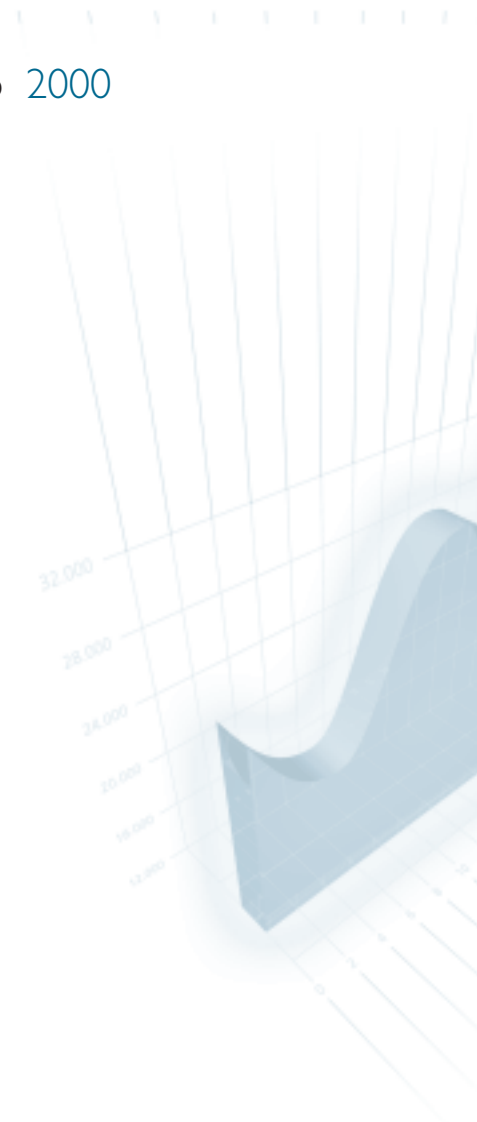




# Operación del Sistema Eléctrico 2000



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

<b>1. El Sector Eléctrico Español en 2000</b>	<b>3</b>
<b>2. Demanda de energía eléctrica</b>	<b>11</b>
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	11
2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	12
Gráficos y cuadros	15
<b>3. Cobertura de la demanda</b>	<b>19</b>
3.1 Balance de potencia	19
3.2 Balance de energía	20
Gráficos y cuadros	23
<b>4. Régimen ordinario</b>	<b>27</b>
4.1 Equipo generador, altas y bajas	27
4.2 Utilización y disponibilidad de los grupos térmicos	28
4.3 Producción hidráulica	29
4.4 Producción de las centrales térmicas	31
Gráficos y cuadros	35
<b>5. Régimen especial</b>	<b>47</b>
5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	47
5.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial	48
Gráficos y cuadros	51
<b>6. Operación del sistema</b>	<b>55</b>
6.1 La operación del sistema y el mercado eléctrico	56
6.1.1 Actuaciones a corto y medio plazo	57
6.1.2 Gestión de los mercados de operación	58
6.1.3 Operación en tiempo real	62
6.1.4 Actuaciones posteriores al tiempo real	63
6.2 El mercado de producción en 2000	64
6.3 Los mercados de operación en 2000	66
6.3.1 Solución de restricciones técnicas	67
6.3.2 Servicios complementarios	68
6.3.3 Gestión de desvíos	72
6.3.4 Solución de emergencias en tiempo real	73
Gráficos y cuadros	75
<b>7. Red de transporte</b>	<b>85</b>
7.1 Red de transporte de energía eléctrica	85
7.2 Calidad de servicio de la red de transporte	86
7.3 Nivel de carga de la red de transporte	88
7.4 Pérdidas en la red de transporte	88
Gráficos y cuadros	91
<b>8. Intercambios internacionales</b>	<b>99</b>
8.1 Saldo de los intercambios internacionales	99
8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	100
8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos	101
8.4 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización	102
Gráficos y cuadros	107
<b>Anexo</b>	<b>111</b>
Comparación internacional	111

## I El Sector Eléctrico Español en 2000



Lo más destacado del comportamiento del Sector Eléctrico Español durante el año 2000 ha sido el fuerte incremento de la demanda de energía eléctrica y las nuevas medidas para impulsar la liberalización de los mercados energéticos.

En el marco de las actuaciones del Gobierno en favor de la liberalización de los mercados y la introducción de competencia habría que destacar, por su efecto sobre el sector eléctrico, la aprobación el 23 de junio del Real Decreto-Ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

En lo referente a los mercados energéticos, y en concreto al sector eléctrico, introduce limitaciones al incremento de nueva potencia instalada por parte de aquellos grupos eléctricos que ostentan una cuota significativa y establece la obligación de que determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes. Además, se facilita la intervención de nuevos operadores en el sistema eléctrico mediante la instrumentación de nuevas formas de contratación de los comercializadores y se sientan las bases para la adquisición de energía a plazo.

Por otra parte, en este Real Decreto-Ley se avanza en la liberalización del suministro eléctrico,

reduciendo los requisitos para acceder a la condición de consumidor cualificado y desarrollando una estructura de tarifas de acceso a las redes. También se contempla la total liberalización del suministro eléctrico a partir del 1 de enero de 2003 y la supresión de las tarifas de suministro de energía eléctrica en alta tensión a partir del 1 de enero de 2007.

### Calendario de acceso a la condición de cliente cualificado

Fecha	Requisito
1 de enero de 1998	Consumo anual >15 GWh
1 de enero de 1999	Consumo anual $\geq$ 5 GWh
1 de abril de 1999	Consumo anual $\geq$ 3 GWh
1 de julio de 1999	Consumo anual $\geq$ 2 GWh
1 de octubre de 1999	Consumo anual $\geq$ 1 GWh
1 de julio de 2000	Suministro a tensión > 1000V
1 de enero de 2003	Todos los consumidores

En relación con el marco regulatorio específico del sector eléctrico, durante 2000 se han publicado otras disposiciones que desarrollan la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. En esta disposición se fija el 31 de diciembre de 2000, como fecha límite para que las entidades, que a la entrada en vigor de la



Ley del Sector Eléctrico realicen actividades de generación y distribución conjuntamente, procedan a la separación jurídica de estos negocios, estableciéndose las formas y criterios para su realización.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Entre los diversos aspectos regulados en este Real Decreto, debe señalarse el procedimiento de autorización de nuevas instalaciones de transporte, así como la asignación a RED ELÉCTRICA de funciones relativas a la planificación, la calidad de servicio, las pérdidas y al acceso y conexión a la red de transporte.

Cabe destacar desde el punto de vista empresarial, los dos proyectos de concentración anuncia-

dos durante 2000, por un lado la toma de control de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. por parte de Unión Eléctrica Fenosa, S.A., y por otro lado el proyecto de fusión entre Endesa, S.A. e Iberdrola S.A., ambos finalmente no materializados.

Desde el punto de vista del consumo hay que destacar la fortaleza de la demanda de energía eléctrica en España durante 2000, la cual no ha sido ajena al excelente comportamiento de la economía española de los últimos años.

### Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%)

	PIB	Δ Demanda (Act. económica)	Δ Demanda
1996	2,4	2,3	3,0
1997	3,9	5,5	3,9
1998	4,3	6,1	6,6
1999	4,0	6,2	6,5
2000	4,1	6,4	5,7
1996-2000	17,4	26,5	24,7

### Nuevas disposiciones regulatorias aprobadas en 2000

#### Norma

Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O.-7.4) "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte".

Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

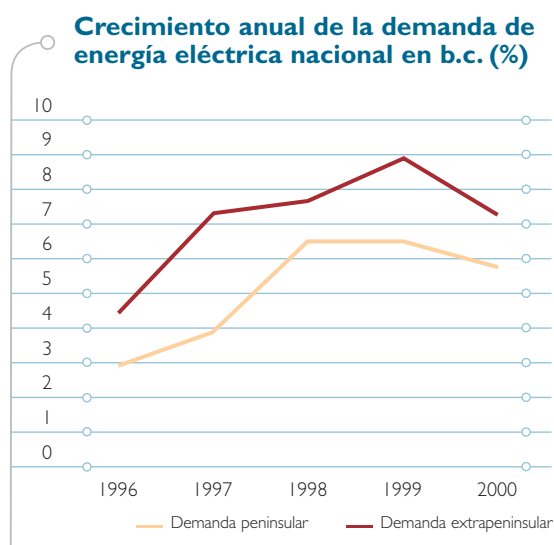
Orden de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece, para el año 2000 y siguientes, la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

La buena marcha de la economía ha quedado reflejada en el crecimiento del Producto Interior Bruto, que durante 2000 tuvo un incremento del 4,1%, una décima superior al del año anterior. Este crecimiento puede considerarse muy positivo si se compara con el 3,4% registrado en la zona euro.

La buena situación económica ha influido muy positivamente en el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica a nivel nacional, que fue del 5,8% y que supone un crecimiento acumulado durante los tres últimos años del 20%.

La demanda en barras de central (b.c.) peninsular fue de 194.904 GWh, lo que supone un incremento del 5,7% respecto a 1999 (ligeramente



inferior al nacional). Esta tasa se reduce al 5,4% si se descuenta el día adicional que tuvo 2000 por ser bisiesto, por lo que el crecimiento de la demanda considerando este factor es 1,1 puntos inferior al registrado el año anterior:

La laboralidad y las temperaturas registradas en el año 2000 han tenido una influencia negativa conjunta sobre la demanda del 0,7%, con lo que, una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha sido del 6,4%, el más alto de los últimos años y 0,6 puntos por encima del registrado en 1999, datos que están en consonancia con el buen contexto económico anteriormente señalado.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– ha superado ampliamente al del sistema peninsular, favorecido por el buen comportamiento económico en general, y en particular del sector turístico, alcanzando en el año 2000 el 7,1%.

En cuanto a las demandas mensual, diaria y horaria del sistema peninsular, durante el año 2000 se han establecido nuevos máximos, todos ellos en el mes de enero. Así, el nuevo máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en 17.847 GWh registrados en enero, mientras que el máximo valor de energía diaria se produjo el día 25 de enero con 663 GWh y el récord histórico de demanda de energía horaria se alcanzó ese mismo día entre las 19 y las 20 horas con 33.236 MW.

La potencia instalada total de las centrales del sistema peninsular pertenecientes al régimen ordinario de generación de electricidad ascendía al finalizar el año 2000 a 44.079 MW, valor que incrementa en 417 MW la potencia del año anterior. Esta variación de la capacidad instalada es consecuencia de las ampliaciones de potencia realizadas durante el año, que han afectado a 24 grupos térmicos, 3 de ellos nucleares, así como de la ausencia de bajas en el equipo generador.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, en el año 2000 las centrales pertenecientes al régimen ordinario de generación han incrementado su producción neta en un 6,2% y han aportado la mayor parte de la energía adicional necesaria para cubrir el crecimiento de la demanda. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial, rompiendo la tendencia de los últimos años, han moderado notablemente su tasa de crecimiento, que se ha situado en 2000 en el 9,3%, con lo que su aportación a la cobertura de la demanda se ha estabilizado respecto al año anterior.

En cuanto a los intercambios internacionales el saldo importador se ha reducido en un 22,4% res-



### Balance de potencia a 31-12-2000. Sistema eléctrico nacional (MW)

	Sistema peninsular	Sistema extrapeninsular	Total nacional
Hidráulica	16.524	1	16.525
Nuclear	7.799	-	7.799
Carbón	11.542	510	12.052
Fuel/gas (*)	8.214	2.460	10.674
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>44.079</b>	<b>2.971</b>	<b>47.050</b>
<b>Total régimen especial</b>	<b>8.318</b>	<b>195</b>	<b>8.513</b>
<b>Total</b>	<b>52.397</b>	<b>3.166</b>	<b>55.563</b>

(\*) Incluye GICC (Elcogás)

pecto al año anterior y ha cubierto el 2,3% de la demanda, casi un punto menos que en 1999.

Desde el punto de vista hidrológico, el año 2000 se puede calificar como ligeramente seco, alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 26.238 GWh, un 90% del valor histórico medio. El 40% de estas aportaciones se ha concentrado en los dos últimos meses del año, por lo que el mayor producible recogido en el conjunto del año respecto a 1999 no se ha traducido en un incremento paralelo de la producción hidráulica, que ha crecido en menor proporción. Los elevados producibles registrados en noviembre y diciembre han llenado los embalses peninsulares, que han acabado el año con un nivel de reservas equivalente al 59% de su capacidad máxima, 15 puntos más que al finalizar 1999.

La estructura de producción de las centrales del sistema peninsular pertenecientes al régimen ordinario ha sido en el año 2000 muy similar a la del año anterior, siendo los aspectos más destacables los siguientes:

- La producción hidroeléctrica total ascendió a 27.842 GWh, un 15,2 % más que en 1999, cifra

que representa el 15,8 % de la generación total del régimen ordinario, 1,1 punto más que el año anterior.

- La producción nuclear fue de 62.206 GWh, un 5,7 % más que el año anterior, y ha aportado el 35,2 % de la producción del régimen ordinario, 0,4 puntos menos que en 1999.
- Los grupos de carbón generaron 76.374 GWh, un 5,6 % más que en 1999, lo que representa una participación en la estructura de producción del régimen ordinario del 43,2 %, 0,5 puntos menos que el año anterior.
- La generación de los grupos de fuel/gas ha ascendido a 10.249 GWh, un 3,3 % más que el año anterior, cifra que supone el 5,8 % de la producción del régimen ordinario, 0,2 puntos menos que en 1999.

Durante el año 2000 ha continuado la progresiva salida de la tarifa regulada de consumidores con derecho a elegir suministrador. Este proceso se ha visto impulsado con la entrada en vigor, en julio de 2000, del nuevo umbral de acceso a la condición de cliente cualificado que permite la posibilidad de



### Balance de energía eléctrica nacional

	Peninsular		Extrapeninsular		Total nacional	
	GWh	%2000/1999	GWh	%2000/1999	GWh	%2000/1999
Hidráulica	27.842	15,2	2	-8,5	27.844	15,2
Nuclear	62.206	5,7	-	-	62.206	5,7
Carbón	76.374	5,6	3.472	-0,1	79.846	5,3
Fuel/gas	10.249	3,3	7.378	12,1	17.627	6,8
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>176.671</b>	<b>6,9</b>	<b>10.851</b>	<b>7,9</b>	<b>187.522</b>	<b>7,0</b>
- Consumos en generación	7.827	8,3	742	3,3	8.569	7,9
- Consumos bombeo	4.907	33,9	-	-	4.907	33,9
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>163.937</b>	<b>6,2</b>	<b>10.109</b>	<b>8,2</b>	<b>174.046</b>	<b>6,3</b>
+ Intercambios internacionales	4.440	-22,4	-	-	4.440	-22,4
+ Régimen especial	26.526	9,3	684	-7,3	27.210	8,8
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>194.904</b>	<b>5,7</b>	<b>10.794</b>	<b>7,1</b>	<b>205.698</b>	<b>5,8</b>

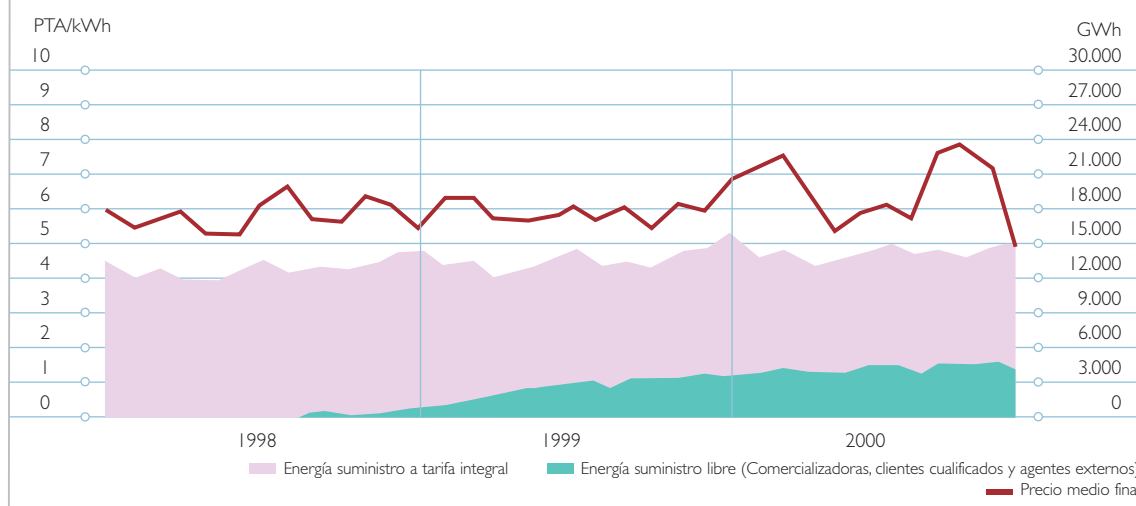
elección a todos los suministros en tensiones superiores a 1 kV. De esta forma, el mercado queda abierto a más de 60.000 consumidores, cuyo consumo anual representa aproximadamente un 53 % de la demanda de energía eléctrica.

