograr un mejor comportamiento de los materiales de distintos componentes críticos y otros proyectos están dirigidos a lograr una mayor eficiencia por la vía de la gestión de procesos, del mantenimiento y de la gestión de la energía. Por las propias características de estos proyectos no es fácil proporcionar información técnica y económica sobre los resultados esperables.

## **2.4 CONCLUSIONES Y PROPUESTAS**

Las medidas propuestas en este primer documento para lograr una mayor eficiencia en la transformación de energía en energía eléctrica mediante instalaciones del Régimen Ordinario suponen un potencial de ahorro de unos 3.098 anuales en el Sistema Peninsular lo que supone el 1.7 % de la Producción eléctrica bruta de ese Sistema en el año 2001.

En energía primaria, esa mayor eficiencia se traduciría en un ahorro de 767 Ktep/año que supone un 1.87% del consumo de energía primaria para producción eléctrica en Régimen Ordinario.

Para acometer el conjunto de estas medidas sería necesaria una inversión de 1,250 millones de euros lo que podría suponer un período de retorno simple de la inversión de unos 9 años.

### **Barreras**

La barrera más importante para la aplicación de estas medidas proviene del elevado impacto económico que para los titulares de las instalaciones suponen las inversiones necesarias para llevarlas a cabo. Únicamente con una decisión firme por parte de los poderes públicos habilitando las líneas de apoyo económico imprescindibles se podría lograr un ahorro significativo en el ámbito de la generación eléctrica en Régimen Ordinario. Adicionalmente, determinadas medidas tienen algún tipo de barreras para su ejecución, si bien éstas no son insalvables y se podrían superar si existe una voluntad clara por parte de la Administración para ello.

### **3. SECTOR COGENERACIÓN**

#### **3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR COGENERACIÓN**

- **Actividad, ámbito de aplicación y empresas.**

La evolución del sector de cogeneración ha estado ligado a sus ventajas de producción combinada de energía eléctrica con la producción de calor útil, aportando una mayor eficiencia energética global al ciclo productivo. Estas ventajas se resumen en:

- Mayor eficiencia energética global.
- Contribución a la seguridad del suministro.
- Reduce la pérdida en las redes (generación distribuida).
- Menor necesidad de inversiones en red.
- Disminución de emisiones para el conjunto del parque generador.
- Su mayor eficiencia reduce la necesidad de combustibles importados

Los sistemas de cogeneración en España producen:

- Aproximadamente el 13,76% de la energía eléctrica consumida en el país.
- Casi el 40% de la electricidad producida térmicamente (excluidas las nucleares)
- Tanta electricidad como la producida hidráulicamente.
- La mitad de la electricidad producida por las centrales nucleares del país.

A fecha de abril del 2003, el sector de cogeneración, tiene una potencia instalada de 5.602 MW, la cual está asociada a 841 instalaciones.

Referida al año 2002, la energía vertida a la red por las instalaciones de cogeneración fue de 18.261 GWh. Considerando el autoconsumo, la producción eléctrica de esas mismas instalaciones fue del orden de 29.500 GWh/año.

En los cuadros y tablas que seguidamente se muestran, se trata de poner de manifiesto el ritmo de crecimiento de la potencia instalada de cogeneración en España, con que tipo de combustibles se utiliza, así como la evolución de la energía vertida en régimen especial, señalándose también la distribución de la cogeneración por CC.AA.

### Evolución de la Cogeneración

|   | 1998         | 1999         | 2000         | 2001         | 2002         | 2003         |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Potencia (MW)<br>Nº Inst.                       | 3.728<br>546 | 4.221<br>667 | 4.945<br>764 | 5.355<br>814 | 5.579<br>840 | 5.602<br>841 |
| Diferencia Potencia (MW)<br>Diferencia Nº Inst. |              | 493<br>121   | 724<br>97    | 409<br>50    | 225<br>26    |              |

