

*Boletín Estadístico de*

# ENERGÍA ELÉCTRICA

FEBRERO 2000. Nº 21



MINISTERIO  
DE INDUSTRIA  
Y ENERGÍA



**RED**  
ELÉCTRICA  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Balance eléctrico por Comunidades Autónomas	

#### Fuentes de información:

Comisión Nacional del Sistema Eléctrico  
Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad  
ENDESA  
Red Eléctrica de España

#### Portada:

Trabajos de mantenimiento en tensión  
Línea de 400 kV

Fecha de redacción: 14 de abril de 2000

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S.L.

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados  
disponibles en Internet:

Miner: <http://www.min.es>  
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- Después del extraordinario crecimiento registrado el pasado mes de enero, en febrero se ha moderado el ritmo de incremento del consumo de energía eléctrica, al alcanzarse una demanda mensual de 15.826 GWh, un 5,7% mayor que la del mismo mes del año anterior.
- Esta desaceleración del crecimiento de la demanda tiene su origen en las temperaturas registradas en febrero, muy superiores a las habituales para este mes, que han tenido una influencia negativa sobre la demanda del 6,0%. Por su parte, el efecto de la laboralidad ha incrementado la demanda en un 3,5%, debido al día adicional del año bisiesto, con lo que, una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha

alcanzado el 8,2%, tasa que iguala la registrada en enero, la mayor desde julio de 1998.

- Después de tres meses consecutivos de ligera recuperación de la aportación de la producción hidroeléctrica, la estructura de producción del mes de febrero vuelve a estar marcada por el bajo producible hidráulico registrado, el cuarto más bajo para un mes de febrero desde el año 1920. De esta forma, la producción hidroeléctrica ha generado este mes el 11,2% de la producción bruta, cuatro puntos menos que en enero, descenso que sólo se ha traducido en una ligera mejoría de la contribución de la generación con centrales térmicas convencionales, que se ha situado en el 51,1%, apenas un punto mayor que la del mes ante-

rior debido al efecto negativo del menor crecimiento de la demanda. Por su parte, por tercer mes consecutivo, las centrales nucleares han funcionado a pleno rendimiento, favorecidas por la ausencia de actuaciones programadas, y han aportado el 37,7% de la producción bruta mensual, tres puntos más que el mes anterior.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero la demanda ha ascendido a 802 GWh, con un crecimiento del 7,8%. Corrigiendo el efecto del año bisiesto, el incremento de demanda apenas supera el 4%, la tasa más baja registrada desde el mes de octubre de 1998.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el los dos primeros meses del año ha sido de 7,34 PTA/kWh, un 14,2% mayor que en el mismo periodo del año anterior, debido al fuerte incremento del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los otros agentes.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el período enero-febrero ha sido 9,80 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ascendió a 7,15 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se situó en 7,61 PTA/kWh, un 20% superior al precio de compra de la energía para los otros agentes.
- En febrero, los precios en el mercado de producción han continuado la senda alcista aunque a un menor ritmo que el mes anterior. El precio medio final ha sido 7,02 PTA/kWh, un 4,6% más que el mes anterior. El precio en el mercado diario ha aumentado un 8,4%, mientras que el conjunto Otros mercados ha experimentado una fuerte disminución, 65,1%.
- Respecto al mes de febrero de 1999, el precio final ha aumentado un 12,9%, como consecuencia del aumento del 19,7% del mercado diario. Tanto la garantía de potencia como el concepto de otros mercados han disminuido un 11,7% y un 16,7% respectivamente.

Balance eléctrico	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>13.147</b>	<b>3,4</b>	<b>28.514</b>	<b>6,8</b>	<b>156.183</b>	<b>2,9</b>
Régimen especial	2.266	19,9	4.734	25,2	24.865	23,4
Intercambios internacionales	412	12,4	607	-0,6	5.716	71,8
<b>Demanda bruta</b>	<b>15.826</b>	<b>5,7</b>	<b>33.855</b>	<b>8,9</b>	<b>186.764</b>	<b>6,6</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>744</b>	<b>8,8</b>	<b>1.561</b>	<b>10,1</b>	<b>9.484</b>	<b>8,4</b>
Régimen especial	59	-3,3	115	-1,7	735	13,8
<b>Demanda bruta</b>	<b>802</b>	<b>7,8</b>	<b>1.676</b>	<b>9,2</b>	<b>10.219</b>	<b>8,8</b>

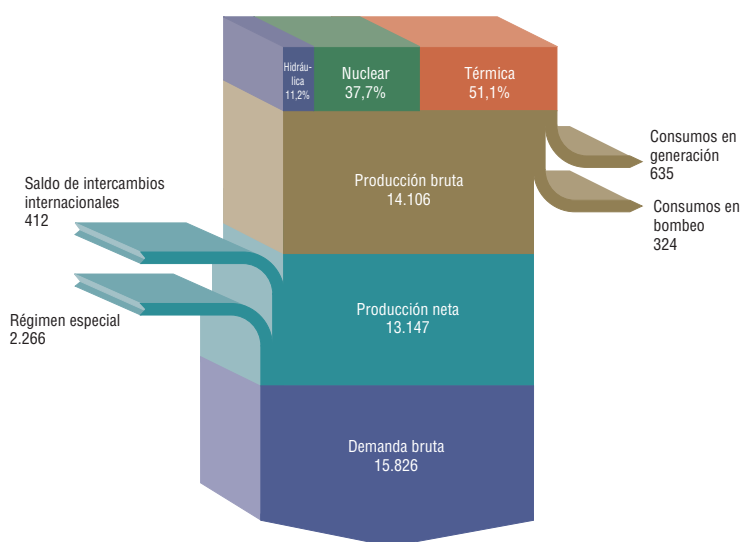
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Compras de los distribuidores (*)</b>	<b>7,83</b>	<b>14,1</b>	<b>7,61</b>	<b>17,1</b>	<b>6,90</b>	<b>6,4</b>
En el mercado	7,35	15,3	7,15	19,2	6,36	7,5
Al régimen especial	9,95	0,1	9,80	-0,7	9,76	-3,4
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>6,49</b>	<b>14,2</b>	<b>6,34</b>	<b>16,4</b>	<b>5,17</b>	<b>-9,0</b>
<b>Total</b>	<b>7,51</b>	<b>11,1</b>	<b>7,34</b>	<b>14,2</b>	<b>6,59</b>	<b>1,9</b>
En cent. Euro	4,51		4,41		3,96	

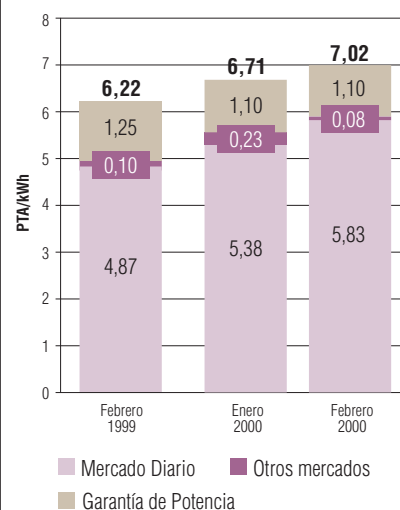
(\*) Distribuidores y Exportaciones REE.

(\*\*) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

### BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. FEBRERO (GWh)



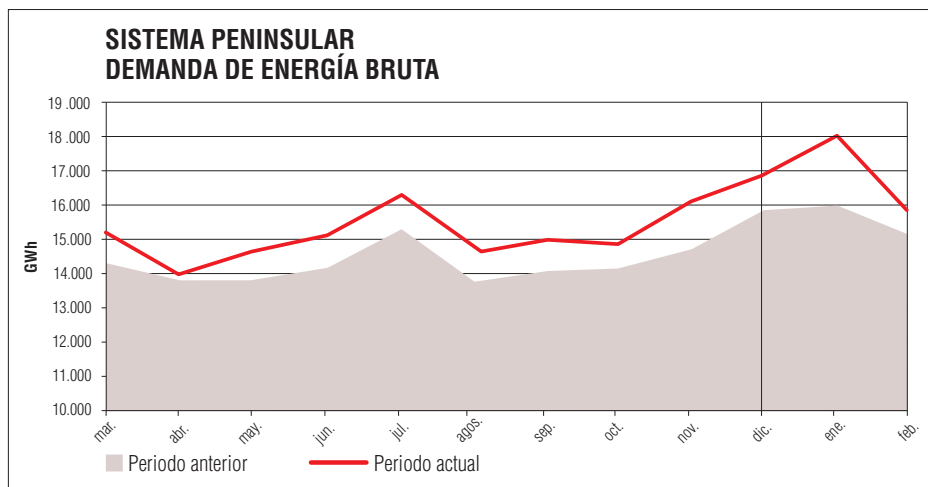
### MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