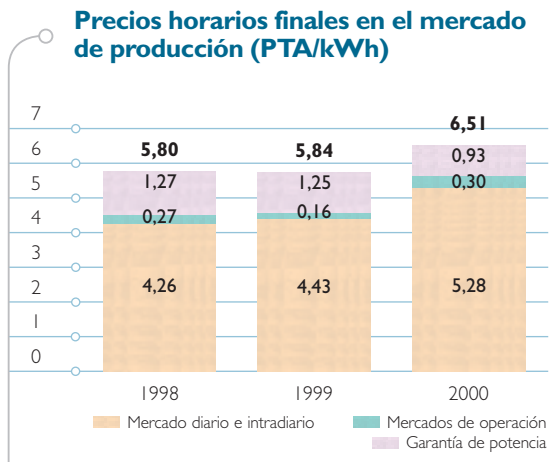
Lo anterior ha dado lugar a un notable incremento del volumen de las adquisiciones de energía en el mercado de producción destinada al suministro libre, que ha ascendido a 50.767 GWh, sin consi-

derar contratos bilaterales, un 71 % más que en 1999. A pesar de este fuerte crecimiento, esta energía representa el 29 % del total de energía contratada en el mercado de producción durante el año 2000, dato que refleja que casi la mitad de la demanda liberalizada no ha ejercido su posibilidad de elección.

El precio de la energía en el mercado eléctrico ha experimentado un fuerte incremento durante

### Evolución de la energía mensual y precios del mercado de producción. 1998-2000





2000, alcanzando un precio medio final de 6,51 PTA/kWh, un 11,4 % mayor que en 1999. El precio del mercado diario, principal componente del precio del mercado de producción, ha representado el 81 % del precio total, mientras que el coste de la garantía de potencia ha aportado el 14 % y el coste resultante de los mercados de operación ha supuesto el 5 %.

En relación con la operación del sistema, hay que destacar la ausencia de incidentes dignos de mención y la total normalidad con que el sector eléctrico español superó el "Efecto 2000", debido a los programas destinados a evitar o minimizar los efectos negativos del tránsito al año 2000, que fueron desarrollados por la Administración, las empresas eléctricas y en especial por RED ELÉCTRICA como responsable de la operación técnica del sistema.

La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de mercados de operación ha ascendido en el año 2000 a 9.884 GWh, volumen que representa un 5,6 % de la demanda total del mercado de producción y que supera en un 23,1 % al de 1999. El coste de estos mercados ha supuesto

unos 53.600 MPTA, cifra que representa una incidencia unitaria sobre el precio total del mercado de producción de 0,30 PTA/kWh.

Este incremento de la incidencia unitaria de los mercados de operación es consecuencia, principalmente, del aumento del coste del proceso de solución de restricciones técnicas, cuya repercusión sobre el precio final del mercado ha pasado de 0,08 PTA/kWh en 1999 a 0,20 PTA/kWh en 2000, debido al incremento de la energía programada por el mayor consumo de potencia reactiva en verano en las zonas andaluza, levante, catalana y centro, y al mayor volumen de energía programado en los meses de invierno, los de mayor demanda.

La energía procedente del régimen especial en 2000 ha cubierto el 13,6 % de la demanda, 0,4 puntos más que en 1999. Las adquisiciones totales han ascendido a 26.526 GWh, un 9,3% más que el año anterior; cifra que, aun siendo elevada, supone una inflexión respecto a años anteriores.

Respecto al origen de estas adquisiciones, las energías no renovables, pese a que no han crecido este año, mantienen el papel predominante de años anteriores y han aportado el 63 % del total de energía del régimen especial.

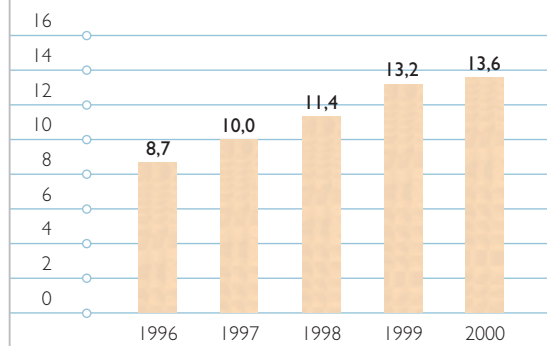
Por su parte, la energía adquirida procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables se ha incrementado en un 30 % y ha aportado el 37 % de la energía del régimen especial, seis puntos más que en 1999.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial en el año 2000 ha sido 10,0 PTA/kWh.





### Aportación del régimen especial a la demanda peninsular en b.c. (%)



Este precio, un 2% superior al del año anterior, es consecuencia fundamentalmente del incremento del precio medio del mercado de producción, al que está directamente vinculado el cálculo del precio de compra de parte de la energía del régimen especial, y al aumento del peso de las energías procedentes de centrales que utilizan fuentes renovables, cuyo precio unitario es mayor.

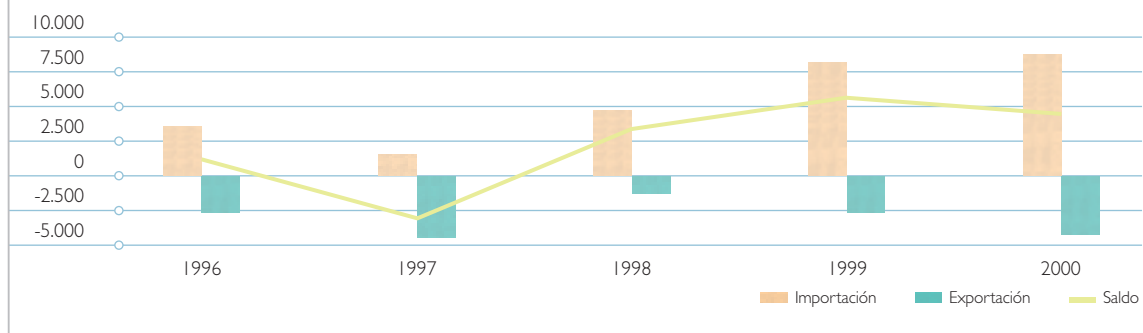
El volumen total de intercambios internacionales ha ascendido en 2000 a 12.911 GWh, un 20,0% más que el año anterior, consecuencia fundamentalmente de los nuevos agentes externos autorizados, la mayor participación de los agentes ya autorizados, y del elevado volumen de contratos

bilaterales físicos ejecutados. El 67% del volumen total de intercambios ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo neto importador de los intercambios internacionales de 4.440 GWh. Este saldo es inferior en un 22,4% al registrado en 1999 debido, por una parte, al incremento del volumen de exportaciones realizadas a través de la participación de los agentes externos en el mercado de producción español y a través de la ejecución de contratos bilaterales físicos y, por otro lado, a la reducción de las importaciones de energía por parte de los agentes externos.

Los contratos a largo plazo suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997 han mantenido su vigencia durante el año 2000. En este sentido, hay que señalar el acuerdo alcanzado por RED ELÉCTRICA y EDF para modificar los contratos de suministro y apoyo y adaptarlos a la desaparición de los índices PIBOR y PIB del mercado francés.

La capacidad de intercambio comercial en la interconexión con Francia, en sentido importador, y con Marruecos, en sentido exportador, ha

### Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales programados (GWh)



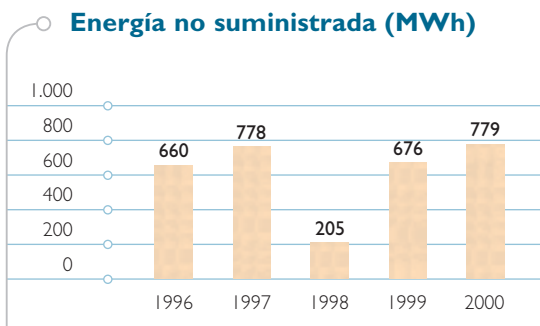


tenido niveles de utilización muy elevados, con unos valores promedio del 93,8% y del 75,1%, respectivamente.

En relación a la red de transporte, es importante destacar la alta calidad de servicio ofrecida por la misma, evaluada en base a la disponibilidad de las instalaciones que la componen y a las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de las líneas de RED ELÉCTRICA ha sido del 98,3 %, medio punto mejor que la de 1999, mientras que los descargos en los elementos de la red de transporte han disminuido en un 3,4 %.

Durante el año 2000 se han registrado 16 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, dos más que en el año anterior, que han supuesto un valor de energía no suministrada de 779,3 MWh.



## 2 Demanda de energía eléctrica



En el conjunto del año 2000, la economía española ha mantenido el elevado ritmo de crecimiento de años anteriores, con tasas de variación del Producto Interior Bruto superiores al 4% en los dos primeros trimestres, si bien a partir de esa fecha y hasta final de año se ha producido una suave ralentización del crecimiento.

Como consecuencia de esta buena situación económica, la demanda de energía eléctrica en 2000 ha mantenido un fuerte crecimiento, aunque ligeramente inferior al registrado en los dos años precedentes debido a las temperaturas más benignas.

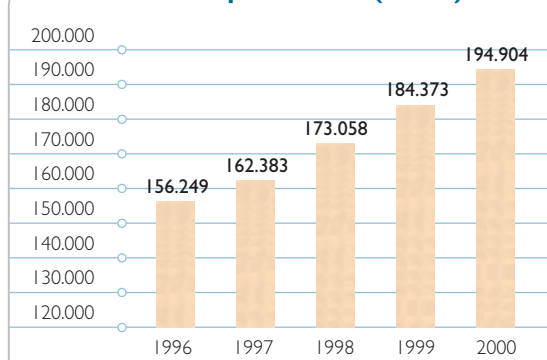
### 2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central durante el año 2000 fue de 194.904 GWh, lo que ha supuesto un crecimiento del 5,7% respec-

to al año anterior; ocho décimas inferior al registrado en 1999. El crecimiento es del 5,4% si se corrige el efecto del día adicional que tuvo el año 2000 por tratarse de un año bisiesto.

En correspondencia con la elevada tasa de crecimiento anual, todos los meses han registrado crecimientos positivos respecto al mismo mes del año anterior. La demanda mensual ha mantenido incrementos superiores al 6% durante 8 meses del año, oscilando entre un máximo del 10,4% en enero, debido a la combinación de las bajas temperaturas y la fuerte actividad económica, y un valor mínimo del 1,3% en diciembre, mes en el que junto a temperaturas mucho más suaves que las del año anterior, se hizo sentir con mayor fuerza la desaceleración económica que se ha observado en la parte final del año.

**Demanda de energía eléctrica en b.c. del sistema peninsular (GWh)**



**Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (%)**



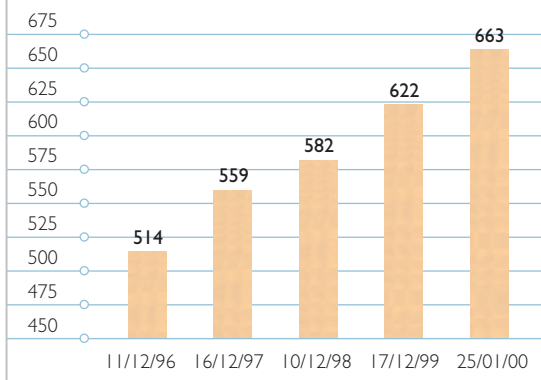
Dado su carácter estacional, la demanda mensual ha mantenido un perfil fluctuante con valores



máximos durante los meses de enero, julio, noviembre y diciembre.

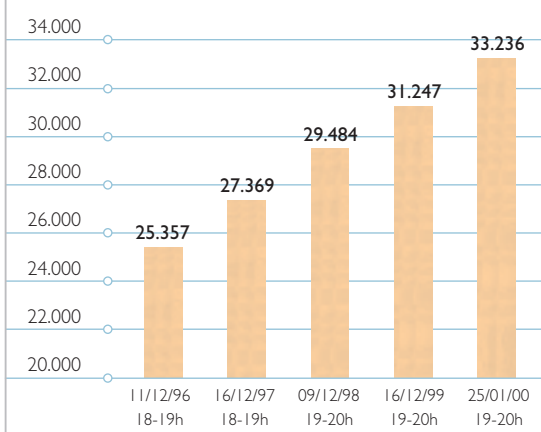
En el mes de enero se alcanzaron en repetidas ocasiones los máximos históricos de demanda de energía diaria y de potencia media horaria, superándose los 650 GWh y los 33.000 MW respectivamente, máximos que sobrepasan los registrados en diciembre de 1999.

**Máximas demandas de energía eléctrica diaria (GWh)**



Tanto los valores máximos de demanda de energía diaria como de demanda de potencia media horaria se registraron el 25 de enero. La máxima demanda de energía diaria alcanzó los 663 GWh,

**Máximas demandas de potencia media horaria (MW)**



valor superior en un 6,6% al máximo histórico registrado el año anterior, mientras que la máxima demanda de potencia media horaria fue de 33.236 MW, superior en casi 2.000 MW al máximo histórico de 1999.

## 2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

El buen comportamiento de la economía española, se ha visto reflejado en un elevado crecimiento de la demanda de energía eléctrica, a pesar de que las temperaturas han influido negativamente sobre su evolución en cerca de un punto.

**Desglose de la variación de la demanda en b.c. (%)**

	$\Delta 99/98$	$\Delta 00/99$
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>6,5</b>	<b>5,7</b>
<b>Componentes (1)</b>		
Efecto temperatura (2)	0,5	-0,8
Efecto laboralidad	-0,2	0,1
Efecto actividad económica y otros	6,2	6,4

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.

(2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

El detalle del crecimiento, desglosado por los principales factores explicativos de la demanda, es el siguiente:

- Efecto temperatura: en el conjunto del año 2000, las temperaturas registradas han afectado negativamente a la evolución de la demanda, restando 0,8 puntos a su crecimiento. Este efecto se ha producido al suavizarse, respecto al año anterior, las temperaturas extremas tanto de los meses fríos, con influencia en el consumo de calefacción eléctrica, como de los meses de calor, con influencia sobre el aire acondicionado.



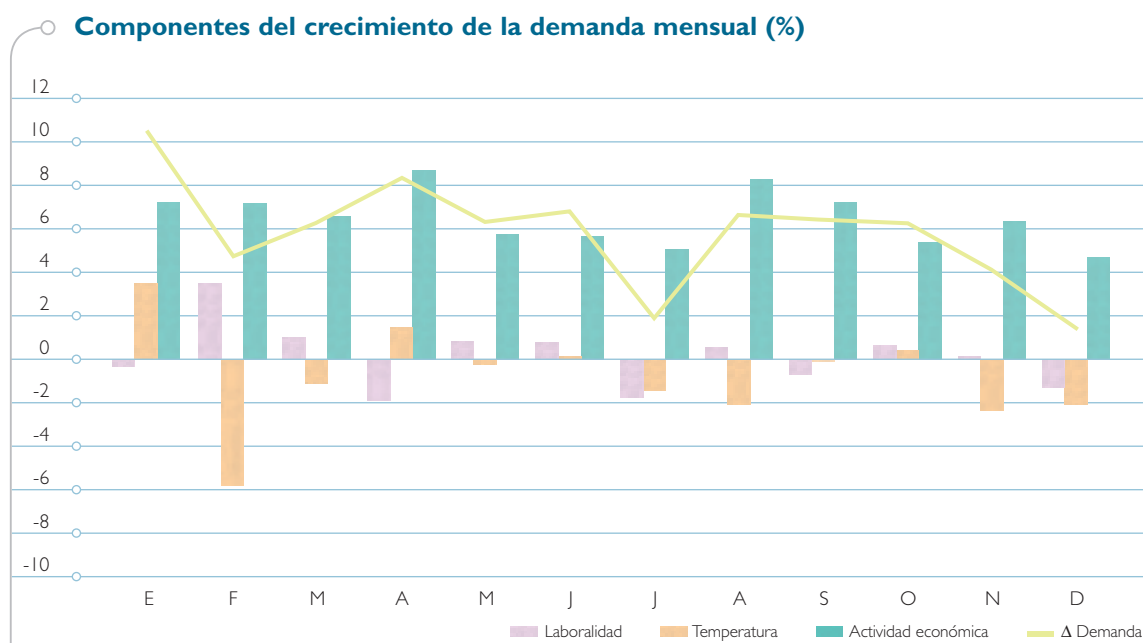
Así, en el mes de febrero la temperatura afectó al crecimiento en un -5,8%, en noviembre un -2,3%, en diciembre y agosto un -2,1%, y en julio un -1,4%. Respecto a los meses en los que la temperatura tuvo un impacto positivo sobre la demanda, destaca enero con un efecto sobre el crecimiento del 3,5%.