Fuente: Liquidación de las actividades reguladas – abril 2003

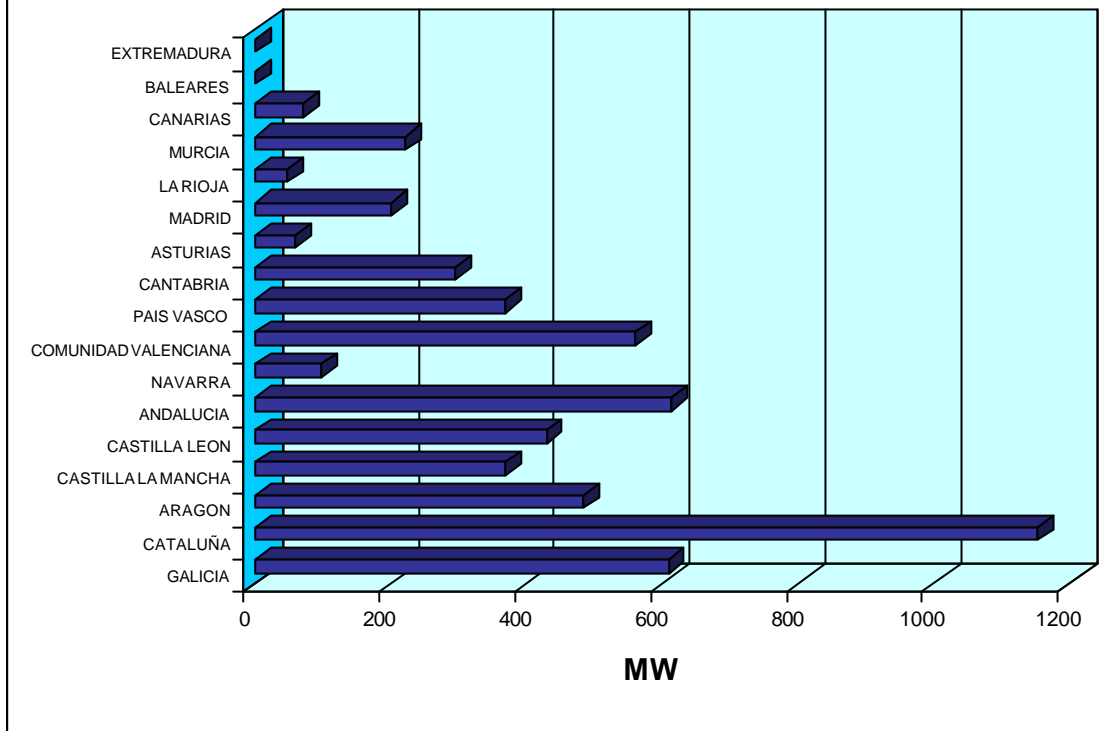
### Evolución de la potencia instalada en Cogeneración (MW) 1998–2002, por tipo de combustible

| Combustible           | 1998         |              | 1999        |              | 2000        |              | 2001        |              | 2002        |  |
|-----------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--|
|                       | MW           | MW           | ?%<br>99/98 | MW           | ?%<br>00/99 | MW           | ?%<br>01/00 | MW           | ?%<br>02/01 |  |
| Gas Natural           | 2.222        | 2.571        | 16          | 3.217        | 25          | 3.596        | 12          | 3.820        | 6           |  |
| Fuel Oil              | 840          | 932          | 11          | 986          | 6           | 1.009        | 2           | 1.022        | 1           |  |
| Gasoil                | 252          | 303          | 20          | 326          | 8           | 338          | 4           | 341          | 1           |  |
| Gas de refinería      | 253          | 253          | 0           | 253          | 0           | 253          | 0           | 253          | 0           |  |
| Propano               | 4            | 4            | 0           | 6            | 48          | 6            | 0           | 6            | 0           |  |
| Carbón de importación | 66           | 66           | 0           | 66           | 0           | 44           | -33         | 44           | 0           |  |
| Calor residual        | 92           | 92           | 0           | 92           | 0           | 109          | 18          | 95           | -13         |  |
| <b>Total</b>          | <b>3.728</b> | <b>4.221</b> | <b>13</b>   | <b>4.945</b> | <b>17</b>   | <b>5.355</b> | <b>8</b>    | <b>5.579</b> | <b>4</b>    |  |

### Evolución de la energía de Cogeneración (GWh) 1998–2002, en régimen especial

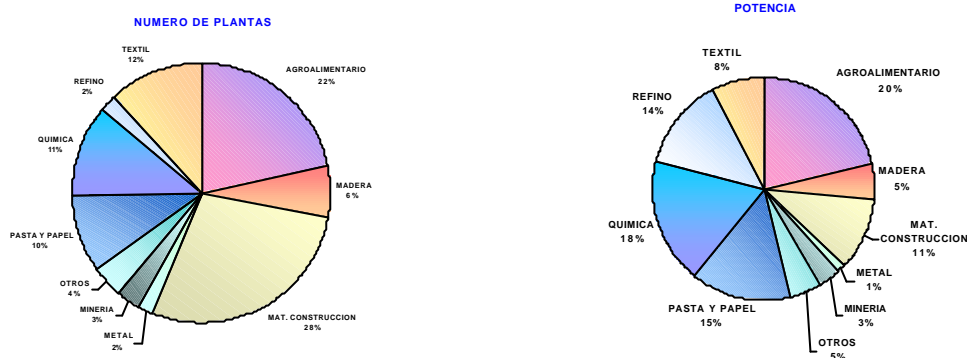
| Combustible                 | 1998          |               | 1999        |               | 2000        |               | 2001        |               | 2002        |  |
|-----------------------------|---------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|--|
|                             | GWh           | GWh           | ?%<br>99/98 | GWh           | ?%<br>00/99 | GWh           | ?%<br>01/00 | GWh           | ?%<br>02/01 |  |
| Gas Natural                 | 9.042         | 11.006        | 22          | 11.702        | 6           | 12.465        | 7           | 13.030        | 5           |  |
| Fuel Oil                    | 3.055         | 3.822         | 25          | 3.615         | -5          | 2.856         | -21         | 2.763         | -3          |  |
| Gasoil                      | 774           | 971           | 25          | 860           | -11         | 654           | -24         | 687           | 5           |  |
| Gas de refinería            | 786           | 751           | -4          | 508           | -32         | 709           | 39          | 555           | -22         |  |
| Propano                     | 8             | 9             | 16          | 2             | -77         | 7             | 216         | 7             | 1           |  |
| Carbón de importación       | 106           | 93            | -13         | 103           | 11          | 89            | -13         | 103           | 16          |  |
| Calor residual              | 270           | 270           | 0           | 228           | -16         | 200           | -12         | 212           | 6           |  |
| Total Cogener. Distribuidor | 14.041        | 16.922        | 21          | 17.018        | 1           | 16.981        | 0           | 17.355        | 2           |  |
| Total Cogener. Mercado      | ---           | ---           | ---         | ---           | ---         | ---           | ---         | 906           | ---         |  |
| <b>Total Cogeneración</b>   | <b>14.041</b> | <b>16.922</b> | <b>21</b>   | <b>17.018</b> | <b>1</b>    | <b>16.981</b> | <b>0</b>    | <b>18.261</b> | <b>8</b>    |  |