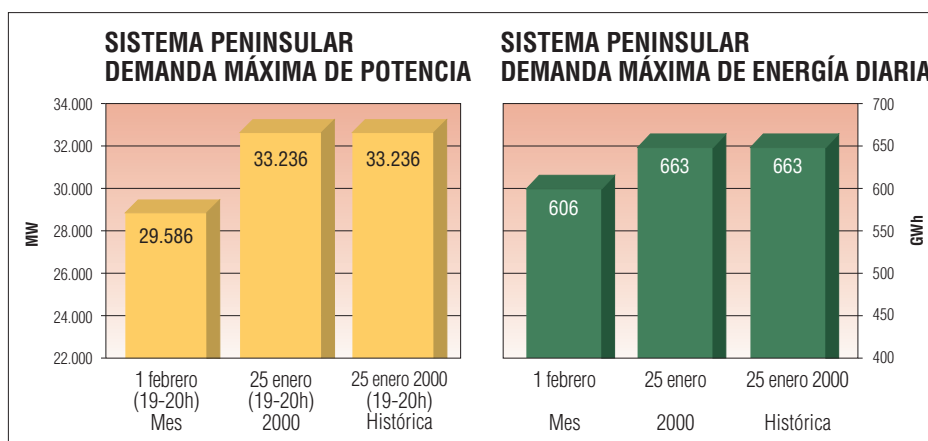
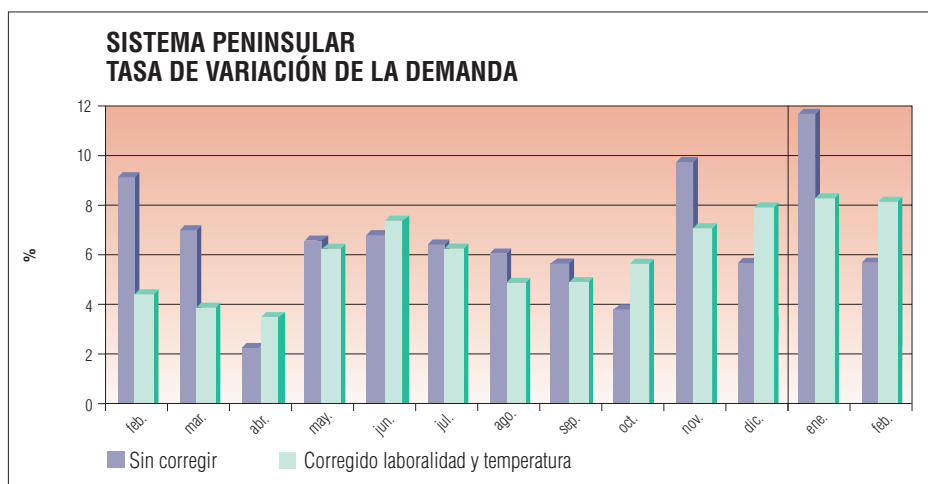
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de febrero alcanzó los 15.826 GWh, con un crecimiento del 5,7% respecto al año anterior.
  - La laboralidad tuvo una aportación positiva sobre la evolución de la demanda, incrementándola en un 3,5%, consecuencia de que este mes de febrero ha tenido un día más por ser el 2000 un año bisiesto.
  - En febrero las temperaturas fueron mucho más cálidas que las del año anterior y que el valor característico para este mes, reduciendo en un 6,0% el crecimiento de la demanda. Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las del año anterior, siendo esta diferencia más acusada en las semanas centrales del mes. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 16,9 °C, frente a los 13,9 °C del año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 6,4 °C, 2,0 °C más que en 1999.
  - Corregidos los efectos de la laboralidad y de las temperaturas, el crecimiento de la demanda se estima en un 8,2%, crecimiento similar al experimentado en el mes de enero, que fue el más alto desde el mes de julio de 1998.
- En los dos meses transcurridos del año 2000 el crecimiento acumulado de la demanda se ha situado en el 8,9%, más de un punto por encima del registrado en el mismo período del año anterior. Esta aceleración del ritmo de crecimiento de la demanda tiene su origen en el buen comportamiento de la actividad económica, que ha determinado un incremento de la demanda corregida del 8,2%, tres puntos más que el año anterior.
- La demanda máxima de potencia media horaria alcanzada en febrero ha sido de 29.586 MW, apenas un 2,3% superior a la del año anterior debido a las suaves temperaturas registradas. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se elevó a 606 GWh, un 5,2% por encima del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda mensual ha sido de 802 GWh, un 7,8% mayor que la de febrero de 1999. Deducido el efecto del año bisiesto, el crecimiento apenas supera el 4%, la tasa más baja registrada desde el mes de octubre de 1998. En los dos meses del año 2000 transcurridos, la demanda ha crecido un 9,2%, tasa que, a pesar del efecto positivo del día adicional de febrero, se sitúa por debajo de la alcanzada en el mismo período del año anterior.



Demanda bruta	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>15.826</b>	<b>5,7</b>	<b>33.855</b>	<b>8,9</b>	<b>186.764</b>	<b>6,6</b>
Efectos						
Laboralidad	-	3,5	-	1,8	-	0,5
Temperatura	-	-6,0	-	-1,1	-	-0,2
Activ. económica y otros	-	8,2	-	8,2	-	6,3
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>802</b>	<b>7,8</b>	<b>1.676</b>	<b>9,2</b>	<b>10.219</b>	<b>8,8</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



## COBERTURA DE LA DEMANDA

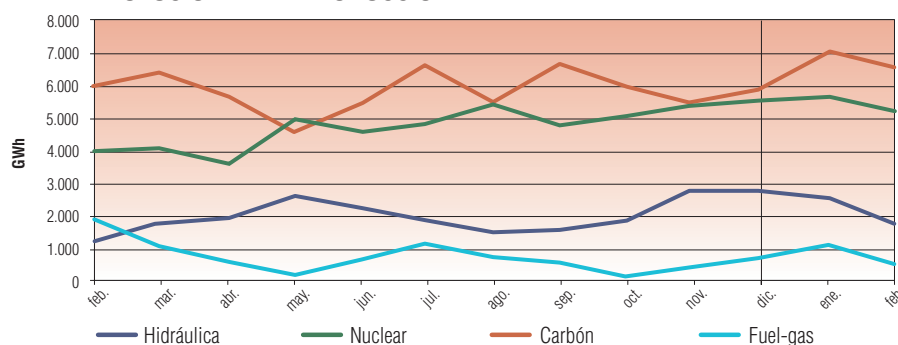
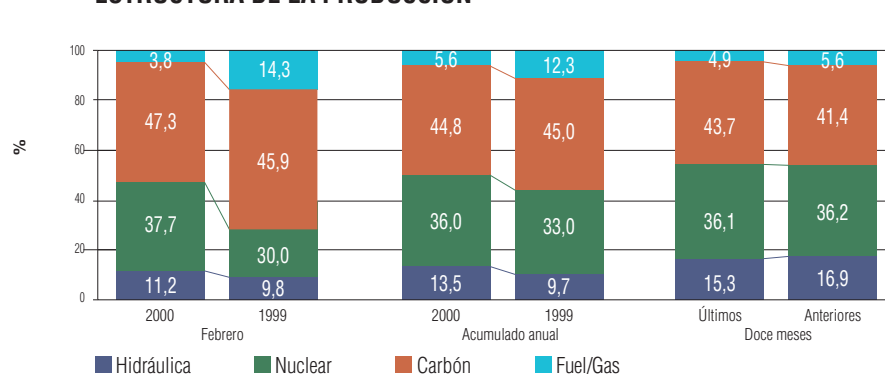
- La producción bruta peninsular en el mes de febrero ascendió a 14.106 GWh, con un crecimiento respecto al año anterior del 3,3%, debido en su práctica totalidad al efecto del día adicional del año bisiesto.
- Después de tres meses consecutivos de moderada recuperación de la producción hidroeléctrica como consecuencia de los aceptables producidos registrados durante el último cuatrimestre del año 1999, este mes la estructura de producción vuelve a estar marcada por un notable descenso de la producción con esta tecnología, que en febrero ha generado 1.000 GWh menos que en el mes anterior, con una aportación a la producción bruta mensual del 11,2%, cuatro puntos menos que en enero e igualmente más de tres puntos por debajo de su contribución en el conjunto del año 1999.
- Por su parte, la producción nuclear ha mantenido este mes un nivel de disponibilidad y utilización muy cercano al 100% debido a la ausencia de actuaciones programadas en las centrales, y ha aportado el 37,7% de la producción bruta mensual, tres puntos más que en enero y dos puntos por encima de su contribución en el año 1999.
- Al contrario de lo que sucede habitualmente, el descenso de la producción hidroeléctrica no se ha traducido en un incremento paralelo de la misma cuantía de la aportación de la producción térmica convencional, cuya participación en la estructura mensual se ha situado en el 51,1%, apenas un punto mayor que el mes pasado, debido al moderado crecimiento de la demanda que se ha producido este mes.
- En los dos primeros meses del año, la estructura de producción registrada difiere notablemente respecto al mismo período del año anterior. La producción hidroeléctrica y la producción nuclear han mejorado sus contribuciones en cuatro y tres puntos, respectivamente, reduciendo el peso específico de la producción térmica convencional. De igual forma, destaca el incremento de la participación en la cobertura de la demanda de las adquisiciones de energía al régimen especial, que ha alcanzado en los dos primeros meses del año el 13,9%, casi dos puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de febrero las centrales de fuel han incrementado su producción en un 12,6% respecto a febrero de 1999 y han aportado la práctica totalidad de la energía adicional necesaria para cubrir el incremento de demanda mensual. Por su parte, por segundo mes consecutivo, la energía adquirida al régimen especial no se ha incrementado, rompiéndose de momento la tendencia de fuertes crecimientos de esta energía que presidió el año 1999.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	1.575	17,2	4.122	47,0	25.489	-6,4
Nuclear	7.749	5.325	30,1	11.001	15,9	60.364	3,4
Carbón	11.273	6.673	6,5	13.692	5,6	73.042	9,3
Fuel-Gas	8.214	533	-72,7	1.717	-51,3	8.113	-9,9
<b>Producción bruta</b>	<b>43.760</b>	<b>14.106</b>	<b>3,3</b>	<b>30.532</b>	<b>6,1</b>	<b>167.007</b>	<b>3,5</b>
Consumos generación		-635	6,2	-1.330	4,4	-7.280	8,1
Consumos bombeo		-324	-5,4	-689	-15,2	-3.543	18,6
<b>Producción neta</b>		<b>13.147</b>	<b>3,4</b>	<b>28.514</b>	<b>6,8</b>	<b>156.183</b>	<b>2,9</b>
Régimen especial	6.493	2.266	19,9	4.734	25,2	24.865	23,4
Intercambios internacionales		412	12,4	607	-0,6	5.716	71,8
Importaciones		785	53,3	1.322	33,4	8.622	74,0
Exportaciones		-373	156,9	-714	88,1	-2.906	78,4
<b>Demanda bruta</b>		<b>15.826</b>	<b>5,7</b>	<b>33.855</b>	<b>8,9</b>	<b>186.764</b>	<b>6,6</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-100,0	0	-100,0	1	-74,7
Carbón	510	273	2,1	583	6,6	3.512	9,3
Fuel-oil	2.267	526	12,6	1.096	11,9	6.697	7,8
<b>Producción bruta</b>	<b>2.778</b>	<b>800</b>	<b>8,7</b>	<b>1.679</b>	<b>9,9</b>	<b>10.210</b>	<b>8,3</b>
Consumos generación		-56	6,8	-118	7,5	-726	6,3
<b>Producción neta</b>		<b>744</b>	<b>8,8</b>	<b>1.561</b>	<b>10,1</b>	<b>9.484</b>	<b>8,4</b>
Régimen especial	155	59	-3,3	115	-1,7	735	13,8
<b>Demanda bruta</b>		<b>802</b>	<b>7,8</b>	<b>1.676</b>	<b>9,2</b>	<b>10.219</b>	<b>8,8</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