- Efecto laboralidad: el efecto laboralidad ha afectado positivamente a la demanda aportando 0,1 puntos a su crecimiento. Este efecto ha sido debido a la incidencia del día adicional correspondiente al año bisiesto, que ha compensado la influencia negativa que ha tenido la distribución de los días festivos en el calendario con respecto al año anterior.
- Efecto actividad económica: el buen comportamiento que ha tenido la economía española influyó positivamente sobre la evolución de la demanda. En el conjunto del año, el crecimiento de la demanda por actividad económica fue

del 6,4%, superior en 0,2 puntos al registrado en 1999.

La distribución del crecimiento de la demanda por actividad económica ha tenido un comportamiento desigual a lo largo de 2000. El año comenzó con unas tasas de crecimiento muy elevadas, registrando un máximo anual del 8,7% en el mes de abril. El crecimiento se ralentizó en los meses siguientes, con un repunte en agosto y septiembre, marcando una tendencia descendente del ritmo de crecimiento en el último trimestre del año.

A pesar de las oscilaciones comentadas, se ha mantenido un nivel de crecimiento de la demanda por actividad económica elevado, con valores superiores al 4,5% en todos los meses, sobrepasándose en siete ocasiones el 6%.

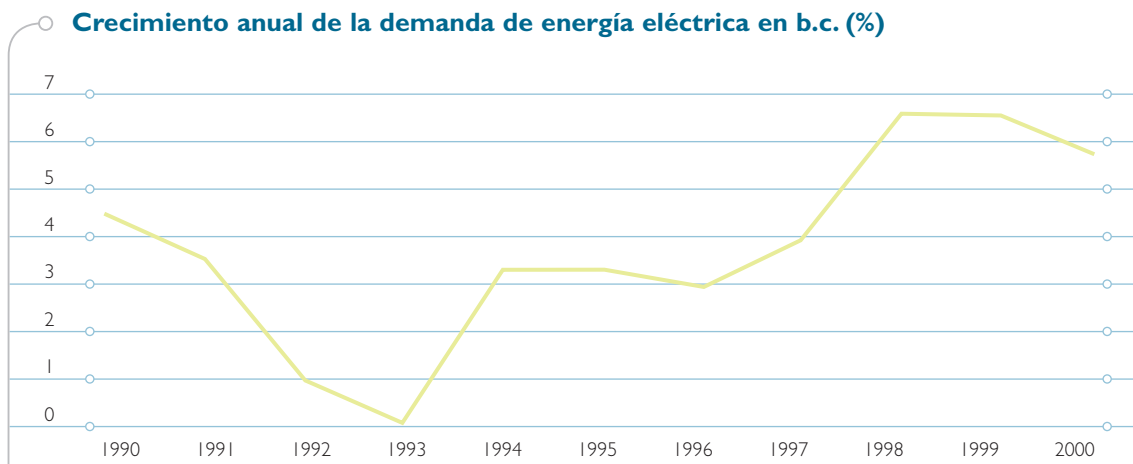




## 2 Demanda de energía eléctrica

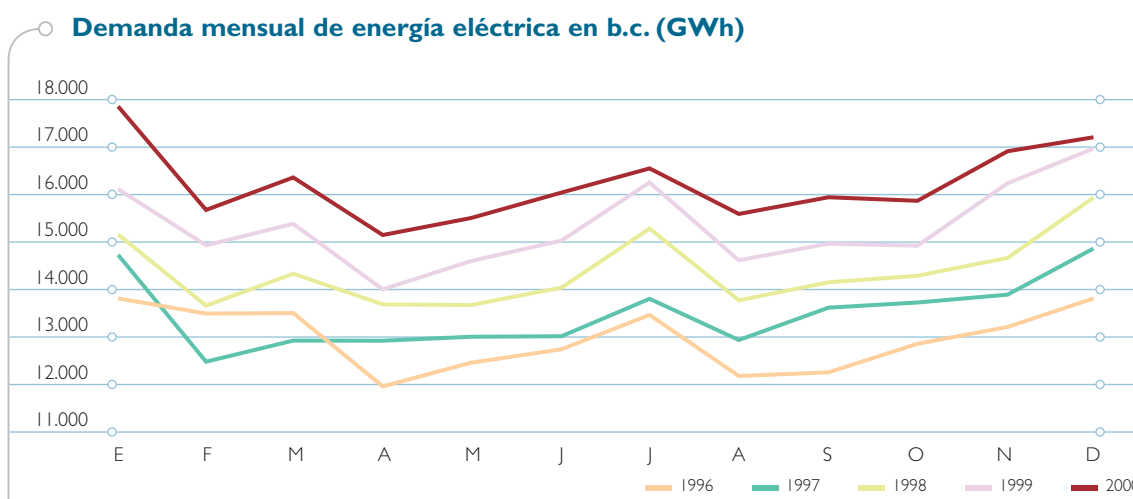


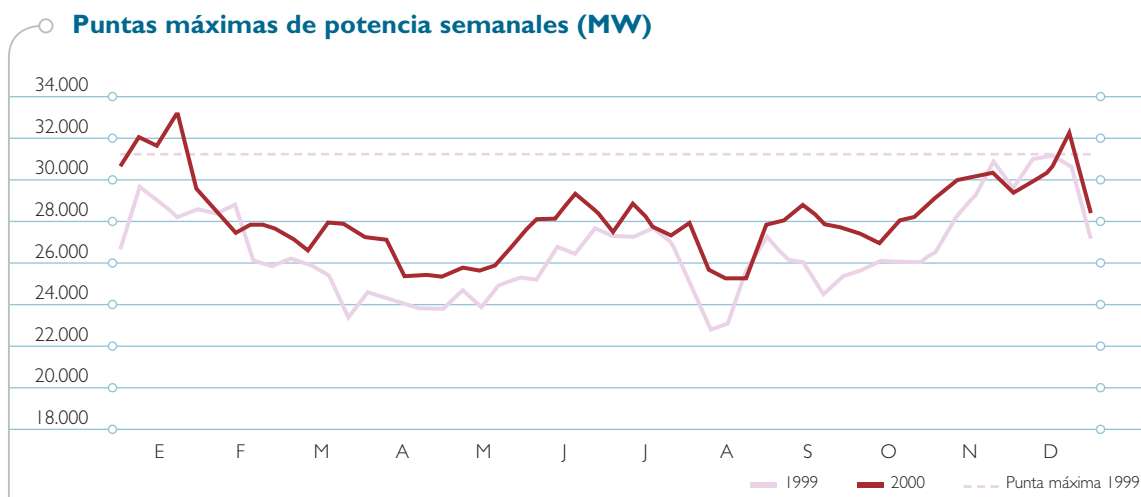
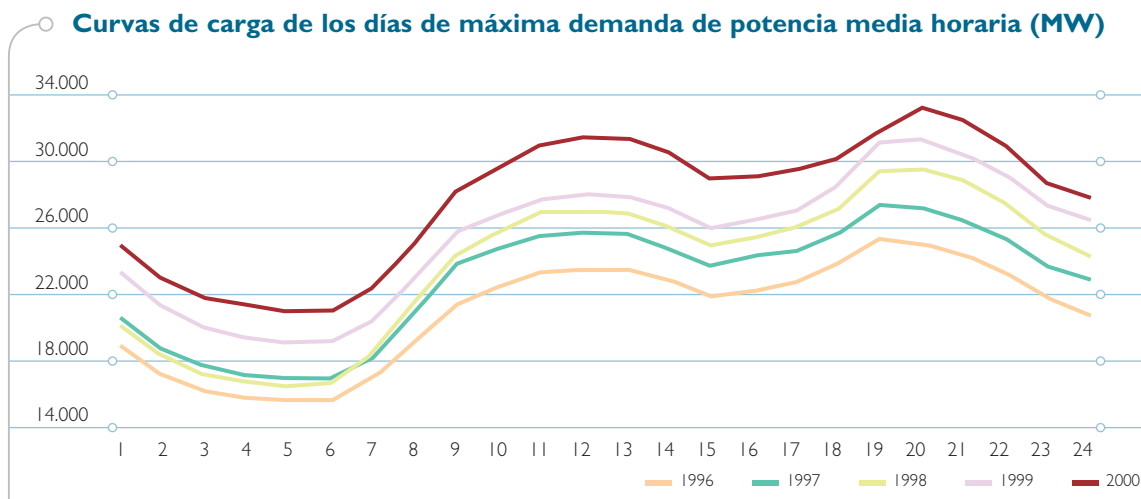
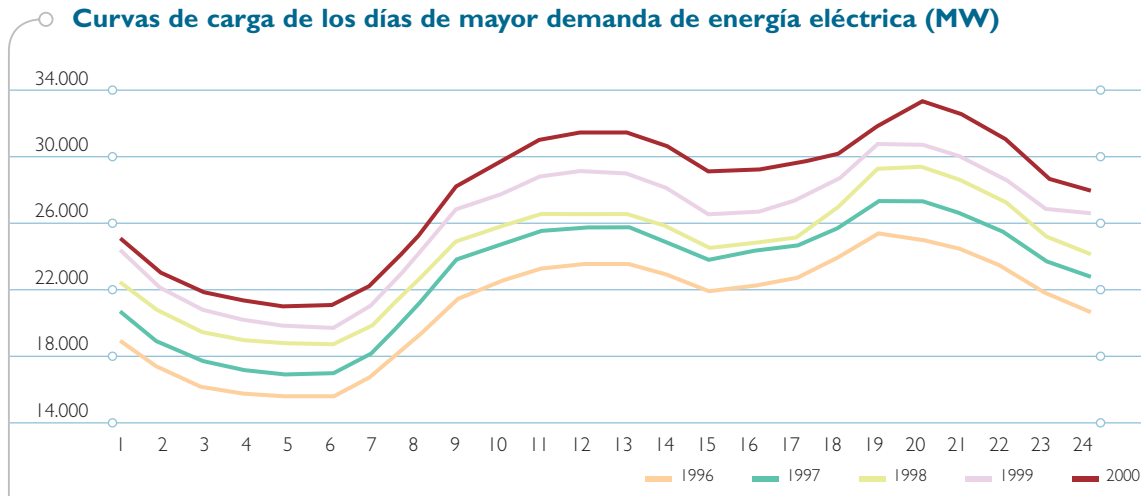
Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	16
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.	16
Demanda mensual de energía eléctrica en b.c.	16
Curvas de carga de los días de mayor demanda de energía eléctrica	17
Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria	17
Puntas máximas de potencia semanales	17
Monótona de demanda	18
Efecto temperatura sobre la demanda mensual	18



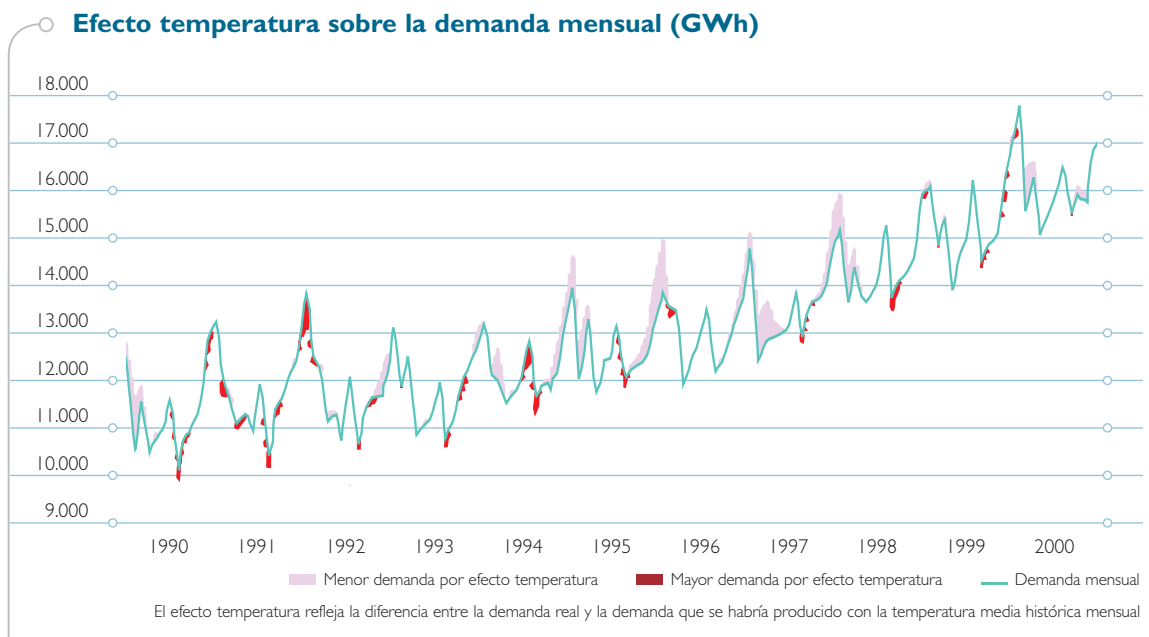
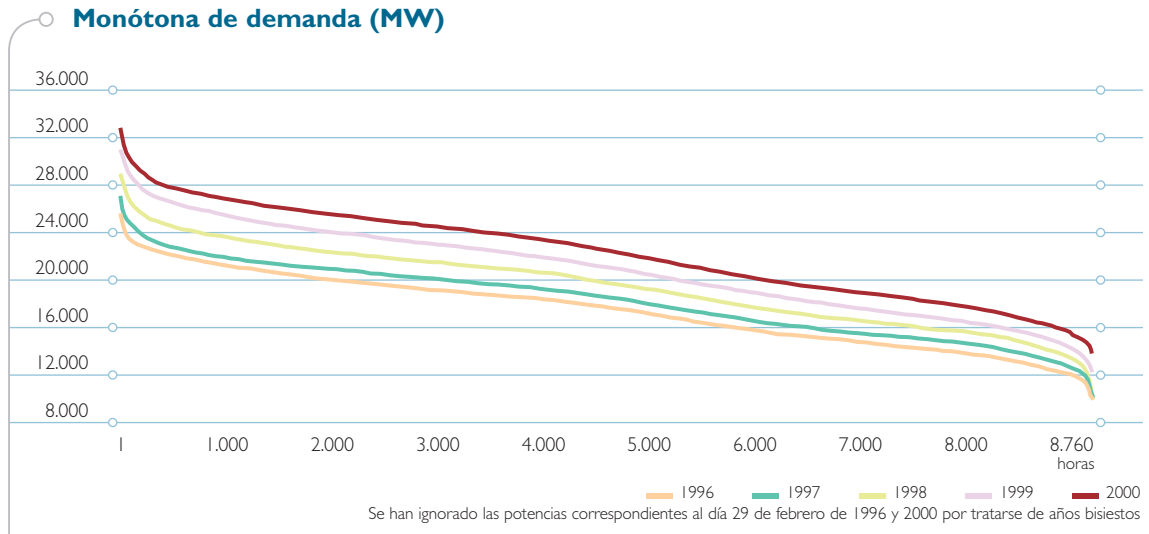
### Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	1996		1997		1998		1999		2000	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	13.851	8,9	14.795	9,1	15.175	8,8	16.168	8,8	17.847	9,2
Febrero	13.528	8,7	12.506	7,7	13.704	7,9	14.970	8,1	15.687	8,0
Marzo	13.540	8,7	12.945	8,0	14.383	8,3	15.405	8,4	16.379	8,4
Abril	11.994	7,7	12.939	8,0	13.715	7,9	14.034	7,6	15.197	7,8
Mayo	12.493	8,0	13.076	8,1	13.716	7,9	14.639	7,9	15.556	8,0
Junio	12.788	8,2	13.055	8,0	14.104	8,1	15.058	8,2	16.082	8,3
Julio	13.523	8,7	13.848	8,5	15.287	8,8	16.261	8,8	16.564	8,5
Agosto	12.236	7,8	12.973	8,0	13.818	8,0	14.648	7,9	15.618	8,0
Septiembre	12.311	7,9	13.643	8,4	14.169	8,2	14.992	8,1	15.953	8,2
Octubre	12.886	8,2	13.756	8,5	14.305	8,3	14.949	8,1	15.884	8,1
Noviembre	13.264	8,5	13.930	8,6	14.690	8,5	16.253	8,8	16.918	8,7
Diciembre	13.831	8,9	14.916	9,2	15.991	9,2	16.997	9,2	17.219	8,8
<b>Total</b>	<b>156.249</b>	<b>100,0</b>	<b>162.383</b>	<b>100,0</b>	<b>173.058</b>	<b>100,0</b>	<b>184.373</b>	<b>100,0</b>	<b>194.904</b>	<b>100,0</b>









## 3 Cobertura de la demanda



La demanda eléctrica peninsular durante 2000 alcanzó los 194.904 GWh, lo que ha supuesto un aumento de 10.531 GWh, que representa un incremento del 5,7% respecto al año anterior.