### Potencia instalada de cogeneración por CC.AA. Año 2002



Atendiendo a la distribución sectorial de las plantas, los sectores más cogeneradores son los fabricantes de materiales para la construcción, fundamentalmente: cerámica estructural, azulejo y pavimentos, responsables del 28%, seguido de la industria agroalimentaria con un 22%. Es decir, estos dos sectores, cubren el 50% del total de proyectos realizados y tienen una potencia instalada equivalente a dos centrales nucleares (de 900 MW). Los otros sectores más cogeneradores son: papel, químico, textil y refino.

## ***Distribución del número de plantas y de potencia instalada por sector industrial***



Dentro del sector terciario, que sólo representa un 3,2% de la potencia instalada en cogeneración, los hospitales y edificios de servicios comerciales son los que más han apostado por la cogeneración. El sector hotelero, pese al elevado potencial tecnológico que representa, no termina de despegar por diversos motivos: altos precios del combustible, alto coste específico de las inversiones, bajas horas de utilización, ruidos, espacio, dificultades de interconexión eléctrica, etc.

### **3.2 TENDENCIAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA**

- **Descripción de los principales procesos productivos.**

Un factor importante para comprender la contribución de la cogeneración a la eficiencia energética global es la gran diversidad de procesos productivos que pueden implementarse para conseguirlo y la influencia de los mismos en su objetivo de eficiencia. Mientras las centrales convencionales tienen unos rendimientos muy similares para cada tipo de central, las plantas de cogeneración, al diseñarse para cada caso concreto pueden tener eficiencias muy distintas entre sí.

La configuración de las plantas de cogeneración debe hacerse, en cada caso, en función de las características del centro usuario de calor útil, y de las características de este calor, especialmente su nivel de temperatura de uso y su modulación. Asimismo, los diferentes motores principales que pueden adoptarse (turbinas de vapor, de gas y motores alternativos) determinan diferentes procesos que resumimos a continuación.

### **Ciclo simple con motores alternativos (CSMG) y (CSMF) y ciclos de trigeneración.**

Su aplicación más común se da en la industria textil, el sector terciario (calefacción) y algunas plantas del sector de la alimentación. Últimamente se aplican a plantas de secado de lodos y eliminación de purines.

Su campo de aplicación más idóneo va desde 1 hasta 10 MW, aunque se han realizado plantas de hasta 25 MW con motores de fuel-oil utilizando únicamente el calor de los gases de escape, lo que les permiten obtener rendimientos eléctricos equivalentes del 55-56%.

### **Ciclo simple con turbinas de gas (CSTG).**

Su rango de aplicación es desde 4 MW, hasta más de 50 MW. Es el ciclo más usual para instalaciones medianas en consumidores con demanda de vapor y su regulación suele hacerse mediante un sistema de postcombustión que permite ajustar la producción de vapor a su demanda.

### **Ciclo simple de secado con turbinas de gas (CSSTG)**

Este ciclo se ha desarrollado ampliamente en la industria cerámica de gres (procesos de atomización de arcillas). Su instalación es simple y más económica que en los procesos en que debe producirse vapor, obteniéndose grandes rendimientos eléctricos equivalentes, si se ajusta la turbina a las necesidades de calor de secado.

### **Ciclo combinado con turbina de gas a contrapresión (CCTG).**

Puede aplicarse a pequeñas potencias (de 5 MWe en adelante), son proyectos que maximizan las ventajas de la cogeneración, y el incremento de inversión es prácticamente proporcional al incremento de potencia de la turbina de vapor.

## Ciclo combinado a condensación y extracción (CCCTG).

Este ciclo es adecuado en fábricas con demandas variables y potencias de más de 20 MW y no debe confundirse con un ciclo combinado clásico, ya que su operación normal es en contrapresión y sólo condensa excedentes puntuales de vapor.