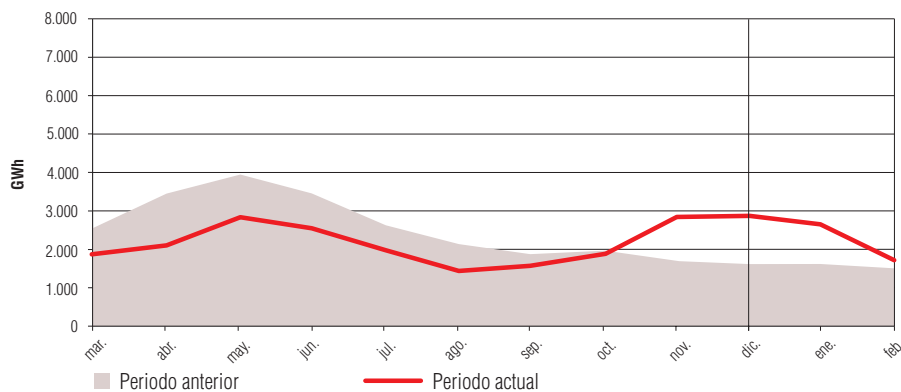
SISTEMA PENINSULAR  
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR  
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

**Producción hidroeléctrica**

- En el mes de febrero, después de tres meses de ligera recuperación, la producción hidroeléctrica ha regresado a los bajos registros que caracterizaron el año 1999, al alcanzar una producción de 1.576 GWh, 1.000 menos que el mes anterior, como consecuencia del pobre producible hidráulico registrado. Esta escasa producción supera, sin embargo, en un 17,2% a la del mismo mes del año anterior, que fue la más baja de los últimos años, y representa una aportación a la producción bruta mensual del 11,2%, un punto y medio más que en febrero de 1999, aunque cuatro puntos menos que en enero.
- A pesar de la floja producción de febrero, en los dos primeros meses del año la producción hidroeléctrica supera en un 47,0% a la del mismo período del año anterior y ha aportado el 13,5% de la producción bruta, cuatro puntos más que en los dos primeros meses de 1999, aunque todavía un punto por debajo de la contribución acumulada durante el año 1999.
- Hasta el mes de febrero todas las cuencas hidrográficas han incrementado sus producciones, con excepción de la cuenca del Guadalquivir y la del Ebro, que la han reducido ligeramente. Esta recuperación ha incidido en mayor medida en las cuencas de la mitad norte peninsular, que han aportado hasta febrero el 87,4% de la producción hidroeléctrica total, más de tres puntos por encima tanto de su aportación en los dos primeros meses del año anterior como de su contribución en el conjunto del año 1999.
- En todas las zonas las precipitaciones han sido muy escasas durante el mes de febrero, siendo en todas ellas muy inferiores al valor característico para este mes, y llegando a ser prácticamente nulas en la Meseta y Andalucía. Tan solo se registraron precipitaciones de cierta importancia en la zona noroeste.
- Desde el punto de vista hidrológico, este mes ha sido extremadamente seco, registrándose una energía producible de 1.170 GWh, valor que supone el 29% del valor medio histórico para este mes. Este producible es el cuarto valor más bajo registrado en un mes de febrero desde 1920.
- En los dos primeros meses del año 2000 el producible hidráulico ha ascendido a 2.950 GWh, el 37% de su valor medio histórico, valor muy similar al registrado en el mismo período del año anterior.

**Energía hidráulica producible:** es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo.

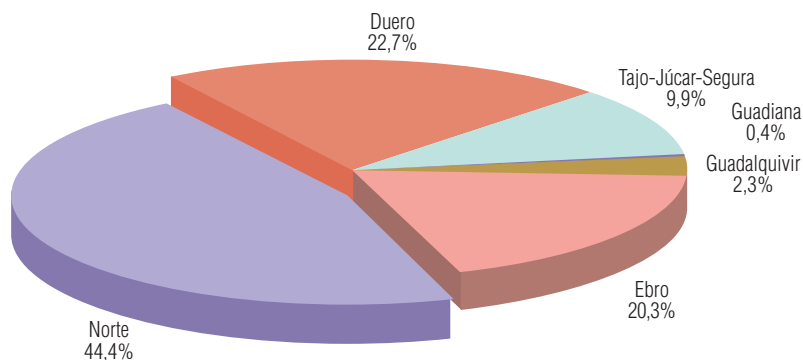
**SISTEMA PENINSULAR  
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**



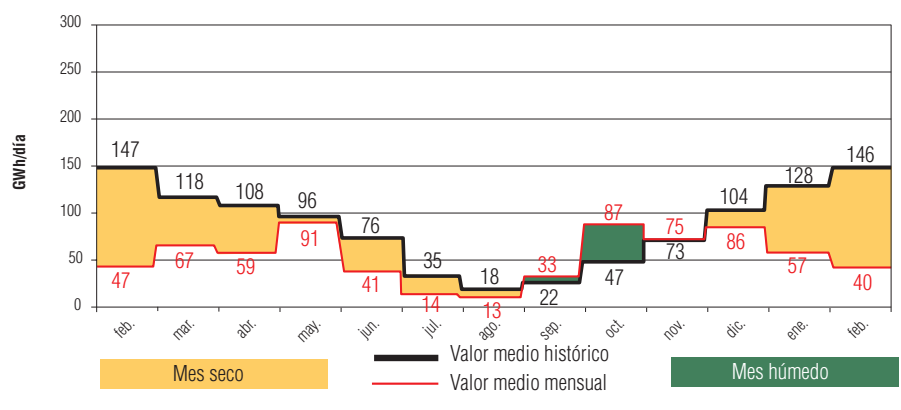
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	645	40,6	1.831	89,5	9.468	12,1
Duero	3.550	400	55,0	935	70,8	5.677	-20,6
Tajo-Júcar-Segura	4.093	131	-20,0	407	21,2	2.870	-28,0
Guadiana	233	8	955,1	17	1.403,8	228	237,0
Guadalquivir	1.016	38	-18,2	94	-7,3	920	-7,3
Ebro	3.483	352	-15,3	838	-1,6	6.325	-4,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.524</b>	<b>1.575</b>	<b>17,2</b>	<b>4.122</b>	<b>47,0</b>	<b>25.489</b>	<b>-6,4</b>
Canarias	1	0	-100,0	0	-100,0	1	-74,7
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-100,0</b>	<b>0</b>	<b>-100,0</b>	<b>1</b>	<b>-74,7</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