El aumento de la demanda final y la reducción en 1.279 GWh del saldo importador de los intercambios internacionales se ha cubierto con un aumento de la producción neta procedente del régimen ordinario de 9.564 GWh y de las adquisiciones al régimen especial de 2.246 GWh.

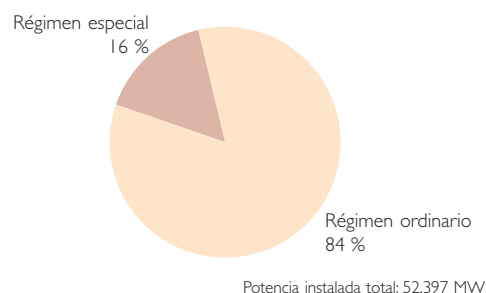
En cuanto a los 33.236 MW de demanda de potencia media horaria para la punta máxima del año 2000, que se produjo el 25 de enero entre las 19 y 20 horas, ésta fue cubierta con 29.441 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario, con 3.609 MW del régimen especial y 186 MW provenientes del saldo importador de las interconexiones internacionales.

### 3.1 Balance de potencia

La política de diversificación energética desarrollada en el pasado ha permitido disponer en la actualidad de una estructura del parque generador equilibrada por fuentes de energía. Por otro lado, la promoción de las energías renovables y de la eficiencia energética ha supuesto un importante desarrollo del régimen especial.

El parque generador en el sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2000, estaba constituido por 52.397 MW, de los que 44.079 corresponden al régimen ordinario y 8.318 al régimen especial.

### Estructura de la potencia instalada

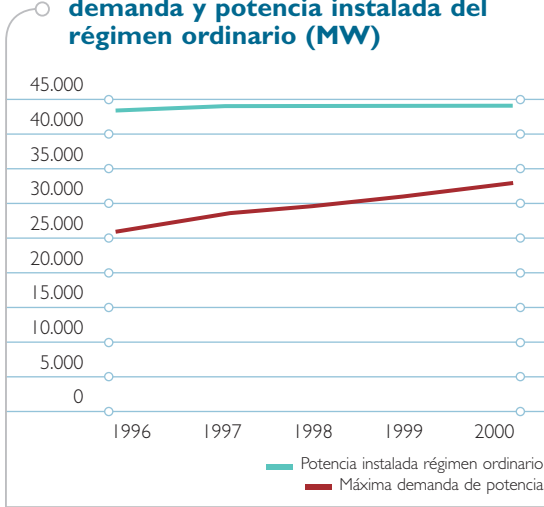


Durante el año 2000 se ha producido un incremento en la capacidad instalada de 1.539 MW. El régimen ordinario ha aumentado en 417 MW correspondientes a diversas ampliaciones de potencia realizadas en los grupos térmicos, en tanto que la capacidad instalada por las centrales pertenecientes al régimen especial se ha incrementado en 1.122 MW.

El dimensionamiento del equipo generador peninsular del régimen ordinario permite por sí mismo la cobertura de las demandas máximas de potencia, si bien continúa disminuyendo la diferencia entre la punta máxima del año y la potencia instalada, como ha venido ocurriendo en los años pre-

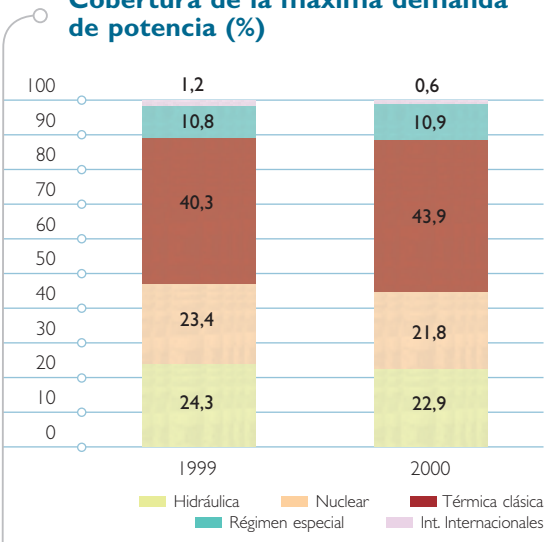


**Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario (MW)**



cedentes. En el año 2000 el margen de potencia representa un 32,6%, 7 puntos inferior al del año anterior. Sin embargo es necesario matizar este porcentaje debido a que la capacidad efectiva disminuye por la indisponibilidad de las centrales térmicas y es muy dependiente de la hidraulicidad, por la aleatoriedad de las precipitaciones.

**Cobertura de la máxima demanda de potencia (%)**



La máxima demanda de potencia del año se cubrió en un 88,6 % con producción neta del equipo generador perteneciente al régimen ordi-

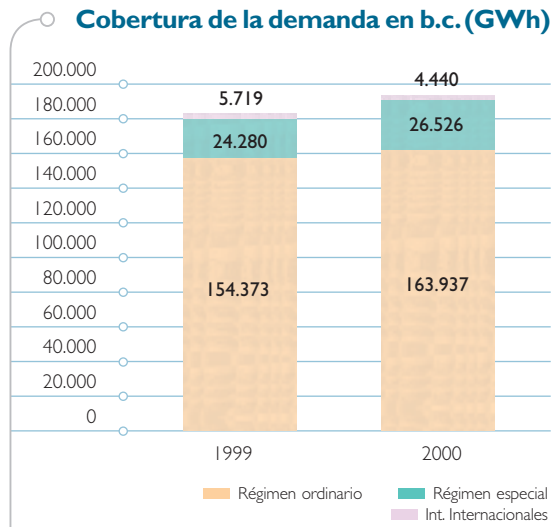
nario, cerca de 2.000 MW más que el año anterior. El resto se cubrió en un 10,9 % por la energía adquirida por el sistema al régimen especial y el 0,6% restante por el saldo importador de los intercambios internacionales.

**3.2 Balance de energía**

La demanda de energía eléctrica en b.c. del sistema peninsular durante el año 2000 fue de 194.904 GWh, con un crecimiento del 5,7 % respecto al año anterior.

Esta demanda fue cubierta en un 84,1% con la producción de las centrales del régimen ordinario, un 13,6% por la energía adquirida a los productores en régimen especial, y un 2,3% por el saldo importador de los intercambios internacionales.

**Cobertura de la demanda en b.c. (GWh)**

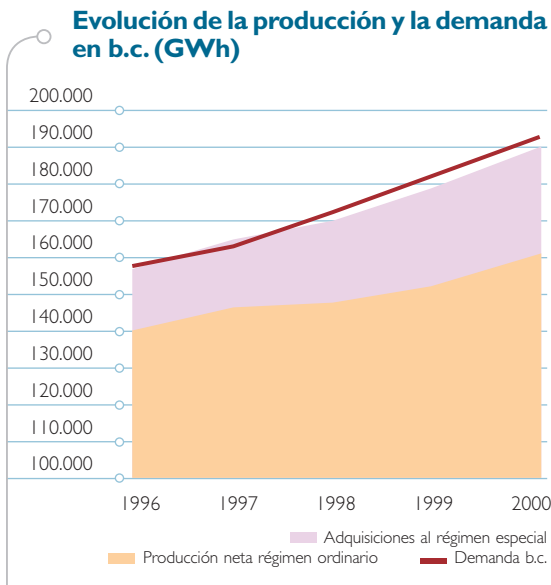


En comparación con 1999 hay que destacar el menor crecimiento de las adquisiciones al régimen especial, que han aumentado un 9,3%, tasa inferior a las registradas en los años precedentes y que está motivada por la menor utilización de la cogeneración como consecuencia de los altos precios del combustible.



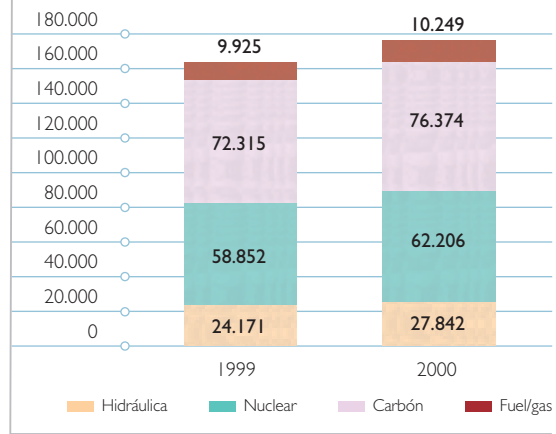
Es también significativo, el aumento del 67,4% de las exportaciones de energía, que junto con el moderado crecimiento de las importaciones, 5,4%, ha permitido una reducción del saldo importador de intercambios internacionales en un 22,4%.

El fuerte crecimiento de la demanda, unido a los aspectos anteriormente señalados, ha propiciado una mayor producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario que ha supuesto un crecimiento respecto a 1999 del 6,2%, tasa superior al incremento registrado por la demanda en contraste con lo sucedido en los años anteriores.



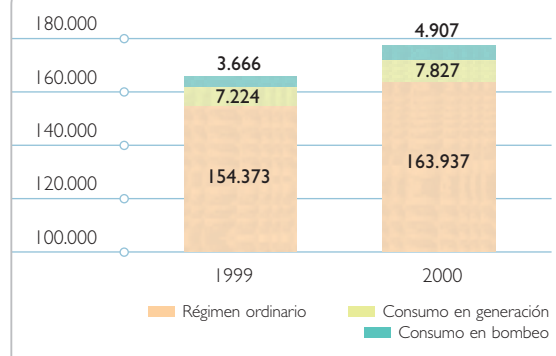
Dentro del régimen ordinario, la generación en bornes de alternador (b.a.) se incrementó en todos los tipos de centrales, destacando el crecimiento experimentado por la producción hidráulica, un 15,2 % respecto a 1999, variación que ha sido debida más a la pronunciada sequía de 1999 que a la producción de 2000, año que ha resultado ligeramente seco.

**Estructura de la producción en b.a. del régimen ordinario por tipo de central (GWh)**



Los consumos en generación han crecido un 8,3% debido a la mayor utilización del equipo térmico convencional, mientras que el aumento en la producción con las centrales de bombeo ha dado lugar a un crecimiento de los consumos de este tipo de centrales del 33,9 %.

**Producción en b.a. (GWh)**





### 3 Cobertura de la demanda



Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular	24
Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima. 1998-2000	24
Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular	25
Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular	25
Curva monótona de carga	26



### Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	1996	1997	1998	1999	2000
Hidráulica convencional y mixta	13.879	13.862	13.782	13.854	13.854
Bombeo puro	2.670	2.670	2.670	2.670	2.670
<b>Hidráulica</b>	<b>16.549</b>	<b>16.532</b>	<b>16.452</b>	<b>16.524</b>	<b>16.524</b>
<b>Nuclear</b>	<b>7.422</b>	<b>7.581</b>	<b>7.632</b>	<b>7.686</b>	<b>7.799</b>
Hulla + antracita	5.960	5.960	5.960	5.974	6.080
Lignito pardo	1.950	1.950	1.950	1.950	2.031
Lignito negro	1.450	1.450	1.450	1.450	1.502
Carbón importado	1.314	1.864	1.864	1.864	1.929
<b>Carbón</b>	<b>10.674</b>	<b>11.224</b>	<b>11.224</b>	<b>11.238</b>	<b>11.542</b>
Fuel/gas (*)	8.214	8.214	8.214	8.214	8.214
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>42.859</b>	<b>43.551</b>	<b>43.522</b>	<b>43.662</b>	<b>44.079</b>
Régimen especial	3.812	4.598	5.709	7.196	8.318
<b>Total</b>	<b>46.671</b>	<b>48.149</b>	<b>49.231</b>	<b>50.858</b>	<b>52.397</b>

(\*) Incluye GICC (Elcogás)

### Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima 1998-2000 (MW)

	1998 9 diciembre 19-20h	1999 16 diciembre 19-20h	2000 25 enero 19-20h
<b>Hidráulica</b>	<b>5.913</b>	<b>7.644</b>	<b>7.807</b>
Hidráulica	4.822	6.488	6.647
Bombeo	1.091	1.156	1.160
<b>Térmica</b>	<b>20.932</b>	<b>20.052</b>	<b>22.347</b>
Nuclear	6.157	7.368	7.411
Carbón	10.195	10.043	10.274
Fuel	2.172	1.230	2.520
Mixtas	2.408	1.411	2.142
<b>Total producción programa</b>	<b>26.845</b>	<b>27.696</b>	<b>30.154</b>
Diferencias por regulación	259	-220	-713
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>27.104</b>	<b>27.476</b>	<b>29.441</b>
<b>Saldo físico interconexiones internacionales</b>	<b>-291</b>	<b>382</b>	<b>186</b>
Andorra	-26	-63	-54
Francia	425	800	295
Portugal	-600	0	300
Marruecos	-90	-355	-355
<b>Régimen especial</b>	<b>2.671</b>	<b>3.389</b>	<b>3.609</b>
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>29.484</b>	<b>31.247</b>	<b>33.236</b>

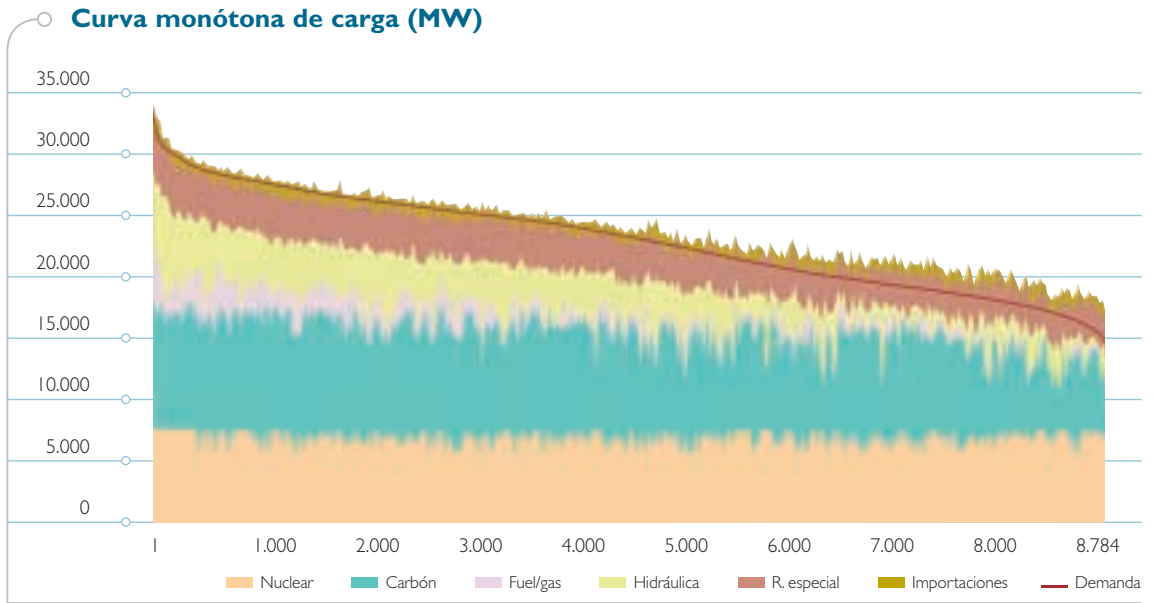


### Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	%2000/1999
Hidráulica	37.692	33.168	33.992	24.171	27.842	15,2
Nuclear	56.329	55.298	59.003	58.852	62.206	5,7
Carbón	52.395	62.098	60.190	72.315	76.374	5,6
Fuel/gas	2.149	6.843	5.658	9.925	10.249	3,3
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>148.565</b>	<b>157.407</b>	<b>158.843</b>	<b>165.263</b>	<b>176.671</b>	<b>6,9</b>
– Consumos en generación	5.511	6.351	6.309	7.224	7.827	8,3
– Consumos bombeo	1.523	1.761	2.588	3.666	4.907	33,9
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>141.531</b>	<b>149.295</b>	<b>149.946</b>	<b>154.373</b>	<b>163.937</b>	<b>6,2</b>
+ Intercambios internacionales	1.059	-3.073	3.402	5.719	4.440	-22,4
+ Régimen especial	13.659	16.161	19.710	24.280	26.526	9,3
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>156.249</b>	<b>162.383</b>	<b>173.058</b>	<b>184.373</b>	<b>194.904</b>	<b>5,7</b>