El rango de eficiencia para cada tipo de ciclo de cogeneración y potencia eléctrica se indica en el cuadro siguiente:

**Eficiencia por tecnologías en plantas de cogeneración**

| Potencia eléctrica (MW) | 5     |      | 10   |      |      | 15   |      | 25    |       | 50   |
|-------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|
| Tipo de ciclo           | CSTG  | CSMG | CSTG | CSMG | CCTG | CSTG | CCTG | CSTG  | CCTG  | CSTG |
| Eficiencias (%)         |       |      |      |      |      |      |      |       |       |      |
| $REE=E/(Q-V/0,9)$       | 67,50 | 60   | 69   | 60   | 70   | 69   | 72   | 74    | 75    | 80   |
| $RG=(E+V)/Q$            | 80    | 70   | 80   | 70   | 80   | 80   | 81   | 82,50 | 82,50 | 85   |
| $RE=E/Q$                | 30    | 40   | 33   | 40   | 36   | 33   | 36   | 35    | 37,50 | 40   |

- **Potencial de mejoras de rendimiento en instalaciones de cogeneración existentes**

Los potenciales ahorros energéticos en las plantas en funcionamiento, estos están ligados fundamentalmente a la disminución de los costes operacionales. El consumo de combustible constituye el principal coste operacional de toda planta de cogeneración, y dado que el precio del mismo queda en general fuera de control del operador, este sólo puede actuar minimizando su consumo, es decir manteniendo la planta en las mejores condiciones de eficiencia y adecuando su funcionamiento a las necesidades reales del consumidor térmico. Como consecuencia de que no toda la energía es útil, ya que se trata de la energía producida en bornas de alternador y la planta requiere parte de la electricidad para su propio funcionamiento y el de sus auxiliares (bombas, compresores, ventiladores, elementos auxiliares, etc.), la elección del proceso elegido puede tener unos u otros valores que hacen más o menos eficiente la planta.

Los usos de cogeneración en los subsectores de transformados metálicos, textil, industrias extractivas no energéticas, alimentación, química, papelera e industrias varias, que son las que tradicionalmente usan calores a bajas temperaturas, son los que potencialmente ofrecen los mejores oportunidades de ahorro



energético. (Estos actores consumen el 45% del combustible y han aportado el 87% de la cogeneración realizada hasta el año 2000.

Se puede alcanzar un ahorro energético significativo vigilando que las plantas alcancen su máxima eficacia en relación con el proceso productivo al que están asociadas, modernizando las instalaciones obsoletas, e incrementando el número de horas de utilización anual de las mismas.

Considerando que las previsiones de planificación energética indican un incremento de la cogeneración en los subsectores industriales antes señalados (de forma que el consumo de combustible pasaría de 123,19 TWh/año a 167,70 TWh/año, disponiendo de un potencial máximo de calor generado de unos 151 TWh/año), le corresponden a las plantas actualmente operativas, optimizadas y para una utilización media de 6.000 horas, un potencial de ahorro de Energía Primaria de 150.000 tep/año.

El valor de inversión, considerando cada ciclo específico, y por cada uno, el nuevo equipo, el montaje y los costes de ingeniería asociados se ha estimado en 213 millones de euros.

| <u>COGENERACIÓN</u>                      | <u>AHORRO</u><br>E. P. (tep/año) | <u>INVERSIÓN</u><br>Miles de euros |
|--|----------------------------------|------------------------------------|
| AUMENTO EFICIENCIA<br>PLANTAS EXISTENTES | 150.000                          | 213.000                            |

- **Potencial de cogeneración alcanzable en España**

En las previsiones establecidas en la Planificación de los Sectores de Gas y Electricidad, 2002-2011, se identificaba que para la cobertura de la demanda eléctrica se otorgaba a las centrales térmicas tradicionales y al régimen especial la responsabilidad de cubrir los incrementos de demanda de energía eléctrica en la próxima década, dado que la producción hidráulica y nuclear se mantenían prácticamente estables.

El parque termoeléctrico quedará constituido por centrales de carbón y por las nuevas plantas de ciclo combinado, desapareciendo o quedando en reserva las actuales centrales de fuel/gas, por ser esta tecnología ineficiente.

Según las citadas previsiones, en el escenario del 2011 la gran producción térmica provendrá de centrales de ciclo combinado que

por lo tanto, se constituyen como tecnologías de referencia y con la que la nueva cogeneración debe compararse, teniendo en cuenta la mejora de eficiencia que la generación a media tensión tiene, y la adicional del autoconsumo del cogenerador.

El potencial de desarrollo futuro de la cogeneración viene determinado por el calor útil que utilizan los sectores económicos, primario (agricultura, ganadería), secundario (industria) y terciario (doméstico y comercial). La posible evolución futura se resume seguidamente:

- ❖ El sector agrícola y ganadero, que tradicionalmente es un productor de combustible (biomasa) podrá durante la próxima década, convertirse en un consumidor energético importante, y ser susceptible de proporcionar un potencial de cogeneración nada despreciable.

El potencial alcanzable del sector primario sería de 150 MW, siendo el potencial máximo de 1000MW.

- ❖ El sector secundario, es el más capacitado para desarrollarse. De los estudios específicos y análogos entre industrias se prevé que el potencial alcanzable, fundamentalmente, en las industrias de transformados metálicos, textiles, extractivas no energéticas, alimentación, química, papelera e industrias varias, es de 1.400 MW y el potencial máximo sería de 3.000 MW.