**SISTEMA PENINSULAR  
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL**



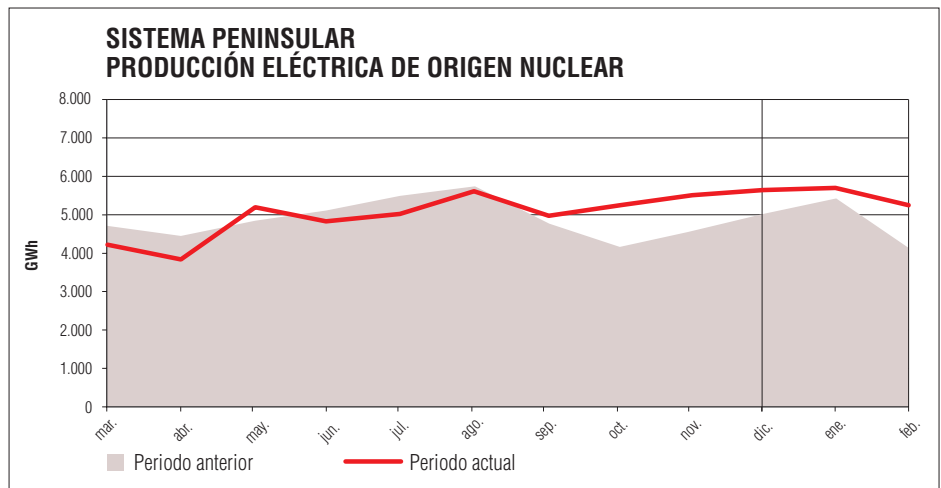
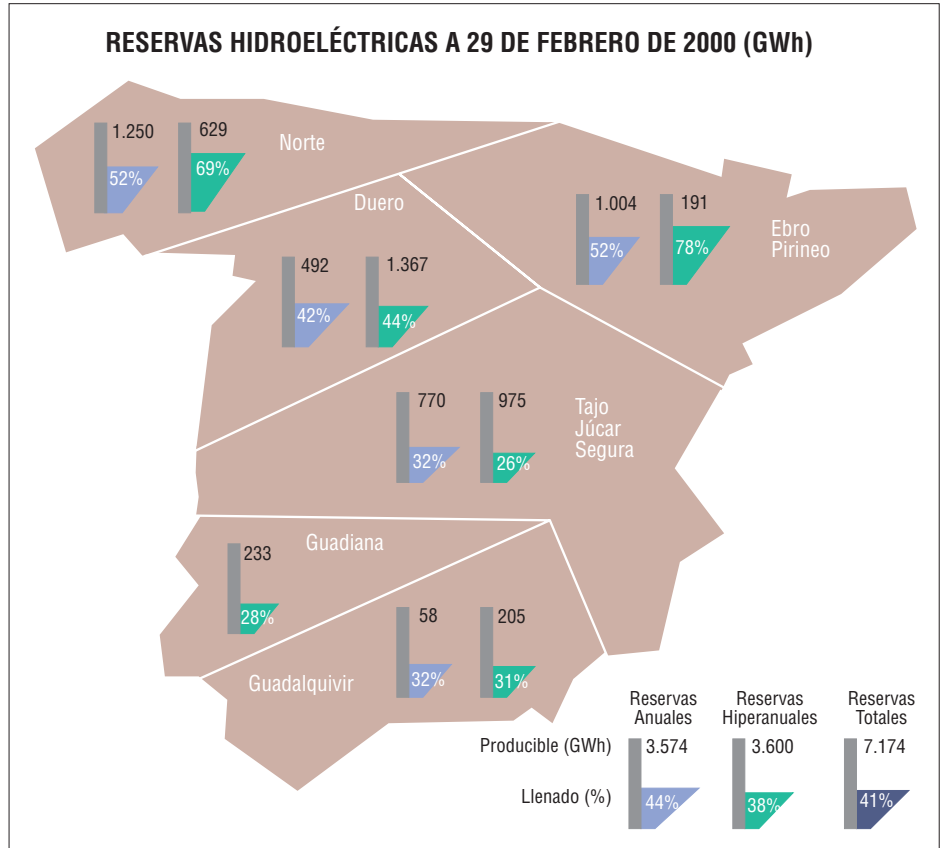
**SISTEMA PENINSULAR  
ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE**



- En el mes de febrero, la producción hidroeléctrica ha superado en un 35% al producible hidráulico mensual, con lo que el volumen de reservas de los embalses ha vuelto a reducirse respecto al mes anterior, situándose en 7.174 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 40,7%, un punto por debajo del mes anterior. Este nivel de reservas, el décimo más bajo registrado en un mes de febrero desde el año 1965, es inferior en trece puntos al almacenado al finalizar el mes de febrero de 1999.
- Las reservas de los embalses de régimen anual ascendían al finalizar febrero a 3.574 GWh, con un volumen de llenado del 43,8%, casi un punto inferior al del mes anterior, y cuatro puntos por debajo del registrado al finalizar el mes de febrero de 1999. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 51,7% en la cuenca Ebro y un mínimo del 31,6% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.600 GWh, con un nivel de llenado del 37,7%, valores ambos ligeramente inferiores a los del mes anterior y todavía muy alejados de los más de 9.500 GWh y el 59% de llenado alcanzados en febrero de 1999. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Ebro, con el 78,0%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 25,9% de llenado.

**Producción nuclear**

- En el mes de febrero la producción nuclear ha mantenido los altos registros de los últimos dos meses, alcanzando una generación de 5.325 GWh, valor que, corregido el efecto de los dos días menos del mes de febrero, se sitúa en el entorno de los más altos de siempre. Esta producción supera en un 30,1% a la del mismo mes del año anterior debido en su mayor parte a la ausencia total de actuaciones programadas, que contrasta con las revisiones realizadas en febrero de 1999 en las centrales de Garoña y Trillo que ocuparon la mayor parte del mes.
- La producción nuclear de febrero representa una aportación a la producción bruta mensual del 37,7%, casi ocho puntos por encima de la registrada en febrero del año anterior y tres puntos superior a su contribución el pasado mes de enero.
- La disponibilidad del equipo nuclear en el mes de febrero ha sido del 99,4%, casi veinticuatro puntos por encima del mismo mes del año anterior, como consecuencia de la ausencia de actuaciones programadas en las centrales. De igual forma, el factor de carga se situó en febrero en el 98,7%, casi veinte puntos superior al registrado en febrero de 1999.



Producción bruta Nuclear	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	104	7,1	216	6,6	1.190	2,5
Garoña	466	311	-	655	350,9	3.993	14,7
Almaraz I	974	672	4,1	1.393	2,2	7.280	-13,1
Ascó I	979	671	2,4	1.393	0,9	8.485	10,9
Almaraz II	983	668	2,6	1.386	1,2	8.411	35,0
Cofrentes	1.025	704	14,6	1.419	5,4	7.845	-8,6
Ascó II	1.015	703	8,0	1.454	5,9	7.593	-1,6
Vandellós II	1.082	753	14,7	1.555	11,2	7.685	-11,8
Trillo I	1.066	739	502,7	1.530	67,8	7.882	22,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.749</b>	<b>5.325</b>	<b>30,1</b>	<b>11.001</b>	<b>15,9</b>	<b>60.364</b>	<b>3,4</b>

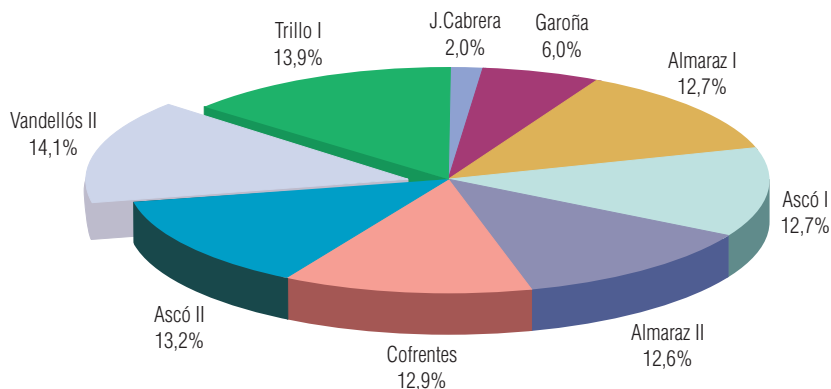
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