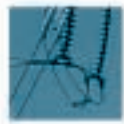
### Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	2.548	1.599	1.567	2.195	3.345	2.269	1.745	1.752	1.883	1.788	2.487	4.666	27.842
Nuclear	5.685	5.339	5.177	4.667	5.099	5.470	5.611	5.243	4.222	4.617	5.288	5.788	62.206
Carbón	7.019	6.669	6.819	5.755	5.196	6.219	6.911	6.621	7.060	6.959	6.583	4.563	76.374
Fuel/gas	1.184	533	1.205	761	190	725	961	798	1.538	995	817	542	10.249
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>16.436</b>	<b>14.140</b>	<b>14.768</b>	<b>13.378</b>	<b>13.830</b>	<b>14.683</b>	<b>15.228</b>	<b>14.414</b>	<b>14.703</b>	<b>14.359</b>	<b>15.175</b>	<b>15.559</b>	<b>176.671</b>
– Consumos en generación	696	640	686	578	577	650	721	681	682	662	678	576	7.827
– Consumos bombeo	369	313	346	513	618	330	324	246	257	363	452	777	4.907
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>15.371</b>	<b>13.187</b>	<b>13.736</b>	<b>12.287</b>	<b>12.635</b>	<b>13.703</b>	<b>14.183</b>	<b>13.487</b>	<b>13.764</b>	<b>13.335</b>	<b>14.045</b>	<b>14.206</b>	<b>163.937</b>
+ Intercambios internacionales	196	416	422	519	683	174	259	208	341	444	516	261	4.440
+ Régimen especial	2.280	2.084	2.221	2.392	2.238	2.205	2.122	1.922	1.848	2.104	2.356	2.753	26.526
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>17.847</b>	<b>15.687</b>	<b>16.379</b>	<b>15.197</b>	<b>15.556</b>	<b>16.082</b>	<b>16.564</b>	<b>15.618</b>	<b>15.953</b>	<b>15.884</b>	<b>16.918</b>	<b>17.219</b>	<b>194.904</b>





## 4 Régimen ordinario



El régimen ordinario comprende las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas a 31 de diciembre de 1997 en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, sobre la determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio, así como todas aquellas nuevas instalaciones que no se rigen por lo dispuesto en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

La producción del régimen ordinario alcanzó los 176.671 GWh medidos en bornes de alternador (b.a.), con un crecimiento respecto a 1999 del 6,9%. Por su parte, la producción neta, una vez descontados los consumos en generación y bombeo, ha sido de 163.937 GWh lo que supone un crecimiento respecto al año anterior del 6,2%.

La mayor hidraulicidad registrada en el año 2000 respecto al año anterior ha mejorado la producción de los grupos hidroeléctricos, que se ha incrementado un 15,2% respecto a 1999. Por otra parte, el equipo nuclear ha aumentado su generación en un 5,7%, consecuencia de las ampliaciones de potencia en 3 de sus grupos y de la mayor disponibilidad registrada este año. Estas circunstancias han dado lugar a una moderación en el crecimiento de la producción de los grupos térmicos convencionales, que este año ha supuesto un 5,3%.

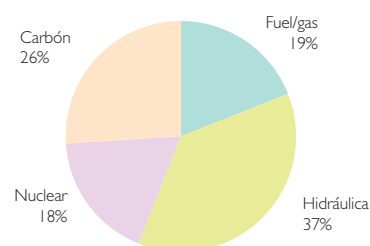
### 4.1 Equipo generador, altas y bajas

Durante el año 2000 no se han registrado altas ni bajas en el equipo generador del régimen ordinario, si bien 24 grupos térmicos ampliaron su potencia, 21 de ellos convencionales, por un total de 304 MW, y 3 nucleares, por un total de 113 MW.

Estas ampliaciones de potencia han representado un incremento de 417 MW, casi un 1% de la capacidad existente a finales de 1999, y sitúan la potencia instalada en el sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2000, de las centrales pertenecientes al régimen ordinario de generación en 44.079 MW.

En cuanto a la composición del parque, las centrales hidráulicas representan el 37% de la potencia instalada, si bien la capacidad efectiva de esta tecnología es muy dependiente de la hidraulicidad, seguidas por las centrales de carbón, un 26% y las de fuel/gas y nuclear con un 19% y 18% respectivamente.

#### Potencia instalada por tipo de central





### Ampliaciones de potencia en el equipo generador

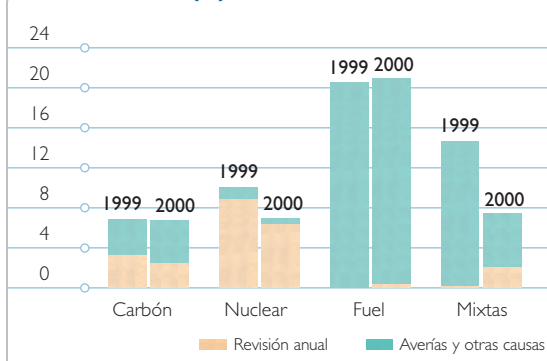
Grupo	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Ascó II	Nuclear	enero-2000	39
Vandellós II	Nuclear	enero-2000	25
Aboño 2	Carbón	enero-2000	13
La Robla 2	Carbón	enero-2000	21
Anllares	Carbón	marzo-2000	15
Meirama	Carbón	marzo-2000	13
La Robla I	Carbón	abril-2000	14
Ascó I	Nuclear	junio-2000	49
Narcea 2	Carbón	junio-2000	12
Litoral I	Carbón	junio-2000	12
Litoral 2	Carbón	junio-2000	32
Puente Nuevo	Carbón	julio-2000	12
Puertollano	Carbón	julio-2000	1
Teruel I	Carbón	julio-2000	18
Teruel 2	Carbón	julio-2000	18
Teruel 3	Carbón	julio-2000	16
Los Barrios	Carbón	julio-2000	18
Pasajes	Carbón	julio-2000	3
Guardo I	Carbón	agosto-2000	7
Guardo 2	Carbón	agosto-2000	11
Puentes I	Carbón	agosto-2000	19
Puentes 2	Carbón	agosto-2000	16
Puentes 3	Carbón	agosto-2000	16
Puentes 4	Carbón	agosto-2000	17
<b>Total</b>			<b>417</b>

### 4.2 Utilización y disponibilidad de los grupos térmicos

Desde la entrada en funcionamiento del nuevo mercado eléctrico, el 1 de enero de 1998, la utilización del equipo generador se desarrolla en un

marco de libre competencia. En este nuevo modelo la decisión de la ejecución de programas de mantenimiento y revisión del equipo de producción está en manos de los agentes propietarios de las centrales, si bien esta actividad se realiza bajo la coordinación de RED ELÉCTRICA, quien debe garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro.

#### Indisponibilidad de las centrales térmicas (%)



La disponibilidad del parque térmico se ha mantenido en niveles altos. Durante el año 2000, el conjunto de los grupos de carbón tuvieron una disponibilidad prácticamente igual a la de 1999, mientras que tanto los grupos nucleares como los mixtos, aquellos que pueden utilizar indistinta-



mente fuel-oil y gas natural, tuvieron una tasa de disponibilidad superior al registrado en el año anterior. Por el contrario, los grupos de fuel-oil tuvieron una disponibilidad ligeramente inferior a la registrada en 1999.

La disponibilidad del equipo de carbón en el año 2000 fue del 93,2%, mientras que el factor de utilización se situó en el 81,7%, casi tres puntos más que en 1999. Por tipo de central, los grupos de carbón importado y hulla-antracita registraron una disponibilidad del 90,2% y 93,7% respectivamente, 3,5 y 1,8 puntos menos que en 1999, mientras que la disponibilidad de los grupos de lignito negro aumentó en más de 12 puntos respec-

La disponibilidad conjunta de las centrales de fuel y mixtas fue del 85%, lo que supone un incremento respecto a 1999 de 2,9 puntos, mientras que el factor de utilización fue el 16,7%, valor prácticamente igual al del año anterior. Los grupos mixtos alcanzaron una disponibilidad del 92,7%, 7,3 puntos más que en 1999 y un factor de utilización del 19,8%, 1,3 puntos por encima del año anterior, mientras que los grupos de fuel registraron una disponibilidad y un factor de utilización del 79,1% y del 13,8%, respectivamente, valores ambos ligeramente inferiores a los del año anterior.

Los grupos nucleares tuvieron una disponibilidad del 93,1%, 3,1 puntos superior a la del año ante-

### Disponibilidad y utilización de las centrales térmicas (%)

	Disponibilidad (%)		Utilización (%)	
	1999	2000	1999	2000
<b>Nuclear</b>	<b>90,0</b>	<b>93,1</b>	<b>97,4</b>	<b>97,8</b>
<b>Carbón</b>	<b>93,2</b>	<b>93,2</b>	<b>78,9</b>	<b>81,7</b>
Hulla+antracita	95,5	93,7	76,5	79,2
Lignito pardo	94,8	94,8	86,0	86,0
Lignito negro	80,9	93,2	71,3	75,0
Carbón importado	93,7	90,2	84,2	90,4
<b>Fuel/mixtas</b>	<b>82,1</b>	<b>85,0</b>	<b>16,8</b>	<b>16,7</b>
Fuel	79,5	79,1	15,4	13,8
Mixtas	85,4	92,7	18,5	19,8
<b>Total térmicas</b>	<b>88,9</b>	<b>90,7</b>	<b>65,3</b>	<b>66,9</b>

to al año anterior, situándose en el 93,2%. Por su parte, las centrales de lignito pardo tuvieron una disponibilidad igual que la de 1999, el 94,8%. Con excepción de los grupos de lignito pardo, todos los tipos de central han incrementado sus factores de utilización respecto al año anterior, destacando el valor alcanzado por los grupos de carbón importado, el 90,4%, 6 puntos más que en 1999.

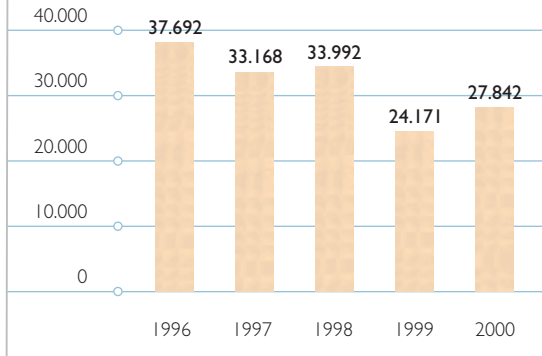
rior, debido al menor número de paradas programadas por revisión anual que se ha producido este año. Por su parte, el factor de utilización ha alcanzado el 97,8%, 0,4 puntos más que en 1999.

### 4.3 Producción hidráulica

La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 25.473



### Producción hidroeléctrica en b.a (GWh)



GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado de 2.369 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total del régimen ordinario de 27.842 GWh, un 15,2% mayor que la del año anterior. Esta cifra supone una participación de la generación de origen hidráulico en la producción total en b.a. del régimen ordinario del 15,8%, 1,2 puntos más que en 1999.

El 38,3% de la producción hidroeléctrica peninsular del año 2000, 10.657 GWh, se ha concentrado en 14 centrales con una generación superior a 500 GWh al año.

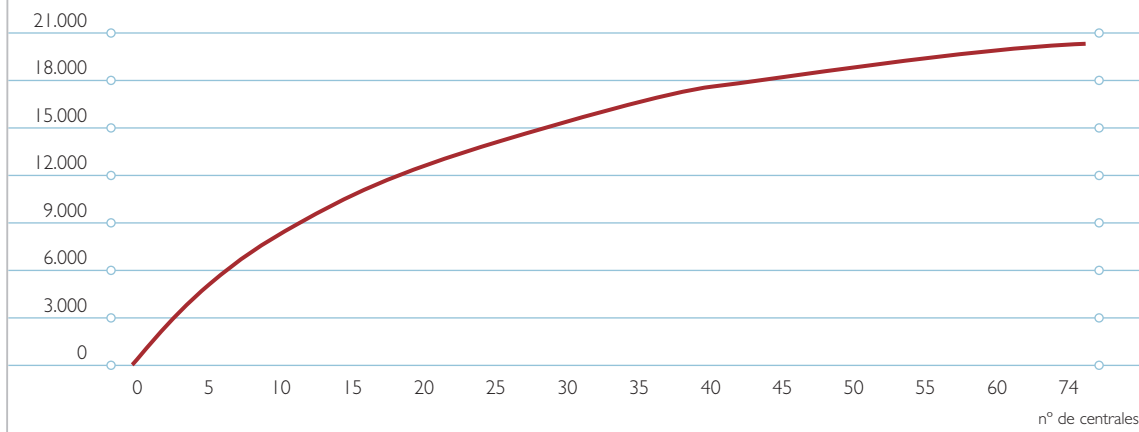
Desde el punto de vista hidrológico, el año ha sido ligeramente seco. El producible hidroeléctrico ha sido 26.238 GWh, un 90% de su valor histórico

### Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1996	39.434	1,30	14%
1997	35.726	1,19	22%
1998	27.162	0,91	61%
1999	19.901	0,68	93%
2000	26.238	0,90	62%

medio y con una probabilidad de ser superado del 62%. La energía hidroeléctrica producible ha registrado valores muy bajos en la mayor parte de los meses del año. Solamente en los meses de abril, mayo, noviembre y diciembre se registraron producibles superiores a sus valores característicos, destacando el alcanzado en diciembre, 2,17 veces superior a su valor histórico medio, el cuarto índice más alto registrado en un mes de diciembre desde 1920.

### Producción de energía hidroeléctrica en b.a. en centrales con producción anual superior a 100 GWh (GWh)



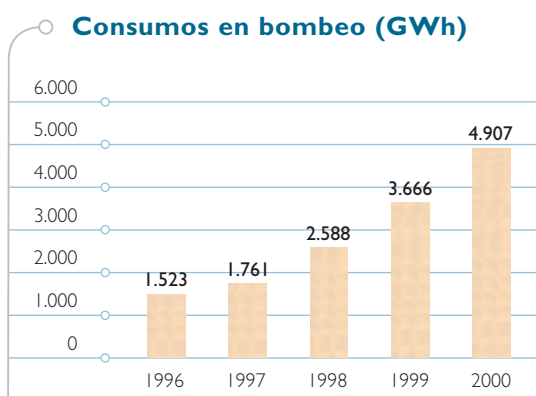


La desigual distribución mensual de la hidráulica en 2000 y la gestión de las reservas realizada ha dado lugar desde el mes de mayo, en el que se alcanzó el máximo volumen de reservas del año con un 61,7%, a una progresiva disminución del nivel de llenado de los embalses, alcanzando en el mes de octubre unas reservas mínimas del 34,5% de la capacidad total. Sin embargo, tras las elevadas precipitaciones registradas en noviembre y diciembre se ha recuperado notablemente el nivel de llenado de los embalses, de forma que las reservas de agua a 31 de diciembre suponían una acumulación equivalente de energía de 10.395 GWh, que representa el 59% de la capacidad máxima de los embalses, 15 puntos por encima del nivel de llenado registrado a finales de 1999.

Los embalses de régimen anual acabaron el año al 72% de su capacidad, con un máximo del 84% en la cuenca Norte y un mínimo del 37% en la cuenca del Guadalquivir, mientras que los de régimen hiperanual finalizaron con un nivel de llenado del 47%, con un máximo del 96% en la cuenca Norte y un mínimo del 17% en la Tajo-Júcar-Segura.

Los consumos en bombeo durante el año 2000 ascendieron a 4.907 GWh, valor que constituye un nuevo máximo histórico y supera en un 33,9%

al registrado en 1999. Este crecimiento refleja el atractivo que supone la utilización del ciclo turbina-bombeo en la producción de energía eléctrica al aprovechar el margen que proporciona la diferencia entre el precio de compra, en horas valle, y el precio de venta, en horas punta.