Para cada uno de los subsectores se ha identificado el potencial de desarrollo que se indica en la tabla siguiente:

|                                | <b>POTENCIAL<br/>MW</b> | <b>AEP<br/>Ktep</b> | <b>INNVERSION Miles<br/>de euros</b> |
|--------------------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------------------|
| METALURGIA NO FERREA           | 12                      | 4                   | 8.520                                |
| MINERALES NO METALICOS         | 205                     | 63                  | 145.313                              |
| TRANSFORMADOS METALICOS        | 55                      | 17                  | 38.813                               |
| TEXTIL CUERO Y CALZADO         | 153                     | 47                  | 108.867                              |
| EXTRATIVAS NO ENERGETICAS      | 33                      | 11                  | 23.667                               |
| ALIMENTACION BEBIDAS Y TABACOS | 235                     | 87                  | 169.913                              |
| QUIMICAS                       | 281                     | 87                  | 199.747                              |
| RESTO INDUSTRIA                | 163                     | 51                  | 115.493                              |
| PASTA PAPEL                    | 263                     | 81                  | 186.967                              |
| <b>TOTAL INDUSTRIA</b>         | <b>1.400</b>            | <b>448</b>          | <b>997.300</b>                       |

- ❖ El sector terciario, tanto en sus usos en las viviendas, como en los comerciales, es un importante consumidor de energía térmica, especialmente en forma de gas natural.

Los usos térmicos en el mercado doméstico se darán fundamentalmente en calefacción, agua caliente y en climatización.

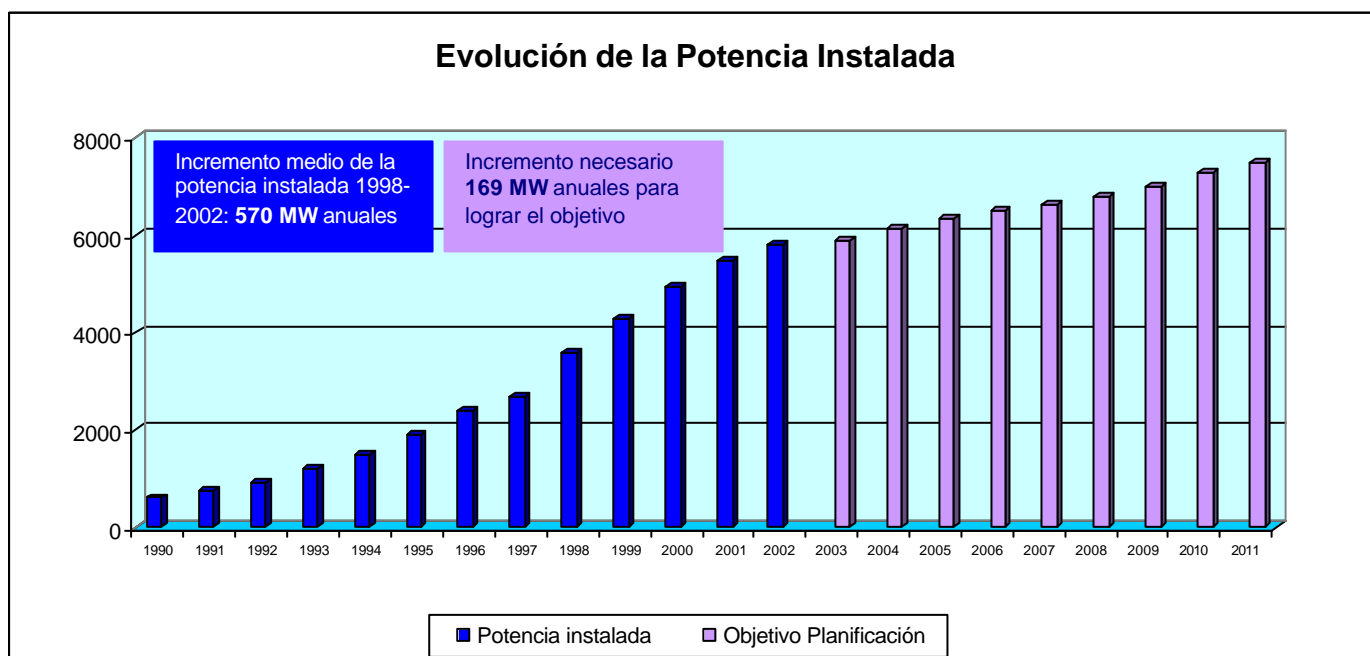
Los usos en el mercado comercial serán usos de climatización (trigeneración).

El potencial de cogeneración alcanzable se estima en 150 MW y el potencial tecnológico máximo posible en 1.000 MW.

Finalmente, en la tabla siguiente se resume para cada sector el máximo potencial tecnológico posible, el nuevo potencial alcanzable y el ahorro derivado en energía primaria, así como la inversión asociada.

| COGENERACIÓN SECTOR    | POTENCIAL TECNOLÓGICO MÁXIMO POSIBLE (MW) | NUEVO POTENCIAL (MW) | AHORRO ENERGÍA PRIMARIA (Tep/año) | INVERSIÓN MILES DE EUROS |
|------------------------|---|----------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| PRIMARIO               | 1.000                                     | 150                  | 32.000                            | 105.600                  |
| SECUNDARIO (INDUSTRIA) | 3.000                                     | 1.400                | 448.000                           | 997.300                  |
| TERCIARIO              | 1.000                                     | 150                  | 32.000                            | 105.600                  |
| TOTAL                  | 5.000                                     | 1.700                | 512.000                           | 1.208.500                |

La comparación de la evolución de la potencia instalada de la cogeneración y la prevista en la planificación realizado en el horizonte 2011 (1.700 MW), permite ser optimistas en la posibilidad de su consecución.