- En los dos primeros meses del año, la producción nuclear ha ascendido a 11.001 GWh, un 15,9% por encima del mismo período del año anterior, con una aportación a la producción bruta del período del 36,0%, tres puntos superior a la de los dos primeros meses del año anterior.
- Después de dos meses en los que no se han registrado actuaciones programadas, los valores acumulados de los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del equipo nuclear se han situado en el 99,7% y el 99,8%, respectivamente, valores ambos que superan ampliamente los registrados en el mismo período del año 1999.
- Durante el mes de febrero se han fabricado 18 elementos de combustible nuclear tipo PWR para el grupo II de la central de Almaraz. De igual forma, este mes se han fabricado 113 elementos tipo BWR para la central de TVO de Finlandia. Por el contrario, en febrero no se han importado elementos de combustible de ningún tipo.
- Durante los dos primeros meses del año 2000 se ha producido un total de 187 elementos combustibles, 15 más que en el mismo período del año anterior. Por su parte, hasta el mes de febrero no se ha importado ningún elemento combustible, frente a los 188 que se importaron durante los dos primeros meses de 1999.

## Producción térmica convencional

- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales ascendió en febrero a 7.206 GWh, cifra que representa una aportación a la producción bruta del mes del 51,1%, casi diez puntos inferior a la del mismo mes del año anterior, en el que se registró una de las mayores producciones con esta tecnología de los últimos años.
- Tras el dato de febrero, en los dos primeros meses del año la producción térmica convencional ha sido de 15.409 GWh, inferior en un 6,6% al año anterior, y ha aportado el 50,4% de la producción bruta del período, siete puntos menos que en los dos primeros meses de 1999, debido al incremento de la producción hidroeléctrica en el período.
- Por tecnologías, en el período enero-febrero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 72,9% de la producción térmica total,

### PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL

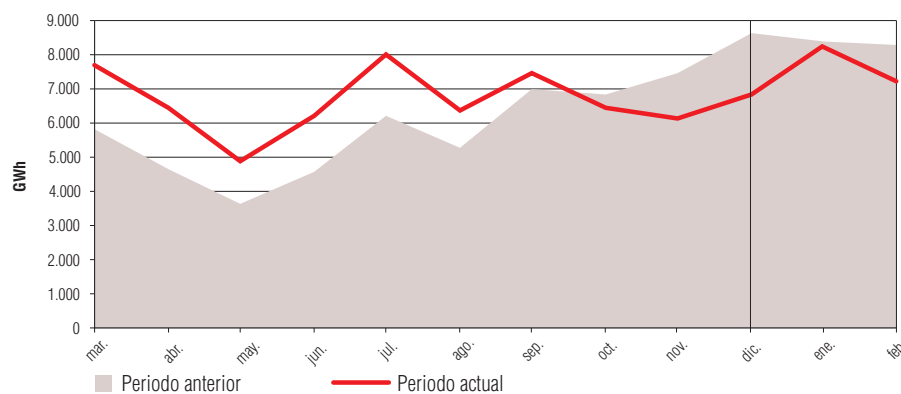


Grupo	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	93,0	0,0	0,0	93,7	0,0	0,0
Garoña	95,8	0,0	1,9	97,6	0,0	0,9
Almaraz I	99,2	0,0	0,0	99,4	0,0	0,0
Ascó I	98,4	0,0	0,0	98,8	0,0	0,0
Almaraz II	97,7	0,0	0,0	97,9	0,0	0,0
Cofrentes	98,6	0,0	0,0	96,1	0,0	0,0
Ascó II	99,6	0,0	3,8	99,5	0,0	1,8
Vandellós II	100,0	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
Trillo	99,7	0,0	0,0	99,7	0,0	0,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>98,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,6</b>	<b>99,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>

Combustible nuclear	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	31.505	285.600
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	18	37	236
Exportación	0	0	85
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	0
Exportación	113	150	280
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	48
BWR	0	0	0

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición. Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

### SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



casi nueve puntos más que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 15,9% de la producción mensual, un punto y medio más que el año anterior, mientras que las centrales de fue-gas han aportado el 11,1 restante, diez puntos menos que en los dos primeros meses del año anterior.

- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías. De esta forma, en los dos primeros meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustible el carbón de importación alcanzó el 41,1% del total, veinticinco puntos más que la aportación de las centrales de esta tecnología
- La disponibilidad del equipo térmico durante los dos primeros meses del año ha sido del 90,6%, dos puntos mayor que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la menor utilización del equipo térmico en el periodo ha situado el factor de carga en el 54,9%, cinco puntos inferior al del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-febrero las centrales de carbón han incrementado su producción en menor medida que las centrales de fuel y han aportado el 34,7% de la producción térmica total, un punto menos que en el mismo periodo del año anterior.

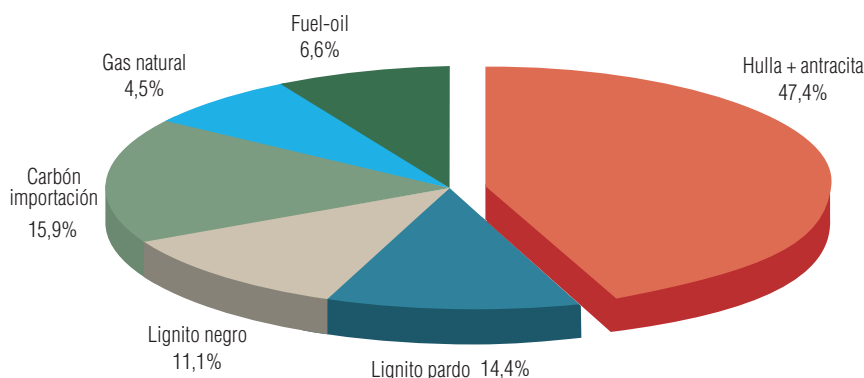
**Factor de carga:** mide la relación entre la energía producida durante un periodo de tiempo y la que se hubiera producido en este periodo funcionando a la potencia nominal.

**Factor de indisponibilidad:** es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado periodo de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando a la potencia nominal.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.009	3.608	10,6	7.304	8,7	38.768	14,5
Lignito pardo	1.950	1.010	-4,2	2.226	-2,2	13.874	-2,1
Lignito negro	1.450	810	8,3	1.717	7,3	7.444	-1,7
Carbón importación	1.864	1.245	3,8	2.445	3,1	12.956	15,3
Gas natural (*)	3.582	306	-6,6	694	-3,1	3.068	4,0
Fuel-oil	4.632	227	-86,0	1.024	-63,6	5.045	-16,6
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.487</b>	<b>7.206</b>	<b>-12,3</b>	<b>15.409</b>	<b>-6,6</b>	<b>81.155</b>	<b>7,0</b>
Carbón	510	273	2,1	583	6,6	3.512	9,3
Fuel-oil	2.267	526	12,6	1.096	11,9	6.697	7,8
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.777</b>	<b>800</b>	<b>8,8</b>	<b>1.679</b>	<b>10,0</b>	<b>10.209</b>	<b>8,3</b>

Δ% : tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

### SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA POR TECNOLOGÍA. ACUMULADO ANUAL



Tecnología	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	86,3	0,0	6,0	84,4	0,0	4,4
Lignito pardo	74,4	14,9	3,3	79,3	8,0	3,1
Lignito negro	80,2	0,0	12,1	82,2	0,0	7,6
Carbón importación	95,9	0,0	16,7	91,1	0,0	10,9
Gas natural (*)	12,2	0,0	7,8	13,4	0,0	8,3
Fuel-oil	7,0	0,0	14,7	15,4	0,0	16,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>53,1</b>	<b>1,5</b>	<b>9,6</b>	<b>54,9</b>	<b>0,8</b>	<b>8,6</b>
Carbón	77,0	2,9	0,3	85,9	1,5	0,2
Fuel-oil	35,7	5,2	3,4	34,5	3,6	3,8
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>43,7</b>	<b>4,8</b>	<b>2,8</b>	<b>47,3</b>	<b>3,2</b>	<b>3,2</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