#### 4.4 Producción de las centrales térmicas

La producción de las centrales térmicas en el año 2000 ha sido 148.829 GWh en b.a., lo que representa un crecimiento del 5,5%. De esta energía, el 41,8% se ha generado en las centrales nucleares, el 51,3% en las de carbón y el 6,9% restante en las de fuel y mixtas.

#### Producción de las centrales de carbón

Las centrales de carbón pertenecientes al régimen ordinario han producido un total de 76.374 GWh en bornes de alternador, con un incremento res-

#### Reservas hidroeléctricas (GWh)

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-1999	Reservas a 31-12-2000	Reservas a 31-12-2000 sobre capacidad
Anuales	8.164	4.124	5.898	72%
Hiperanuales	9.544	3.726	4.497	47%
<b>Conjunto</b>	<b>17.709</b>	<b>7.850</b>	<b>10.395</b>	<b>59%</b>

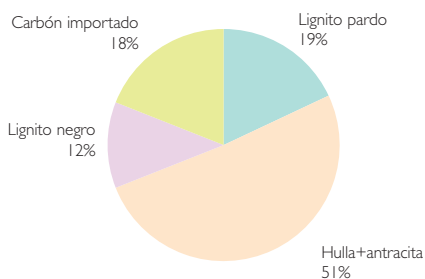


pecto al año 1999 del 5,6%. Esta tasa de crecimiento se sitúa en la línea del incremento de la demanda, si bien es más moderada que la del último año debido al mejor comportamiento de la generación hidroeléctrica y nuclear en 2000.

La producción de las centrales térmicas de carbón ha aportado el 43,2% de la producción total en b.a. del régimen ordinario, 0,6 puntos menos que en 1999.

Por tipo de central, todas han aumentado su producción, destacando el crecimiento de las centrales de lignito negro, un 23,6%. En consonancia con estos crecimientos, la estructura de la producción por tipo de central ha variado ligeramente respecto a 1999. Las centrales de hulla y antracita generaron el 51,7% de la producción total con carbón, 1,1 puntos menos que en 1999, y las centrales de lignito negro han producido el 11,9%, 1,8 puntos más que el año anterior:

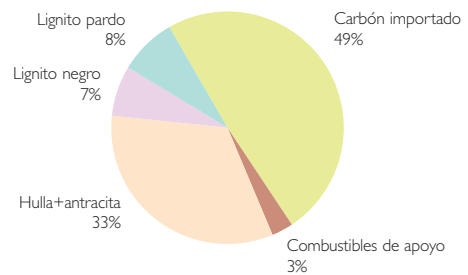
**Estructura de la producción por tipo de central (%)**



La distribución de la producción por tipo de combustible, es decir sin considerar las mezclas que se emplean en las centrales, revela que el aumento de la generación con carbón durante el 2000 es debido fundamentalmente a la mayor utilización del carbón de importación, cuya producción ha crecido un

12,3%, en tanto que la generación con carbón nacional apenas se ha incrementado en un 0,2%.

**Estructura de la producción por tipo de combustible de las centrales de carbón (%)**



Estas variaciones han influido en las aportaciones de cada combustible a la producción total con carbón. La generación con carbón nacional ha tenido una participación del 48,4% lo que representa una disminución de 2,6 puntos respecto al año 1999 que ha sido compensada con el aumento en el peso relativo del carbón importado, que ha alcanzado el 48,9% de la producción total con carbón, 2,9 puntos más que el año anterior:

La producción por combustibles se completa con la generación procedente de la utilización de combustibles de apoyo que ha aportado el 2,7% de la producción de las centrales de carbón, 0,3 puntos menos que en 1999.

**Producción de las centrales de fuel y mixtas**

Durante el año 2000 la producción con los grupos de fuel y mixtos ha supuesto un total de 10.249 GWh en bornes de alternador, con un crecimiento del 3,3% respecto al año anterior. Al igual que para los grupos de carbón, esta moderada tasa de crecimiento es inferior a la que se



registró en 1999 debido al incremento experimentado en el año 2000 por la generación hidroeléctrica y nuclear.

La distribución de este crecimiento ha sido distinta según el tipo de central considerada. Así, la producción de las centrales de fuel ascendió a 4.446 GWh, un 10,5% menos que el año anterior, mientras que las centrales mixtas generaron 5.803 GWh, un 17,0% más que en 1999.

La energía producida con las centrales de fuel y mixtas representó el 5,8% de la producción bruta del régimen ordinario en 2000, aportación inferior en 0,2 puntos a la del año anterior.

#### **Producción de las centrales nucleares**

La producción de los grupos nucleares ha ascendido a 62.206 GWh, un 5,7% más que el año anterior, y ha cubierto el 35,2% de la producción bruta del régimen ordinario, 0,4 puntos por debajo de su contribución en 1999.

Esta mayor generación nuclear tiene su origen, por un lado, en los incrementos de potencia de los grupos de Ascó 1 y 2 y Vandellós 2 que se han producido este año, por un total de 113 MW, y por otro, en la mejora de la disponibilidad global del equipo nuclear consecuencia del menor número de paradas programadas para recarga y revisión que se ha registrado en 2000.



## 4 Régimen ordinario

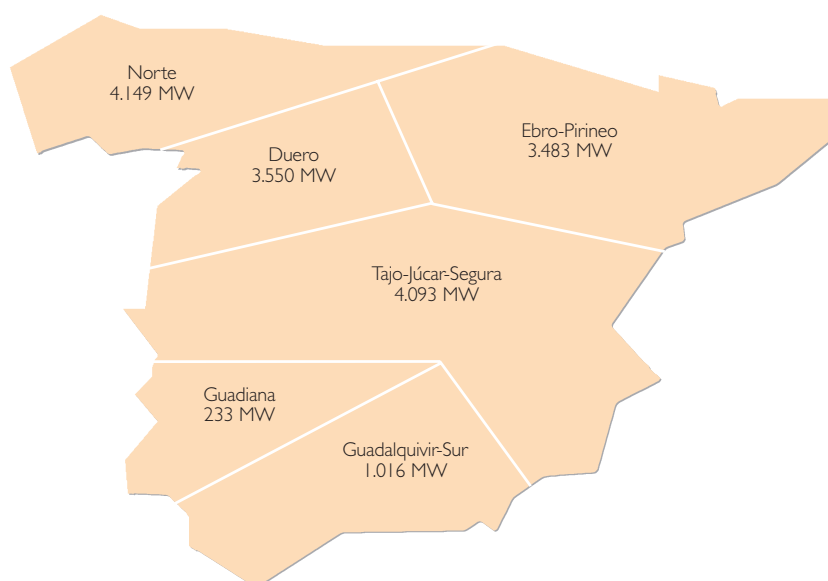


Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares	36
Producción hidroeléctrica por cuencas	36
Energía producible hidráulica diaria durante 2000 comparada con el producible medio histórico	37
Energía producible mensual 1998-2000. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real	37
Potencia y generación hidroeléctrica de las 50 centrales con mayor producción anual	38
Energía producible hidroeléctrica mensual	39
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes	39
Valores extremos de las reservas	40
Reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas	40
Reservas hidroeléctricas. Evolución 1998-2000	40
Producción en b.a. de las centrales de carbón	41
Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón	41
Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible	43
Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas	43
Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos	44
Producción en b.a. de los grupos nucleares	45
Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares	46
Factor de carga y producción de los grupos nucleares	46





### Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares

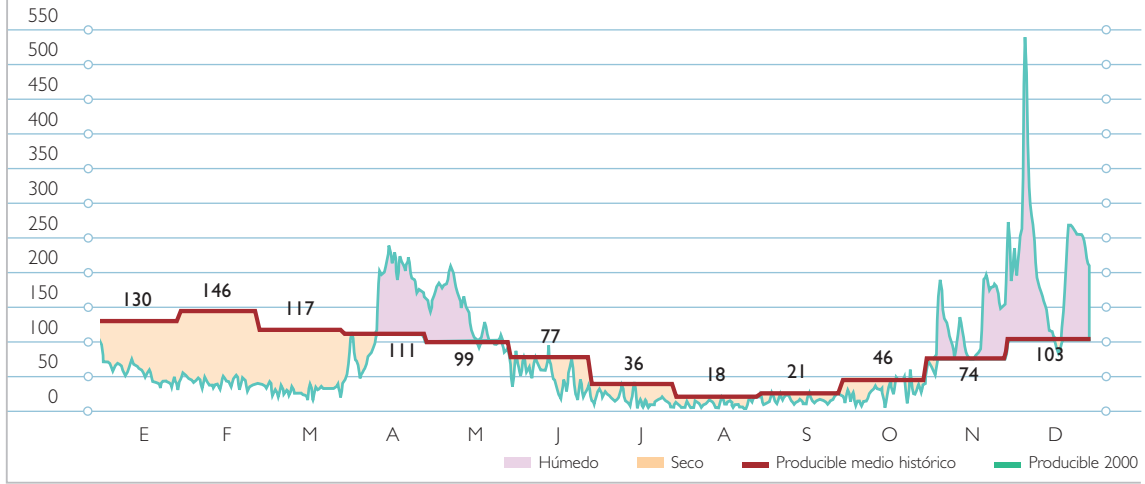


### Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

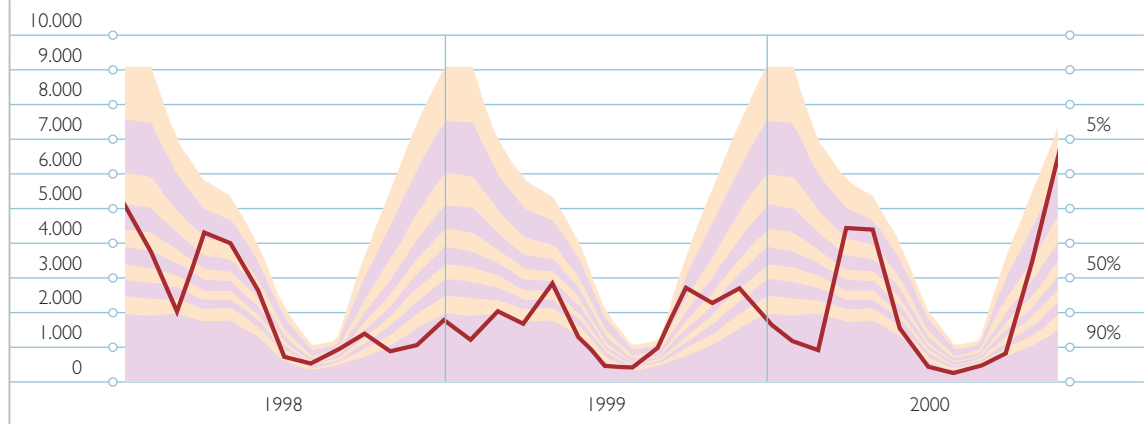
Cuenca	Potencia MW	Producción			Producible		
		1999	2000	Δ%	1999	2000	Δ%
Norte	4.149	8.603	9.976	16,0	8.203	9.284	13,2
Duero	3.550	5.289	6.884	30,2	3.924	7.062	80,0
Tajo-Júcar-Segura	4.093	2.799	3.752	34,0	1.226	3.292	168,5
Guadiana	233	213	92	-56,8	10	71	610,0
Guadalquivir-Sur	1.016	927	912	-1,6	283	411	45,2
Ebro-Pirineo	3.483	6.339	6.226	-1,8	6.254	6.118	-2,2
<b>Total</b>	<b>16.524</b>	<b>24.171</b>	<b>27.842</b>	<b>15,2</b>	<b>19.901</b>	<b>26.238</b>	<b>31,8</b>



**Energía producible hidráulica diaria durante 2000 comparada con el producible medio histórico (GWh)**



**Energía producible mensual 1998-2000. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real (GWh)**





### Potencia y generación hidroeléctrica de las 50 centrales con mayor producción anual

Central	Potencia MW	Producción GWh	Central	Potencia MW	Producción GWh
Aldeadávila I	718	1.902	Eume	54	236
San Esteban	265	857	Cornatel	122	210
J.María Oriol	934	856	Torrejón	130	205
Belesar	225	790	Velle	80	204
Villarino	810	787	Valdecañas	225	195
Saucelle	240	782	Miranda	65	191
La Muela	628	664	Pont Montañana	45	185
Mequinenza	324	615	Las Conchas	49	185
Los Peares	159	595	Mediano	66	182
Castro	110	593	Silvón	63	171
Puente Bibey	285	570	Guistolas-PNovo	38	168
Villalcampo	110	570	Canelles	108	164
Ribarroja	263	564	Montefurado	38	161
Cedillo	473	514	Portodemouros	76	158
Ricobayo	133	456	Guillena	210	158
Frieira	130	454	Tanes	133	158
Aguayo	339	422	Biescas II	62	152
Aldeadávila II	421	421	Lafortunada (Cinca)	42	152
Castrelo	112	364	Flix	43	139
Estany Gento-Sallent	451	347	San Pedro	32	139
Salime	126	332	Moralets	221	138
Tambre	70	324	Camarasa	60	137
Tajo de la Encantada	360	298	Soutelo	206	136
Conso	228	291	Albarellos	59	134
Saucelle II	285	243	San Agustín	65	133
<b>Total</b>				<b>10.491</b>	<b>18.799</b>
<b>Total hidráulica</b>				<b>16.524</b>	<b>27.842</b>



### Energía producible hidroeléctrica mensual

	1999				2000			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.771	1.771	0,45	0,45	1.738	1.738	0,44	0,44
Febrero	1.163	2.934	0,28	0,36	1.086	2.824	0,27	0,35
Marzo	2.038	4.972	0,56	0,42	978	3.802	0,27	0,33
Abril	1.644	6.615	0,51	0,44	4.342	8.144	1,35	0,55
Mayo	2.831	9.446	0,94	0,53	4.222	12.366	1,43	0,69
Junio	1.325	10.771	0,58	0,53	1.482	13.848	0,66	0,69
Julio	408	11.179	0,38	0,52	443	14.291	0,44	0,68
Agosto	302	11.481	0,55	0,52	216	14.507	0,42	0,67
Septiembre	967	12.448	1,46	0,55	374	14.881	0,59	0,67
Octubre	2.666	15.114	1,84	0,63	852	15.733	0,60	0,66
Noviembre	2.112	17.226	0,94	0,66	3.539	19.272	1,59	0,74
Diciembre	2.676	19.901	0,83	0,68	6.966	26.238	2,17	0,90

### Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes

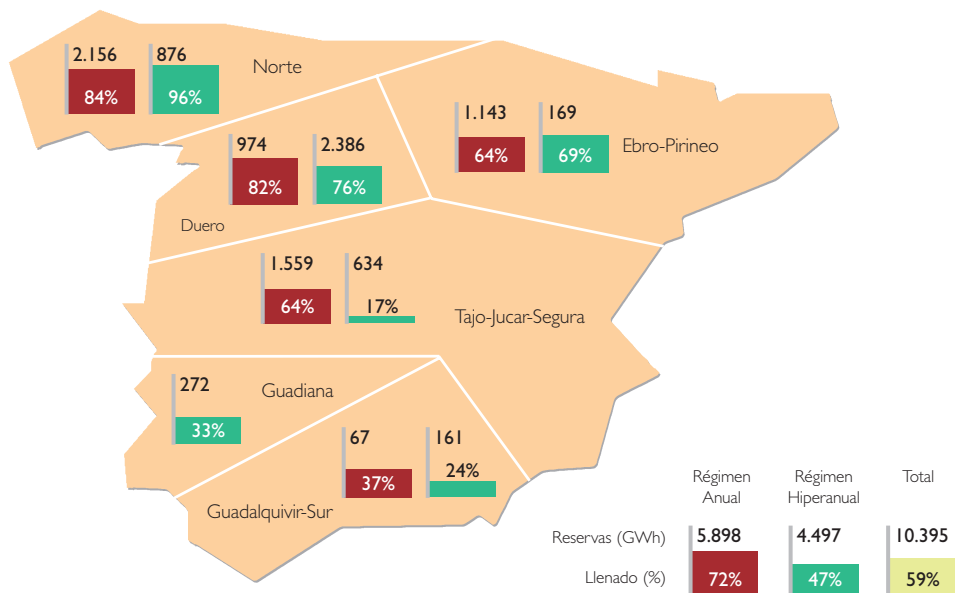
	1999						2000					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.751	46	5.529	58	9.280	52	3.629	44	3.723	39	7.352	42
Febrero	3.850	47	5.653	59	9.503	54	3.574	44	3.600	38	7.174	41
Marzo	4.324	53	5.620	59	9.944	56	3.335	41	3.426	36	6.761	38
Abril	4.502	55	5.391	56	9.893	56	5.415	66	4.000	42	9.415	53
Mayo	5.148	63	5.081	53	10.229	58	6.197	76	4.736	50	10.933	62
Junio	4.673	57	4.550	48	9.223	52	5.818	71	4.631	49	10.449	59
Julio	3.924	48	3.971	42	7.894	45	5.049	62	4.375	46	9.424	53
Agosto	3.441	42	3.577	37	7.018	40	4.213	52	3.912	41	8.125	46
Septiembre	3.452	42	3.234	34	6.686	38	3.417	42	3.427	36	6.844	39
Octubre	4.373	54	3.554	37	7.928	45	2.975	36	3.136	33	6.111	35
Noviembre	4.073	50	3.596	38	7.670	43	4.141	51	3.406	36	7.547	43
Diciembre	4.124	51	3.726	39	7.850	44	5.898	72	4.497	47	10.395	59