Como factores positivos que favorecen que se alcance el objetivo de disponer de 1700 MW de potencia de cogeneración se pueden enumerar los siguientes:

- La tecnología ha avanzado y los rendimientos obtenibles son superiores.
- La preparación de una nueva Directiva Europea de Fomento de la Cogeneración, basada en el uso de la demanda de calor útil según criterios de eficiencia energética y su entrada en vigor en nuestro país.
- En el próximo futuro puede preverse que se fomentaran otros tipos de cogeneración con aplicaciones en el sector terciario, como el "district heating".

### **3.3. POTENCIAL DE MEJORAS EN EFICIENCIA ENERGÉTICA**

- **Caracterización de las medidas y su ahorro energético**

Tal y como se ha indicado en el epígrafe anterior, en la cogeneración se distingue en los ahorros derivados por conceptos distintos:

#### **Nuevo potencial:**

Es aquel que, mediante la aplicación de las medidas de superación de las barreras encontradas, se pretende fomentar en nuevas instalaciones con esta tecnología.

#### **Mejoras de rendimiento en instalaciones existentes**

Las mejoras están basadas en un plan de modernización de las instalaciones existentes, adecuándolas a las tecnologías actuales, una vez llegado el fin de la vida útil de los principales equipos de las plantas. Debido a que la gran mayoría de las instalaciones antiguas están en el sector industrial tan sólo se han considerado las de este sector a la hora de evaluar las inversiones, ahorros y costes de superación de las barreras.

Las medidas a aplicar se pueden agrupar en dos categorías, partiendo de la consideración de que la cogeneración es, en sí misma, una tecnología de mejora de la eficiencia del sistema eléctrico, por tanto:

- La primera medida para mejorar la eficiencia en el sector transformador de energía, reduciendo el consumo de energía primaria, es aumentar la participación de la cogeneración en el campo de la generación de energía eléctrica.

La Directiva de la UE para el fomento de la cogeneración es un elemento sustancial para incrementar su participación dentro del sector eléctrico a través de un sistema promocional que debe ser establecido por los Estados Miembros.

La transposición de la nueva Directiva a nuestro ordenamiento jurídico puede modificar la actual regulación sobre el fomento de la cogeneración pasando de ser una regulación que promueve fundamentalmente un tipo de cogeneración industrial (impulsora de la autoproducción eléctrica y térmica) a una regulación más abierta, que mejore y atienda a otros tipos de cogeneración, abriendo aplicaciones en otros usos y en otros sectores, fundamentalmente el sector terciario.

Esta medida, lógicamente impulsará la participación de la cogeneración.

Otra acción consistirá en la progresión del número de instalaciones que participan en el mercado de oferta de electricidad.

Una mejor incorporación de la cogeneración al sistema energético en general y al eléctrico en particular, permitirá identificar a esta tecnología como vector energético que permite una accesibilidad inmediata, alta calidad, utilización fácil, flexible, eficiente y con una menor incidencia ambiental en el punto de generación.

Con objeto de promocionar e impulsar la participación de la cogeneración, se plantea una primera acción que consiste en la realización de estudios de viabilidad en todos los sectores incluidos en el nuevo potencial de cogeneración.

Estos estudios de viabilidad serán realizados por empresas de ingeniería expertas en la tecnología propuesta, ofreciendo al potencial usuario de la cogeneración la mejor solución técnico-económica, de manera que se obtenga la máxima eficiencia de la instalación.

La realización de estos estudios de viabilidad será incluida en los acuerdos voluntarios que , en su día, se firmen con los distintos sectores, y sus costos serán compartidos entre los usuarios y la Administración. La designación del número de estudios a realizar, en función del potencial fijado, y del tamaño de las instalación de cada sector, será responsabilidad de las Comisiones Mixtas formadas al amparo de los acuerdos voluntarios.

A lo largo del período de vigencia de la Estrategia se prevé la realización de 300 estudios de viabilidad con un coste unitario de 15.000 €.

o La segunda medida consiste en mejorar la eficiencia de la propia cogeneración a través del desarrollo de equipos y diseños de procesos más eficientes que, en general, incrementarán las inversiones necesarias, y a través de optimizar la operación y reducir los costes operacionales de las plantas existentes, que por estar diseñadas bajo unas tecnologías relativamente obsoletas cuentan con capacidad de mejora.

Para alcanzar la mejora de eficiencia se prevén las siguientes acciones:

Fomento de la investigación y desarrollo para lo cual se deberá incentivar la propia competitividad empresarial por parte de ingenierías, promotores de plantas y, sobre todo, por fabricantes de los bienes de equipo.

El resultado de este proceso puede ser muy importante para alcanzar un REE medio del 65%, en lugar del 55% de que se dispone en el parque actualmente instalado.

Fomentar nuevas aplicaciones de la cogeneración, en los aspectos de alcanzar el porcentaje equivalente en Europa (30-40%) de la climatización de distrito.

Igualmente con el fomento de implantación de la microgeneración con turbina de gas o células de combustible, que podría llegar a promover la cogeneración en el sector doméstico.

Desde otro punto de vista, se puede asegurar de que el actual parque puede mejorar su eficiencia y capacidad en un futuro debido fundamentalmente a los siguientes factores:

- Muchas factorías han incrementado su capacidad productiva y están utilizando sistemas de apoyo externos a la cogeneración o altos grados de postcombustión.
- Muchas plantas de antes de 1994 se diseñaron para no exportar electricidad, en un momento en que el usuario industrial no consideraba segura esta exportación.
- El diseño de muchas plantas estaba basado en situación de electricidad de precio muy elevado y energía térmica barata, por lo que el sistema de recuperación de calor se diseñó para "cumplir" el REE mínimo.

- La mayor parte de las plantas con motores alternativos, en el sector industrial hacen poco o mal uso del potencial de recuperación de agua caliente.
- Por los motivos económicos antes explicados, se han reducido los costes de mantenimiento en la mayoría de las plantas, aunque ello suponga una cierta pérdida de eficiencia.

El análisis de todos estos factores permitiría, sin duda, proponer medidas particularizadas para cada cogenerador para aumentar su eficiencia, potencia y, probablemente, su economía.

Para ello, se propone la realización de una AUDITORIA a todas las plantas de cogeneración para detectar las mejoras aplicables a su proceso y operación.

El coste de esta medida (AUDITORIA) es importante, pues deberían realizarse en unas 500-600 instalaciones, con un coste medio de unos 12.000 €/planta, lo que implica un presupuesto de unos 6,6 millones de Euros.

Sin embargo, si se tiene en cuenta que el consumo de combustible en cogeneración en el año 2000 (de bajo consumo) se situó en unos 100 TWh (PCI) a un coste promedio de 17-18 €/MWh, el coste de combustible total habría sido del orden de 1.750 millones de €/a, por lo que el coste de dichas auditorias no alcanzaría el 2 por mil de dicho coste, y podría servir para programar intervenciones orientadas a aumentar la eficiencia global entre 2 y 5 puntos en una gran parte de plantas, lo cual podría suponer un ahorro de 2 a 5 TWh/a de combustible (35 a 80 M €/a) que podrían permitir la inversión de unos 100 a 300 M€ con periodos de retorno inferiores a 4 años.

La AUDITORIA como la indicada tendría, además, otros efectos beneficiosos para el sector:

- Proporcionaría una información veraz de la capacidad de mejora de las plantas.
- Se dispondría de la capacidad operacional de cada cogeneración, y ello sería de gran utilidad al operador del sistema eléctrico.
- El cogenerador sería consciente de su labor dentro del sistema y de su contribución al mismo.
- Indirectamente, se ejercería un "control positivo" que en la mayoría de los casos sería bien recibido por el cogenerador.



- Sería un primer paso para integrar plenamente a los cogeneradores en el sistema eléctrico para, en un futuro, operar las plantas con la máxima eficiencia y estableciendo medidas de eficiencia que pudieran ser premiadas.

La aplicación de las medidas señaladas se enfrenta a una serie de barreras, que se enumeran a continuación.

### **Barreras que impiden aumentar la participación de la cogeneración en el sector generación.**

Dificultades en la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica para los cogeneradores, (nuevas líneas, modificaciones en las subestaciones, reforzamiento de líneas existentes, etc.)

Elevadas inversiones, con un coste específico por kW mucho más alto que el de las nuevas centrales que se están construyendo dentro del sistema ordinario.

Volatilidad de los precios de la energía, fundamentalmente del combustible, lo que provoca gran incertidumbre entre los posibles promotores, restándoles interés en invertir, al no ver asegurada una rentabilidad mínima a largo plazo.

Elevados precios del combustible, principalmente para los potenciales cogeneradores del sector terciario (caso del sector hotelero, que anula prácticamente el potencial efectivo).

La discontinuidad y estacionalidad de los consumos dentro del sector terciario implican un bajo número de horas de funcionamiento de las cogeneraciones, lo que provoca rentabilidades casi nulas.

La generación eléctrica no despachable, siendo opaca desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico.

### **Barreras que impiden el desarrollo de equipos y procesos más eficientes en nuevas plantas.**

Las principales barreras son de tipo económico.

Las mejoras de eficiencias presentan costes elevados que a menudo no son compatibles con la obtención de beneficios por parte de los promotores. Ello hace, que en los diseños se busque el óptimo económico, que no coincide forzosamente con el óptimo de eficiencia.

Los equipos más eficientes son, en general, más costosos y requieren inversiones superiores. Esto es aplicable a los sistemas de recuperación de calor cuya eficiencia depende de la superficie de transferencia que aumenta exponencialmente con su eficacia, con el número de calderones de un generador de recuperación, etc.

### **Barreras que impiden mejorar la eficiencia en las plantas actualmente operativas.**

Baja calidad de las redes de distribución eléctrica inferiores a 45 kV, lo que provoca operaciones como sistemas aislados con muy bajos rendimientos de los equipos.

Reticencia a llevar a cabo auditorias energéticas.

Desinterés por realizar nuevas inversiones.

## **3.4 CONCLUSIONES Y PROPUESTAS**

- La cogeneración aporta dos importantes ventajas al sector energético:
  - Mayor eficiencia energética global
  - Beneficios para el sector eléctrico en su conjunto.

La cogeneración ha experimentado una fuerte expansión durante los últimos diez años.

Las previsiones de crecimiento al año 2011, se estiman en 1.700 MW, aún cuando el ritmo de implantación anual se ha ralentizado siendo el crecimiento esperado a medio y corto plazo más moderado que en periodos anteriores.

Existe suficiente potencial en los sectores industriales, servicios, terciario, agrícola y ganadero para el desarrollo de nuevas plantas superior a los objetivos de potencia eléctrica instalada con eficiencia superior en unos 10 puntos a las centrales de ciclo combinado.

Para conseguir este desarrollo es preciso fomentar el I+D+I, que incremente el rendimiento equivalente de promedio, y realizar los esfuerzos necesarios para integrar de forma total la cogeneración en el sistema eléctrico, constituyendo a esta tecnología en un sector energético de alta calidad y accesibilidad.

Es necesario incidir en el actual parque de plantas de cogeneración para tener un elevado conocimiento del mismo y de sus capacidades de mejora en: Aumento de capacidad, aumento de eficacia y posibilidades operacionales en relación con el sistema eléctrico.

Para ello se considera significativo proponer la realización de una amplia auditoría energética, individualizada para cada planta.

#### **4. INSTRUMENTO PARA AUMENTAR LA EFICACIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TRANSFORMACIÓN**

Después de analizar cada uno de los tres sectores que integran el de Transformación e identificar las medidas que podrían inducir el ahorro energético en cada uno de ellos, se abarca el modo instrumental que, con carácter generalista, permita un más completo desarrollo.

Hay un amplio potencial de ahorro que puede aprovecharse eliminando barreras técnicas que existen en la industria mediante requisitos mínimos de eficiencia o de acuerdos negociados equivalentes que establezcan requisitos mínimos de eficiencia para los productos fabricados.

Muchas empresas – individualmente o a través de organizaciones sectoriales- adquieren compromisos voluntarios para emprender acciones de apoyo a objetivos globales, como el de la eficiencia energética, mediante una amplia variedad de instrumentos: convenios industriales, acuerdos negociados, autorregulaciones, códigos de conducta, eco-contratos, y estándares (normativa) técnicos voluntarios. Los Acuerdos Voluntarios se establecen entre los gobierno y la industria para facilitar el cumplimiento de acciones encaminadas a lograr objetivos medioambientales o globales, y son alentados desde los gobiernos basándose en el propio interés de los participantes.

Existen dos tipos principales de Acuerdos Voluntarios (AV):

- AV basados en objetivos: incluyen objetivos negociados que son legalmente vinculantes, y que están sujetos a amenazas regulatorias más fuertes. Los Acuerdos a Largo Plazo de los Países Bajos que incluyen a cerca de 1.200 compañías industriales contabilizando el 90% del consumo de energía primaria son el ejemplo más claro de este tipo de AV.
- AV basados en actuaciones: incluyen objetivos de actuaciones negociados pero que no son legalmente vinculantes. Estos proporcionan una visión sectorial que ayuda a las industrias a identificar las oportunidades en materia de eficiencia energética para prever y establecer objetivos de mejora de rendimiento y a implementar planes de actuación para alcanzarlos.

El control y seguimiento son componentes esenciales en los Acuerdos Voluntarios y representan la base de su credibilidad. Incluso pueden constituir programas por sí mismos.

La formalización, a corto plazo, de todos los Acuerdos Voluntarios, necesarios para alcanzar los objetivos de eficiencia planteados, reforzará la iniciativa de desarrollo de mejores tecnologías y ayudará a la introducción

y ampliación de la cuota de mercado de las tecnologías y productos con mejores características energéticas.

Cuando estos Acuerdos se implanten con normas que eliminen progresivamente los modelos menos eficientes, serán particularmente efectivos.

## 5. CUANTIFICACIÓN DE LAS PREVISIONES DE AHORRO ENERGÉTICO, INVERSIONES Y APOYO PÚBLICO.

Como apartado final correspondiente al sector de transformación de la energía se incluye una información global, referida a cada uno de los subsectores implicados (refino, generación y cogeneración) de los objetivos de ahorro, la inversión necesaria para conseguirlo y la dotación de los apoyos públicos para su incentivación.

|              | 2004 - 2012         |                     |                            |
|--------------|---------------------|---------------------|----------------------------|
|              | AHORRO<br>(tep/año) | INVERSION<br>Miles€ | APOYOS PUBLICOS<br>Miles € |
| GENERACIÓN   | 767.510             | 567.455             | 66.000                     |
| REFINO       | 576.510             | 148.653             | 21.000                     |
| COGENERACIÓN | 150.000             | 213.000             | 28.000                     |
| <b>TOTAL</b> | <b>1.494.020</b>    | <b>929.108</b>      | <b>115.000</b>             |

A los efectos de conseguir una mejor comprensión del cuadro se señala que en que se refiere a cogeneración las cantidades expresadas como ahorro corresponden únicamente a las plantas ya operativas al igual que la inversión estimada. La inversión necesaria para alcanzar el objetivo de ampliar a 17.000 MW la potencia instalada no esta computada