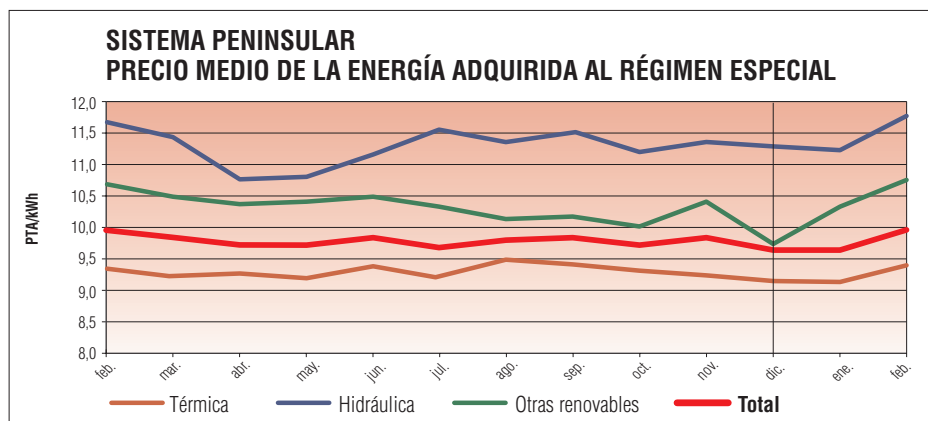
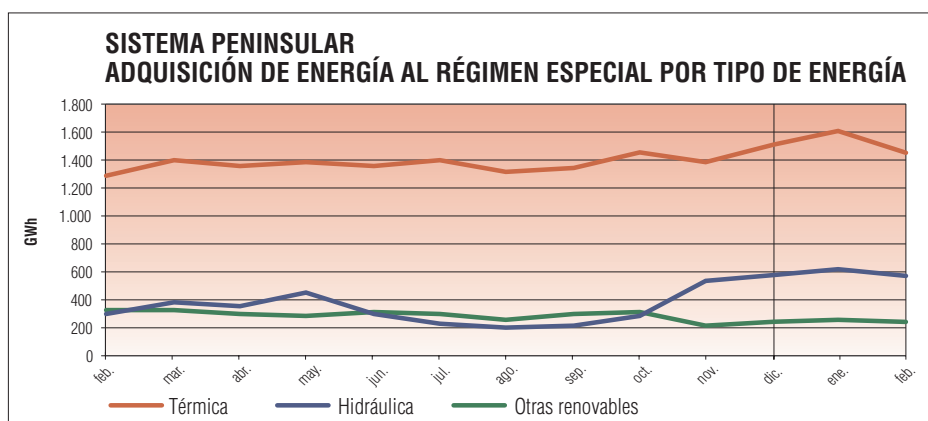
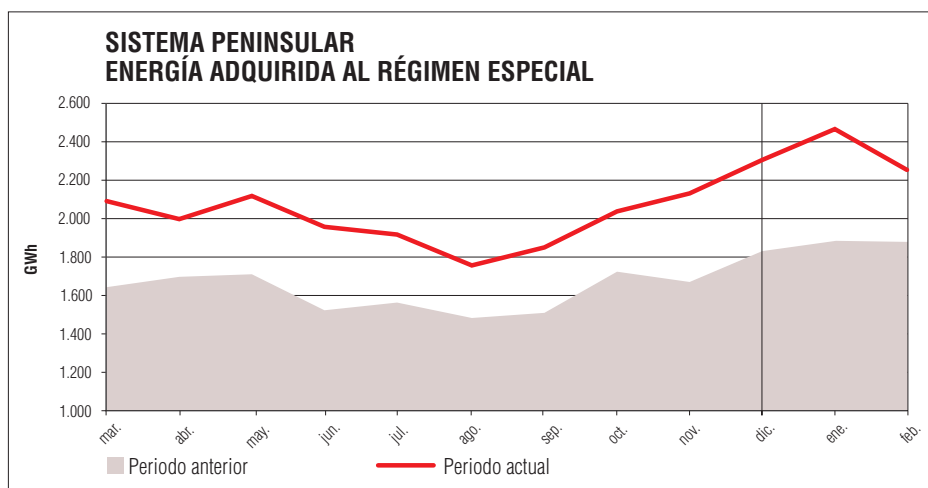
Combustible	Febrero					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.083	11,7	2.179	-13,7	2.806	2.133	2,2	5.394	10.282	-6,7	26.685
Lignito pardo	134	-29,7	3	-94,8	311	349	-26,1	818	2.700	-12,9	6.306
Lignito negro	127	-3,1	1.259	9,7	373	286	1,0	862	1.344	1,4	3.850
Carbón importación	1.115	14,5	885	-3,5	3.071	2.548	35,9	6.327	11.984	32,9	34.126
Gas natural (**)	89	-20,2	-	-	334	205	1,8	736	1.031	10,1	3.318
Gas siderúrgico	31	-7,4	-	-	224	64	-4,5	324	442	27,5	1.319
Fuel-oil	96	-83,3	625	42,0	88	403	-61,2	950	2.209	-5,0	5.551
<b>Sistema peninsular</b>	<b>2.675</b>	<b>-10,4</b>	<b>4.951</b>	<b>-2,7</b>	<b>7.206</b>	<b>5.987</b>	<b>-0,6</b>	<b>15.409</b>	<b>29.990</b>	<b>6,8</b>	<b>81.155</b>
Carbón	89	-0,9	113	63,0	273	185	0,0	583	1.157	10,3	3.512
Fuel-oil	109	11,1	97	27,1	526	236	15,1	1.096	1.436	10,6	6.697
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>197</b>	<b>5,4</b>	<b>210</b>	<b>44,2</b>	<b>800</b>	<b>422</b>	<b>8,0</b>	<b>1.679</b>	<b>2.592</b>	<b>10,5</b>	<b>10.209</b>

Δ% : tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (\*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (\*\*) Incluye GICC de ELCOGAS

## Régimen especial (\*)

- En febrero se ha moderado ligeramente el ritmo de crecimiento de las adquisiciones de energía al régimen especial, al alcanzarse un volumen de energía adquirida de 2.266 GWh, un 19,9% superior a la de febrero de 1999.
- Tras este dato, en los dos primeros meses del año, la energía adquirida al régimen especial ha crecido un 25,2%, nueve puntos más que el incremento registrado en el mismo período de 1999. Por tipo de combustible destaca el notable crecimiento de la energía de origen hidráulico, que casi ha duplicado su producción respecto al año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de febrero la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 59 GWh, valor muy similar al registrado en el mismo mes del año anterior, con lo que en los dos primeros meses del año la energía adquirida ha alcanzado los 115 GWh, cifra ligeramente inferior a la del año anterior, y ha aportado el 6,9% de la demanda del período casi un punto menos que su contribución durante el mismo período de 1999.
- En el mes de febrero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,95 PTA/kWh, con lo que el precio acumulado en los dos primeros meses del año se sitúa en 9,80 PTA/kWh. Este precio es inferior en un 0,7% al del mismo período del año anterior, como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 2000.
- Por tipo de combustible, en el período enero-febrero el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,50 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,56 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,20 PTA/kWh.

(\*) Como consecuencia del procedimiento de recopilación de la información relativa a la producción en régimen especial, los datos de potencia instalada, energía adquirida y precios correspondientes a un mes son provisionales, pudiendo ser revisados en meses sucesivos.