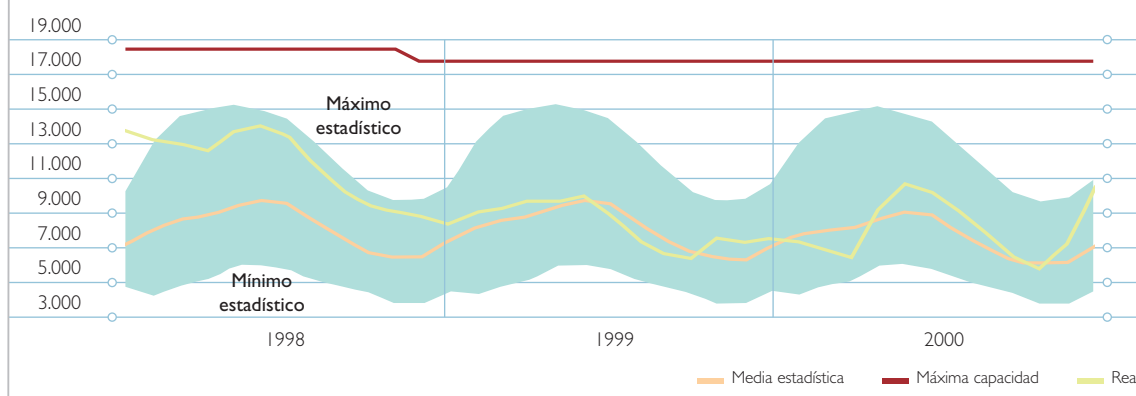
### Valores extremos de las reservas

		2000			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.197	mayo	75,9	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	4.736	mayo	49,6	abril de 1979	91,1
	<b>Conjunto</b>	<b>10.933</b>	<b>mayo</b>	<b>61,7</b>	<b>abril de 1979</b>	<b>86,6</b>
Mínimos	Anuales	2.975	octubre	36,4	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.136	octubre	32,9	noviembre de 1983	17,6
	<b>Conjunto</b>	<b>6.111</b>	<b>octubre</b>	<b>34,5</b>	<b>octubre de 1995</b>	<b>23,6</b>

### Reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas



### Reservas hidroeléctricas. Evolución 1998-2000 (GWh)





### Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia MW	1999		2000		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	6.712	9,3	7.217	9,4	7,5
Lada	505	3.062	4,2	3.376	4,4	10,2
Soto de Ribera	671	4.383	6,1	4.603	6,0	5,
Narcea	595	3.819	5,3	3.855	5,0	0,9
Anllares	365	2.449	3,4	2.500	3,3	2,1
Compostilla	1.312	7.887	10,9	7.574	9,9	-4,0
La Robla	655	3.981	5,5	3.915	5,1	-1,7
Guardo	516	2.640	3,7	3.232	4,2	22,4
Puertollano	221	1.266	1,8	1.076	1,4	-15,0
Puente Nuevo	324	1.983	2,7	2.102	2,8	6,0
<b>Total hulla+antracita</b>	<b>6.080</b>	<b>38.182</b>	<b>52,8</b>	<b>39.450</b>	<b>51,7</b>	<b>3,3</b>
Los Barrios	568	3.762	5,2	4.310	5,6	14,6
Litoral	1.144	7.685	10,6	7.783	10,2	1,3
Pasajes	217	1.436	2,0	1.512	2,0	5,3
<b>Total carbón importado</b>	<b>1.929</b>	<b>12.882</b>	<b>17,8</b>	<b>13.605</b>	<b>17,8</b>	<b>5,6</b>
Serchs	160	686	0,9	767	1,0	11,8
Escatrón	80	343	0,5	243	0,3	-29,2
Teruel	1.102	5.375	7,4	794	1,0	-85,2
Escucha	160	924	1,3	7.253	9,5	685,3
<b>Total lignito negro</b>	<b>1.502</b>	<b>7.327</b>	<b>10,1</b>	<b>9.057</b>	<b>11,9</b>	<b>23,6</b>
Puentes	1.468	10.693	14,8	10.537	13,8	-1,5
Meirama	563	3.232	4,5	3.725	4,9	15,3
<b>Total lignito pardo</b>	<b>2.031</b>	<b>13.924</b>	<b>19,3</b>	<b>14.262</b>	<b>18,7</b>	<b>2,4</b>
<b>Total</b>	<b>11.542</b>	<b>72.315</b>	<b>100,0</b>	<b>76.374</b>	<b>100,0</b>	<b>5,6</b>

### Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Aboño 1	360	2.553	7.610	91,0	93,2	9,0	2,2	88,8
Aboño 2	556	4.664	8.703	96,4	96,4	0,0	0,9	99,1
Aboño total	916	7.217	8.273	94,4	95,2	3,5	1,4	95,1
Lada 3	155	929	6.526	74,6	91,8	0,0	8,5	91,5
Lada 4	350	2.447	7.542	84,6	92,7	2,0	3,9	94,1
Lada total	505	3.376	7.230	81,6	92,5	1,4	5,3	93,3
Soto 1	67	289	5.141	48,8	83,2	0,0	0,3	99,7
Soto 2	254	1.674	7.611	80,2	86,6	6,3	0,1	93,6
Soto 3	350	2.640	8.191	87,0	92,1	0,0	1,2	98,8
Soto total	671	4.603	7.667	80,5	89,4	2,4	0,7	96,9
Narcea 1	65	293	6.595	51,4	68,4	0,0	0,2	99,8
Narcea 2	166	898	7.028	63,6	79,2	0,0	0,3	99,7

(Sigue)



### Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón (Continuación)

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Narcea 3	364	2.664	8.053	85,3	90,9	0,0	2,3	97,7
Narcea total	595	3.855	7.608	75,5	85,8	0,0	1,5	98,5
Anllares	365	2.500	7.837	81,5	88,0	3,2	0,5	96,3
Compostilla 1	141	677	5.400	56,3	88,9	0,0	2,9	97,1
Compostilla 2	141	614	4.834	57,8	90,1	0,0	14,3	85,7
Compostilla 3	330	1.641	5.451	78,6	91,2	13,5	14,4	72,1
Compostilla 4	350	2.232	7.111	76,2	89,7	0,0	4,7	95,3
Compostilla 5	350	2.410	7.767	79,0	88,7	0,0	0,8	99,2
Compostilla total	1.312	7.574	6.440	73,3	89,6	3,4	7,0	89,6
La Robla 1	284	1.622	6.993	71,6	82,9	0,0	8,1	91,9
La Robla 2	371	2.293	7.291	71,5	84,8	0,0	1,6	98,4
La Robla total	655	3.915	7.162	71,6	83,9	0,0	4,4	95,6
Guardo 1	155	814	5.812	70,8	93,2	8,8	4,5	86,7
Guardo 2	361	2.418	7.201	81,2	94,8	0,0	4,4	95,6
Guardo total	516	3.232	6.784	78,3	94,4	2,6	4,4	93,0
Puertollano	221	1.076	5.991	68,3	81,4	0,0	18,6	81,4
Puente Nuevo	324	2.102	7.692	79,5	85,8	0,0	5,4	94,6
<b>Total hulla+antracita</b>	<b>6.080</b>	<b>39.450</b>	<b>7.273</b>	<b>79,2</b>	<b>89,6</b>	<b>2,1</b>	<b>4,2</b>	<b>93,7</b>
Los Barrios	568	4.310	8.273	92,8	94,7	0,0	5,3	94,7
Litoral 1	562	3.701	7.141	93,1	94,2	14,1	4,6	81,3
Litoral 2	582	4.082	8.019	88,7	92,6	0,0	7,8	92,2
Litoral total	1.144	7.783	7.588	90,7	93,2	7,0	6,2	86,8
Pasajes	217	1.512	7.751	83,3	90,5	0,0	4,1	95,9
<b>Total c.importado</b>	<b>1.929</b>	<b>13.605</b>	<b>7.808</b>	<b>90,4</b>	<b>91,8</b>	<b>4,1</b>	<b>5,7</b>	<b>90,2</b>
Serchs	160	767	5.349	59,8	89,6	0,0	8,7	91,3
Escatrón	80	243	3.803	73,2	79,9	0,0	52,7	47,3
Teruel 1	368	2.485	7.915	80,7	87,4	0,0	2,4	97,6
Teruel 2	368	2.489	8.132	79,6	85,3	0,0	0,9	99,1
Teruel 3	366	2.279	7.397	77,8	86,2	0,0	6,9	93,1
Teruel total	1.102	7.253	7.815	79,4	86,3	0,0	3,4	96,6
Escucha	160	794	5.550	59,7	89,4	2,7	2,6	94,7
<b>Total lignito negro</b>	<b>1.502</b>	<b>9.057</b>	<b>7.098</b>	<b>75,0</b>	<b>86,5</b>	<b>0,3</b>	<b>6,5</b>	<b>93,2</b>
Puentes 1	369	2.846	8.540	91,6	93,2	0,0	1,2	98,8
Puentes 2	366	2.539	7.647	89,8	93,0	6,6	3,3	90,1
Puentes 3	366	2.760	8.386	90,2	92,2	0,0	2,3	97,7
Puentes 4	367	2.392	7.147	89,6	93,5	11,2	3,7	85,1
Puentes total	1.468	10.537	7.931	90,3	87,5	4,4	2,6	93,0
Meirama	563	3.725	7.782	75,9	85,4	0,0	0,4	99,6
<b>Total lignito pardo</b>	<b>2.031</b>	<b>14.262</b>	<b>7.889</b>	<b>86,0</b>	<b>90,8</b>	<b>3,2</b>	<b>2,0</b>	<b>94,8</b>
<b>Total</b>	<b>11.542</b>	<b>76.374</b>	<b>7.448</b>	<b>81,7</b>	<b>89,8</b>	<b>2,4</b>	<b>4,4</b>	<b>93,2</b>

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que esta disponible.

(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).



### Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible

	1999		2000		Δ%
	GWh	%	GWh	%	
<b>Carbón nacional</b>	<b>36.906</b>	<b>51,0</b>	<b>36.980</b>	<b>48,4</b>	<b>0,2</b>
Hulla + antracita	26.617	36,8	25.498	33,4	-4,2
Lignito negro	3.813	5,3	5.272	6,9	38,3
Lignito pardo	6.476	9,0	6.210	8,1	-4,1
<b>Carbón importado</b>	<b>33.249</b>	<b>46,0</b>	<b>37.341</b>	<b>48,9</b>	<b>12,3</b>
<b>Total carbón</b>	<b>70.155</b>	<b>97,0</b>	<b>74.321</b>	<b>97,3</b>	<b>5,9</b>
<b>Combustibles de apoyo</b>	<b>2.160</b>	<b>3,0</b>	<b>2.053</b>	<b>2,7</b>	<b>-5,0</b>
Fuel	887	1,2	670	0,9	-24,5
Gas natural	106	0,1	154	0,2	45,3
Gas siderúrgico	1.167	1,6	1.229	1,6	5,3
<b>Total</b>	<b>72.315</b>	<b>100,0</b>	<b>76.374</b>	<b>100,0</b>	<b>5,6</b>

### Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas

Centrales	Potencia MW	1999		2000		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	399	8,0	325	7,3	-18,5
Almería	114	0	0,0	0	0,0	0,0
Badalona II	344	0	0,0	0	0,0	0,0
Burceña	66	0	0,0	0	0,0	0,0
Cádiz	138	0	0,0	0	0,0	0,0
Castellón	1.084	2.417	48,7	1.934	43,5	-20,0
C.Colón 1 y 3	230	65	1,3	57	1,3	-12,9
Escombreras	858	923	18,6	986	22,2	6,8
Málaga	122	0	0,0	0	0,0	0,0
Sabón	470	491	9,9	656	14,8	33,6
San Adrián 2	350	68	1,4	128	2,9	88,0
Santurce 2	542	604	12,2	360	8,1	-40,4
<b>Total fuel</b>	<b>4.632</b>	<b>4.967</b>	<b>100,0</b>	<b>4.446</b>	<b>100,0</b>	<b>-10,5</b>
Aceca I	314	539	10,9	596	10,3	10,6
Algeciras	753	983	19,8	1.421	24,5	44,6
Besós	450	351	7,1	403	7,0	14,8
C.Colón 2	148	115	2,3	182	3,1	58,5
San Adrián I y 3	700	401	8,1	463	8,0	15,4
Foix	520	976	19,7	678	11,7	-30,6
Santurce I	377	423	8,5	527	9,1	24,7
GI CC (Elcogás)	320	1.171	23,6	1.533	26,4	31,0
<b>Total mixtas</b>	<b>3.582</b>	<b>4.958</b>	<b>100,0</b>	<b>5.803</b>	<b>100,0</b>	<b>17,0</b>
<b>Total fuel/mixtas</b>	<b>8.214</b>	<b>9.925</b>	<b>-</b>	<b>10.249</b>	<b>-</b>	<b>3,3</b>





### Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Aceca 2	314	325	2.232	11,8	46,4	0,0	0,2	99,8
Almería 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería total	114	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 1	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 2	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II total	344	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Burceña	66	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	1.031	4.056	23,1	46,9	3,2	2,8	94,0
Castellón 2	542	903	3.754	19,8	44,4	0,0	4,3	95,7
Castellón total	1.084	1.934	3.905	21,4	45,7	1,6	3,6	94,9
C.Colón 1	70	22	546	3,6	57,6	0,0	1,0	99,0
C.Colón 3	160	35	592	3,3	37,0	0,0	23,8	76,2
C.Colón total	230	57	578	3,4	42,9	0,0	16,9	83,1
Escombreras 1	70	21	578	3,5	51,9	0,0	1,5	98,5
Escombreras 2	70	22	625	3,6	50,3	0,0	0,5	99,5
Escombreras 3	140	259	2.957	21,8	62,6	0,0	3,4	96,6
Escombreras 4	289	360	2.158	14,6	57,7	0,0	3,1	96,9
Escombreras 5	289	324	2.208	13,3	50,8	0,0	4,0	96,0
Escombreras total	858	986	2.051	13,5	56,0	0,0	3,1	96,9
Málaga 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	111	1.390	12,0	66,5	0,0	11,9	88,1
Sabón 2	350	545	2.583	18,3	60,3	0,0	3,4	96,6
Sabón total	470	656	2.278	16,8	61,3	0,0	5,6	94,4
San Adrián 2	350	128	922	4,5	39,7	0,0	7,5	92,5
Santurce 2	542	360	1.396	7,7	47,6	0,0	1,8	98,2
<b>Total fuel</b>	<b>4.632</b>	<b>4.446</b>	<b>1.938</b>	<b>13,8</b>	<b>49,5</b>	<b>0,4</b>	<b>20,5</b>	<b>79,1</b>
Aceca 1	314	596	3.769	21,6	50,4	0,0	0,1	99,9
Algeciras 1	220	171	1.688	9,3	46,0	0,3	4,6	95,1
Algeciras 2	533	1.250	4.472	27,9	52,4	0,0	4,3	95,7
Algeciras total	753	1.421	3.659	22,5	51,6	0,1	4,4	95,5
Besós 1	150	45	427	3,5	70,3	0,0	2,8	97,2
Besós 2	300	358	2.101	16,0	56,8	0,0	15,2	84,8
Besós total	450	403	1.543	11,5	58,0	0,0	11,1	88,9
C.Colón 2	148	182	2.694	15,7	45,6	0,0	10,6	89,4
San Adrián 1	350	179	1.277	6,4	40,0	0,0	9,4	90,6
San Adrián 3	350	284	1.558	9,3	52,1	0,0	0,4	99,6
San Adrián total	700	463	1.418	7,9	46,7	0,0	4,9	95,1

(Sigue)



### Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos (Continuación)

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Foix	520	678	2.597	15,7	50,2	3,0	2,5	94,5
Santurce I	377	527	1.305	16,4	107,1	0,0	2,8	97,2
GICC (Elcogás)	320	1.533	6.297	75,6	76,1	17,3	10,5	72,2
<b>Total mixtos</b>	<b>3.582</b>	<b>5.803</b>	<b>2.759</b>	<b>19,8</b>	<b>58,7</b>	<b>2,0</b>	<b>5,3</b>	<b>92,7</b>
<b>Total fuel/mixtos</b>	<b>8.214</b>	<b>10.249</b>	<b>2.296</b>	<b>16,7</b>	<b>54,3</b>	<b>1,1</b>	<b>13,9</b>	<b>85,0</b>

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que esta disponible.

(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

### Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	1999		2000		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.250	12,3	7.765	12,5	7,1
Almaraz II	983	8.395	14,3	7.683	12,4	-8,5
Ascó I	1.028	8.472	14,4	8.012	12,9	-5,4
Ascó II	1.015	7.511	12,8	8.795	14,1	17,1
Cofrentes	1.025	7.772	13,2	7.715	12,4	-0,7
Garoña	466	3.483	5,9	4.030	6,5	15,7
José Cabrera	160	1.177	2,0	1.168	1,9	-0,8
Trillo I	1.066	7.263	12,3	8.733	14,0	20,2
Vandellós II	1.082	7.529	12,8	8.305	13,4	10,3
<b>Total</b>	<b>7.799</b>	<b>58.852</b>	<b>100,0</b>	<b>62.206</b>	<b>100,0</b>	<b>5,7</b>



### Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)	Horas Func.	Coeficientes utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
				S/Disponible (1)	En horas de acoplamiento (2)	Revisión Anual	Averías	
Almaraz I	974	7.765	8.143	97,7	98,0	6,8	0,2	93,0
Almaraz II	983	7.683	8.172	95,7	95,7	7,0	0,0	93,0
Total Almaraz	1.956	15.447	8.158	96,7	96,8	6,9	0,1	93,0
Ascó I	1.028	8.012	8.059	98,9	98,9	7,3	1,2	91,5
Ascó II	1.015	8.795	8.761	98,9	98,9	0,0	0,3	99,7
Total Ascó	2.043	16.808	8.408	98,9	99,0	3,7	0,7	95,6
Cofrentes	1.025	7.715	7.825	96,5	96,2	11,1	0,1	88,8
Garroña	466	4.030	8.731	99,1	99,1	0,0	0,6	99,4
José Cabrera	160	1.168	7.850	95,6	93,0	9,8	3,3	86,9
Trillo I	1.066	8.733	8.251	98,9	99,3	5,5	0,2	94,3
Vandellós II	1.082	8.305	7.855	97,7	97,7	8,7	1,8	89,5
<b>Total</b>	<b>7.799</b>	<b>62.206</b>	<b>8.178</b>	<b>97,8</b>	<b>97,5</b>	<b>6,3</b>	<b>0,6</b>	<b>93,1</b>

(1) Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que esta disponible.  
(2) Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo).

### Factor de carga y producción de los grupos nucleares

	Almaraz I	Almaraz II	Ascó I	Ascó II	Cofrentes	Garroña	J.Cabrera	Trillo I	Vandellós II	Total
Potencia (MW)	974	983	1.028	1.015	1.025	466	160	1.066	1.082	7.799
Producción (GWh)										
Año 1999	7.250	8.395	8.472	7.511	7.772	3.483	1.177	7.263	7.529	58.852
Año 2000	7.765	7.683	8.012	8.795	7.715	4.030	1.168	8.733	8.305	62.206
Δ%	7,1	-8,5	-5,4	17,1	-0,7	15,7	-0,8	20,2	10,3	5,7
Ciclo Operación (a 31-12-2000)	XV	XIII	XV	XIII	XIII	XXI	XXV	XIII	XII	
Factor de carga (%)										
Año 1999	85	98	99	88	87	85	84	78	81	87
Año 2000	91	89	90	99	86	98	83	93	87	91
Δ%	6,8	-8,7	-8,7	12,3	-1,0	15,4	-1,0	19,9	7,5	4,1

## 5 Régimen especial



En 2000, el ritmo de crecimiento de la energía procedente del régimen especial se ha atenuado respecto a años anteriores, registrándose un incremento del 9,3 %, 13,9 puntos inferior a 1999. Este hecho ha tenido su origen en el estancamiento de las adquisiciones procedentes de energías no renovables, debido al encarecimiento en los precios del petróleo y del gas. Por su parte, las adquisiciones procedentes de energías renovables han mantenido la progresión ascendente de los últimos años, con un crecimiento del 30,0%.

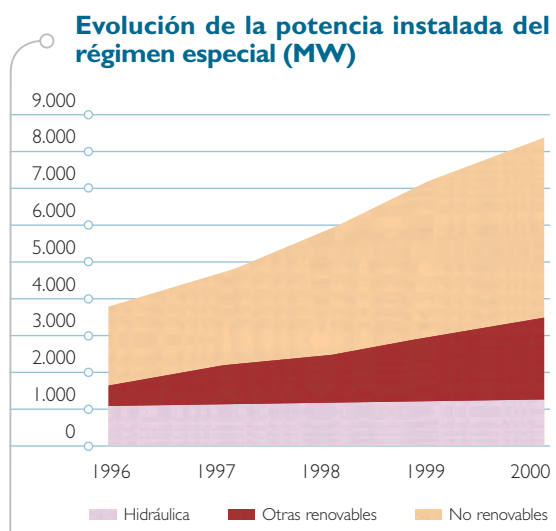
En junio de 2000 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, el cual ha introducido modificaciones en la regulación del régimen especial a través de dos artículos, el primero relativo a la obligación de determinadas instalaciones del régimen especial de realizar ofertas económicas al operador del mercado, y el segundo a la obligación para algunas instalaciones de comunicar sus excedentes previstos en cada período de programación y la aplicación de un mecanismo de penalización de los desvíos entre sus energías previstas y entregadas.

### 5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

La energía adquirida al régimen especial en el sistema peninsular ha ascendido a 26.526 GWh, con

un crecimiento del 9,3% respecto al año anterior, siendo su contribución a la cobertura de la demanda en b.c. del 13,6 %.

La capacidad instalada a final de año alcanzaba los 8.318 MW lo que supone un 15,9 % del total del sistema eléctrico peninsular, de los cuales 3.518 MW correspondían a energías renovables y 4.800 MW a no renovables, siendo los incrementos de capacidad correspondiente a nuevos productores de 473 MW y 649 MW respectivamente.



Si bien en términos de potencia la nueva capacidad instalada ha supuesto tasas de crecimiento similares para energías renovables y no renovables, ambas situadas en torno al 15,5% respecto a 1999, las diferencias resultan significativas cuando se comparan los crecimientos en términos de energía adquirida:



### Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

	Potencia instalada (MW)		Energía adquirida (GWh)	
	2000	%2000/1999	2000	%2000/1999
<b>Renovables</b>	<b>3.518</b>	<b>15,5</b>	<b>9.819</b>	<b>30,0</b>
Hidráulica	1.341	4,0	4.145	10,9
Otras renovables	2.177	24,1	5.674	48,6
<b>No renovables</b>	<b>4.800</b>	<b>15,6</b>	<b>16.707</b>	<b>-0,1</b>
<b>Total</b>	<b>8.318</b>	<b>15,6</b>	<b>26.526</b>	<b>9,3</b>

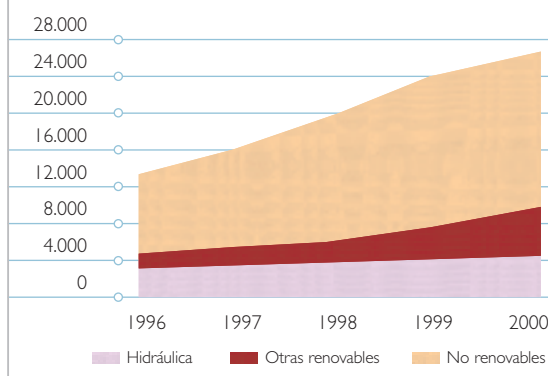
**Energías renovables:** las adquisiciones procedentes de energías renovables han supuesto un total de 9.819 GWh con un crecimiento del 30,0% respecto a 1999 y una contribución a la cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular en b.c. del 5,0%.

- La energía procedente de las centrales hidráulicas ha aportado un total de 4.145 GWh, lo que supone un crecimiento del 10,9%, valor ligeramente superior al incremento medio del régimen especial. La nueva potencia instalada y las elevadas precipitaciones registradas durante la primavera y los dos últimos meses del año han favorecido el crecimiento de esta energía.
- Al igual que en años anteriores, las mayores variaciones del régimen especial se han producido en las instalaciones abastecidas con fuentes de energía renovables no hidráulicas cuyas adquisiciones han alcanzado los 5.674 GWh, con un crecimiento del 48,6% respecto al año anterior. Este crecimiento, se corresponde con un aumento de la capacidad instalada de 422 MW, un 24,1% superior a 1999.

de estas energías, al haber incrementado su producción un 69,8 % respecto a 1999.

**Energías no renovables:** En contraste con el elevado crecimiento de años anteriores, las adquisiciones procedentes de energías no renovables se han situado en niveles similares a 1999, con unos excedentes totales de 16.707 GWh, hecho que ha determinado la notable disminución del crecimiento del conjunto del régimen especial y que ha venido provocado por las alzas en los precios del petróleo y del gas natural ocurridas durante el año 2000.

### Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)



La energía de origen eólico, que representa en el conjunto de las energías renovables no hidráulicas, un 86,1% de la capacidad instalada, ha contribuido de forma decisiva al crecimiento

### 5.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial

En la actualidad coexiste una diferente regulación para los precios de la energía adquirida al régimen

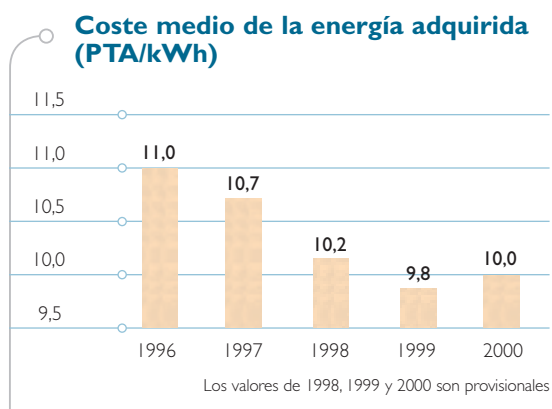


especial, al amparo de las disposiciones de la Ley 54/1997 y sus normas de desarrollo:

- Por una parte, la Ley había previsto para las instalaciones de producción de energía eléctrica que estuvieran acogidas al régimen económico del Real Decreto 2366/1994, a la entrada en vigor de la Ley, y para aquellas otras a las que se refería la Disposición Adicional segunda del citado Real Decreto, el mantenimiento de dicho régimen, en tanto subsistiera la retribución de los costes de transición a la competencia.
- Como desarrollo de la Ley, el Real Decreto 2818/1998 estableció un régimen económico para las instalaciones exentas del sistema general de ofertas por el que los precios de la energía adquirida quedaban referenciados a los del mercado de producción complementados con un incentivo, diferente dependiendo del tipo de instalación. Quedaban excluidas de este régimen, aquellas instalaciones que se encontraban acogidas al Real Decreto 2366/1994 y a su disposición adicional segunda.
- La publicación en junio del año 2000 del Real Decreto-Ley 6/2000, supone para las instalaciones de más de 50 MW acogidas al Real Decreto 2366/1994 la obligación de ofertar al mercado de producción, mientras que para las que superen los 5 MW, ya estén acogidas al Real Decreto 2366/1994 o al Real Decreto 2818/1998, se les otorga la capacidad para realizar ofertas. Tanto para las instalaciones obligadas como para las que ejerzan el derecho a ofertar, la retribución será el precio resultante del sistema de casación más 1,5 PTA/kWh en con-

cepto de garantía de potencia, o la cantidad que se determine reglamentariamente.

El coste medio en 2000 de la energía adquirida al régimen especial se situó en 10,0 PTA/kWh, un 2% superior al del año anterior. Este incremento es debido, por una parte, al aumento del peso de las energías renovables, que son las de mayor coste medio, y por otra al efecto que ha tenido la elevación de los precios del mercado de producción sobre las instalaciones del régimen especial que tienen su retribución ligada a estos precios.





## 5 Régimen especial



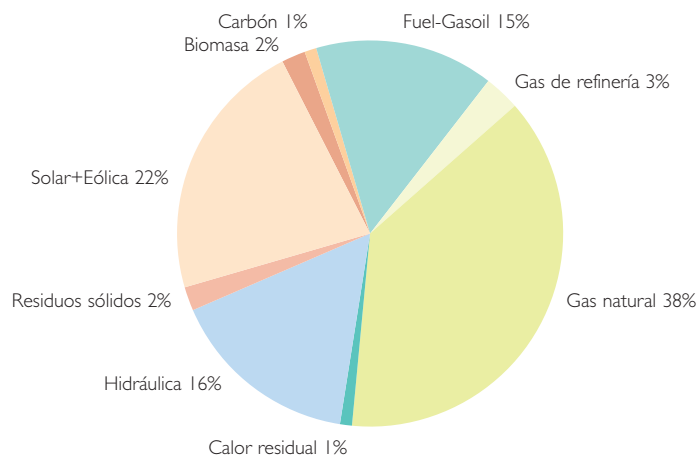
Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible	52
Estructura de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible	52
Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible	53
Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible	53



### Estructura y evolución de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible (MW)

	1996	1997	1998	1999	2000	%2000/1999
<b>Renovables</b>	1.419	1.731	2.165	3.045	3.518	15,5
Hidráulica	1.026	1.095	1.158	1.290	1.341	4,0
Otras renovables	392	636	1.007	1.755	2.177	24,1
Biomasa	83	84	87	120	127	5,8
Eólica	163	405	759	1.460	1.875	28,4
R.S. Industriales	76	76	88	100	100	0,0
R.S. Urbanos	69	70	71	74	74	0,0
Solar	1	1	1	1	1	12,1
<b>No renovables</b>	2.393	2.867	3.544	4.151	4.800	15,6
Carbón residual	47	47	54	54	54	0,0
Carbón	69	69	69	69	69	0,0
Fuel-Gasoil	543	748	919	1.114	1.235	10,9
Gas de refinería	209	209	209	209	209	0,0
Gas natural	1.527	1.795	2.293	2.705	3.233	19,5
<b>Total</b>	<b>3.812</b>	<b>4.598</b>	<b>5.709</b>	<b>7.196</b>	<b>8.318</b>	<b>15,6</b>

### Estructura de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible







### Estructura y evolución de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible (GWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	%2000/1999
<b>Renovables</b>	<b>4.918</b>	<b>5.061</b>	<b>5.924</b>	<b>7.555</b>	<b>9.819</b>	<b>30,0</b>
Hidráulica	3.544	3.429	3.578	3.738	4.145	10,9
Otras renovables	1.374	1.632	2.346	3.817	5.674	48,6
Biomasa	357	193	214	322	377	17,1
Eólica	304	620	1.237	2.507	4.256	69,8
R.S. Industriales	458	455	534	587	600	2,2
R.S. Urbanos	255	363	360	400	439	9,7
Solar	1	1	1	1	2	11,9
<b>No renovables</b>	<b>8.741</b>	<b>11.100</b>	<b>13.786</b>	<b>16.725</b>	<b>16.707</b>	<b>-0,1</b>
Carbón residual	130	124	144	149	150	0,7
Carbón	40	108	106	93	97	4,3
Fuel-Gasoil	1.596	2.139	3.123	4.116	3.986	-3,2
Gas de refinería	1.010	984	912	844	757	-10,3
Gas natural	5.965	7.745	9.501	11.523	11.717	1,7
<b>Total</b>	<b>13.659</b>	<b>16.161</b>	<b>19.710</b>	<b>24.280</b>	<b>26.526</b>	<b>9,3</b>

### Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible