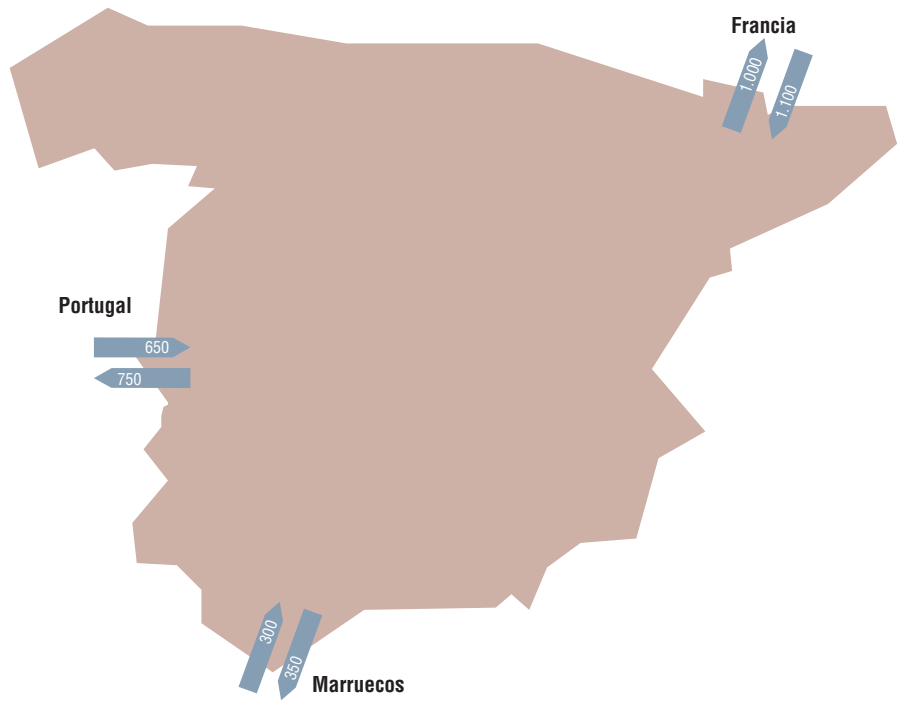
Combustible	Potencia MW	Febrero				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía GWh	Δ%	Precio medio PTA/kWh	Δ%	Energía GWh	Δ%	Precio medio PTA/kWh	Δ%	Energía GWh	Δ%	Precio medio PTA/kWh	Δ%
Térmica	3.927	1.473	14,8	9,34	0,1	3.077	19,3	9,20	-1,0	16.963	19,7	9,27	-4,0
Hidráulica	1.280	567	93,9	11,83	0,8	1.183	92,3	11,50	-0,9	4.652	39,0	11,30	-2,6
Otras renovables	1.286	227	-28,2	10,79	0,7	473	-19,1	10,56	0,0	3.250	23,9	10,33	-2,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>6.493</b>	<b>2.266</b>	<b>19,9</b>	<b>9,95</b>	<b>0,1</b>	<b>4.734</b>	<b>25,2</b>	<b>9,80</b>	<b>-0,7</b>	<b>24.865</b>	<b>23,4</b>	<b>9,76</b>	<b>-3,4</b>
Térmica	85	35	-6,2	7,38	0,8	68	-3,3	7,38	-5,2	453	16,9	7,69	-10,0
Hidráulica	0	0	-	-	-	0	-	-	-	0	-	-	-
Otras renovables	70	23	1,3	9,73	-8,6	47	0,7	9,57	-8,4	282	9,2	10,38	-2,7
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>155</b>	<b>59</b>	<b>-3,3</b>	<b>8,48</b>	<b>-6,2</b>	<b>115</b>	<b>-1,7</b>	<b>8,28</b>	<b>-8,4</b>	<b>735</b>	<b>13,8</b>	<b>8,98</b>	<b>-4,9</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

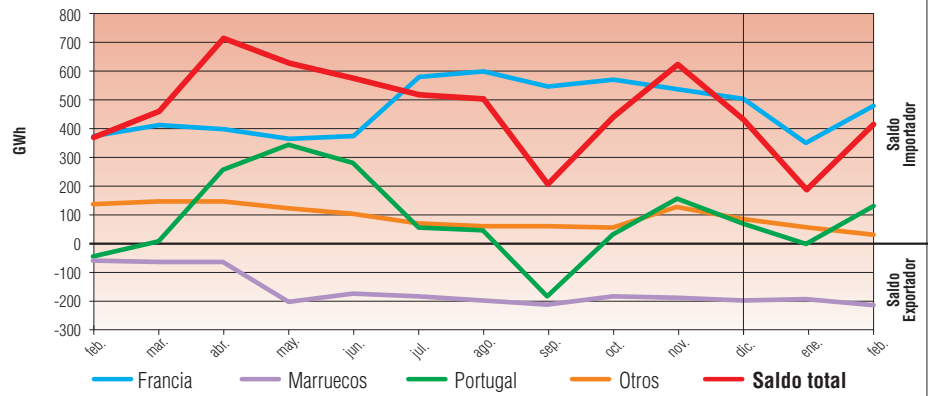
**Intercambios internacionales**

- En febrero el volumen de energía intercambiada con otros países ha ascendido a 1.158 GWh, un 76% más que en el mismo mes del año anterior. Cerca del 70% de este volumen de energía ha correspondido a importaciones, con lo que el saldo resultante ha sido importador en 412 GWh, un 12,4% superior al del año anterior.
- El 62% del volumen de energía intercambiada ha correspondido a operaciones realizadas por los agentes, frente al apenas 33% que representaron en febrero de 1999. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han contribuido con el 37% del volumen de energía y han aportado un saldo importador de 335 GWh, el 81% del total.
- Por países, en el mes de febrero el mayor volumen de intercambios de energía de los agentes se realizó con Portugal con 251 GWh, seguido de Marruecos con 176 GWh, Bélgica con 147 GWh, Francia con 104 GWh y finalmente Andorra con 38 GWh, con un saldo conjunto importador de 71 GWh.
- En el agregado de los dos meses del año transcurridos, el volumen de energía intercambiada, 2.026 GWh, supera en casi un 50% al del mismo período del año anterior. Este incremento tiene su origen en su mayor parte en el aumento de la energía intercambiada por los agentes, cuyo volumen ha sido casi dos veces y media superior al de los dos primeros meses del año 1999.
- El saldo de los intercambios internacionales para el conjunto de los dos primeros meses del año ha sido importador en 607 GWh, valor ligeramente inferior al obtenido en el mismo período del año anterior, debido a un crecimiento ligeramente superior de las operaciones de exportación de los agentes respecto a las operaciones de importación.
- Cerca del 38% del volumen de energía intercambiada con los agentes durante los dos primeros meses del año ha correspondido a operaciones con Portugal, el 26% con Marruecos, el 16% con Bélgica, el 13% con Francia y el 7% restante con Andorra.
- En el mes de febrero, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, son los mismos que el mes pasado.

**INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL FEBRERO (MW)**



**SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR PAÍSES**



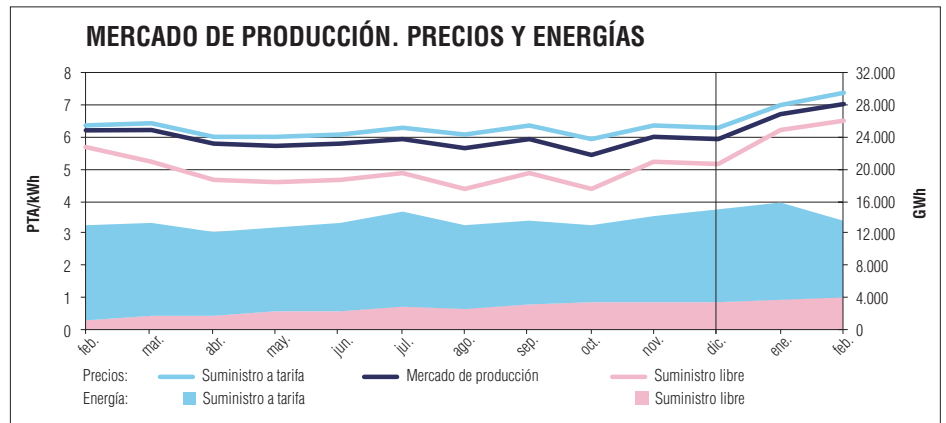
Intercambios internacionales (GWh)	Febrero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	38	-38	0	79	-79	0	232	-232
Francia	104	0	104	117	34	84	1.140	34	1.107
Marruecos	0	176	-176	0	304	-304	0	1.336	-1.336
Portugal	142	109	33	258	178	80	1.609	503	1.106
Otros	147	0	147	183	0	183	1.199	0	1.199
<b>Agentes</b>	<b>394</b>	<b>323</b>	<b>71</b>	<b>559</b>	<b>594</b>	<b>-36</b>	<b>3.949</b>	<b>2.104</b>	<b>1.845</b>
Francia	380	0	380	748	0	748	4.597	0	4.597
Marruecos	0	46	-46	0	112	-112	0	767	-767
<b>Contratos REE</b>	<b>380</b>	<b>46</b>	<b>335</b>	<b>748</b>	<b>112</b>	<b>635</b>	<b>4.597</b>	<b>767</b>	<b>3.831</b>
Andorra	3	0	3	3	1	2	5	4	1
Francia	0	4	-4	4	4	1	40	17	23
Marruecos	4	0	4	4	1	3	14	8	7
Portugal	4	0	4	4	2	2	16	7	10
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>75</b>	<b>35</b>	<b>40</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>785</b>	<b>373</b>	<b>412</b>	<b>1.322</b>	<b>714</b>	<b>607</b>	<b>8.621</b>	<b>2.906</b>	<b>5.716</b>

**Capacidad comercial:** Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- Por segundo mes consecutivo y a pesar de la fuerte disminución experimentada por la demanda, los precios en el mercado de producción han seguido creciendo, aunque a menor ritmo, superando por primera vez el listón de las 7 pesetas.
- El precio medio ha sido 7,02 PTA/kWh, con un incremento del 4,6%, y la demanda se elevó a 14.197 GWh, un 13,1% inferior a la del mes pasado. Respecto de febrero de 1999, ambas cifras suponen un aumento de 12,9% y 4,9%, respectivamente. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 6,04 PTA/kWh, un 3,7% superior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 10.069 GWh, lo que supone una disminución del 15,3% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 7,35 PTA/kWh, un 5,4% superior al del mes anterior y un 15,3% superior al precio del mismo mes de 1999.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 3.770 GWh, un 1,5% más que el mes pasado y casi tres veces más que hace un año. Esta cifra representa el 26,6% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 6,49 PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 11,7% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por garantía de potencia sobre el suministro libre.



Precios	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/ene.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>7,02</b>	<b>4,6</b>	<b>12,9</b>	<b>6,85</b>	<b>17,9</b>	<b>6,04</b>	<b>3,7</b>
Mercado diario	5,83	8,4	19,7	5,59	26,9	4,66	8,7
Otros mercados	0,08	-65,1	-16,7	0,16	0,0	0,15	-41,8
Garantía de potencia	1,10	0,3	-11,7	1,10	-11,2	1,22	-3,6
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>7,35</b>	<b>5,4</b>	<b>15,3</b>	<b>7,15</b>	<b>19,2</b>	<b>6,36</b>	<b>7,5</b>
Mercado diario	5,86	9,0	19,7	5,59	26,3	4,66	8,6
Otros mercados	0,12	-58,3	4,5	0,20	-8,5	0,20	-37,3
Garantía de potencia	1,37	3,8	0,6	1,35	0,4	1,50	14,8
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>6,49</b>	<b>4,7</b>	<b>14,2</b>	<b>6,34</b>	<b>16,4</b>	<b>5,17</b>	<b>-9,0</b>
Mercado diario	5,89	7,2	18,3	5,69	24,5	4,73	6,0
Otros mercados	0,11	-50,7	-37,5	0,17	-52,2	0,14	-57,8
Garantía de potencia	0,49	2,3	-7,0	0,48	-8,7	0,30	15,9

Energías	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/ene.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>14.197</b>	<b>-13,1</b>	<b>4,9</b>	<b>30.533</b>	<b>7,3</b>	<b>168.872</b>	<b>6,2</b>
Suministro a tarifa (**)	10.069	-17,7	-15,3	22.308	-11,8	130.944	-13,6
Suministro libre (***)	3.770	1,5	198,9	7.483	231,7	33.944	739,2
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>163</b>	<b>355,7</b>	<b>-</b>	<b>199</b>	<b>-</b>	<b>199</b>	<b>180,9</b>

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos de REE.

Δ% : tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(\*) Incluye la demanda de bombeo. (\*\*) Distribuidores y Exportaciones REE. (\*\*\*) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

#### Precio final del mercado de producción

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
M1	5,04	4,85	4,40	4,30	4,22	4,33	4,71	8,42	8,98	9,12	9,00	9,05	9,02	8,98	8,59	8,74	9,22	9,34	9,50	9,50	9,60	9,52	8,84	8,01	<b>7,89</b>
X2	8,89	4,92	4,78	4,66	4,65	4,52	4,73	6,88	8,12	9,10	9,15	9,15	9,18	8,69	8,00	8,73	8,41	8,40	9,83	9,44	9,58	9,44	8,78	7,84	<b>7,89</b>
J3	7,20	4,81	4,67	4,58	4,41	4,34	4,69	6,32	8,69	9,28	9,12	9,33	9,28	9,39	8,86	9,23	9,65	9,74	<b>9,92</b>	9,49	9,47	9,37	9,06	7,86	<b>8,02</b>
V4	6,14	4,79	4,69	4,15	4,10	3,94	4,72	5,92	8,93	8,90	8,87	8,85	8,91	8,91	7,89	7,44	8,03	8,34	9,50	9,19	9,09	8,82	7,59	7,22	<b>7,45</b>
S5	7,25	6,04	4,74	4,27	4,19	3,88	3,84	4,06	3,89	4,78	5,91	5,83	5,61	5,69	4,88	4,89	4,90	4,92	6,22	7,29	7,04	7,31	6,19	6,26	<b>5,50</b>
D6	6,80	5,61	3,58	3,32	3,19	3,17	3,18	3,25	3,07	3,22	4,65	5,37	5,26	5,26	5,05	5,01	4,84	4,65	5,36	6,64	6,65	7,00	6,64	6,14	<b>4,97</b>
L7	4,97	4,33	4,13	3,82	3,82	3,82	4,40	8,28	8,95	8,99	9,07	8,96	8,77	8,57	8,38	8,62	8,91	9,00	9,08	9,45	9,31	8,84	8,58	7,99	<b>7,73</b>
M8	8,83	4,94	4,79	4,74	4,71	4,65	4,76	7,02	8,21	8,21	8,49	7,55	7,25	6,92	6,93	7,02	7,23	7,39	8,30	9,02	8,63	7,71	7,20	7,31	<b>7,11</b>
X9	7,03	4,86	4,73	4,74	4,66	4,67	4,76	8,74	8,53	8,90	8,83	9,00	8,86	8,78	8,37	8,91	9,26	9,36	9,53	9,44	9,40	9,17	9,07	7,96	<b>7,97</b>
J10	5,16	4,85	4,76	4,48	4,39	4,36	4,76	6,58	7,55	8,69	8,96	8,93	8,93	7,98	7,09	7,88	8,31	9,10	9,27	9,31	9,22	8,97	7,72	6,95	<b>7,41</b>
V11	5,22	4,81	4,75	4,68	4,64	4,64	4,77	7,14	8,28	8,83	8,78	8,70	8,75	8,34	7,09	7,73	7,86	8,24	8,77	9,10	9,18	8,83	8,00	7,46	<b>7,40</b>
S12	6,36	5,37	4,70	4,60	4,54	4,55	4,54	4,56	4,60	5,21	6,56	6,50	6,36	5,59	5,57	5,53	5,30	5,33	6,21	6,68	6,54	6,56	6,01	6,10	<b>5,64</b>
D13	7,20	6,15	3,42	3,30	3,20	3,18	3,21	3,20	3,17	3,23	5,67	5,87	5,76	5,80	5,78	5,67	5,44	5,07	5,69	6,80	6,93	7,24	6,76	6,75	<b>5,31</b>
L14	5,23	4,86	4,70	4,68	4,58	4,66	4,75	6,02	8,40	9,03	8,95	8,97	8,95	8,37	8,41	8,46	8,62	8,93	9,63	9,52	9,45	9,27	8,70	8,18	<b>7,77</b>
M15	5,44	4,85	4,66	4,66	4,66	4,64	4,78	6,09	8,23	8,86	8,60	8,84	8,66	8,24	8,14	8,11	8,48	8,51	9,50	9,38	9,30	8,98	8,30	8,15	<b>7,57</b>
X16	5,06	4,90	4,52	4,72	4,66	4,64	4,75	6,29	8,20	8,65	8,80	8,87	8,70	7,99	8,00	8,00	8,19	8,38	9,16	9,22	9,22	8,92	7,86	7,99	<b>7,46</b>
J17	5,33	4,85	4,35	4,63	4,58	4,58	4,81	6,55	8,14	8,64	8,69	8,68	8,72	8,09	7,90	7,96	8,14	8,23	9,24	9,22	9,22	9,00	8,26	8,20	<b>7,47</b>
V18	8,20	4,88	4,64	4,59	4,42	4,44	5,06	7,65	9,12	8,81	8,63	8,64	8,57	7,96	7,68	7,94	8,22	8,47	9,18	9,20	9,19	8,81	8,01	8,15	<b>7,63</b>
S19	7,31	5,85	4,38	4,59	4,51	4,47	4,46	4,48	4,61	4,88	7,86	7,87	7,84	6,30	5,97	5,83	5,28	5,27	6,21	7,75	7,25	7,16	6,47	6,91	<b>6,07</b>
D20	6,94	6,03	3,93	3,97	3,88	3,45	3,43	3,10	3,11	3,42	5,85	5,52	5,46	5,51	5,58	5,47	5,41	5,62	6,13	6,92	6,71	6,77	6,80	6,70	<b>5,33</b>
L21	5,28	3,62	4,64	4,52	4,37	4,44	4,53	6,05	8,29	8,91	8,89	8,78	8,65	7,99	7,73	7,81	8,06	8,28	9,17	9,17	9,36	8,87	7,91	7,92	<b>7,45</b>
M22	6,09	5,08	3,99	4,27	4,30	4,32	4,51	6,77	8,72	8,74	8,39	8,46	8,27	8,12	7,81	7,86	8,06	8,13	8,73	9,08	9,00	8,88	8,13	8,06	<b>7,39</b>
X23	6,13	5,10	4,90	4,34	4,00	4,29	4,85	7,20	8,09	8,18	8,29	8,33	8,26	7,76	7,26	7,48	7,67	8,05	8,19	8,94	9,06	8,36	7,69	7,53	<b>7,20</b>
J24	6,03	4,96	4,56	4,77	4,75	4,76	4,92	6,93	8,20	8,20	8,21	8,40	8,46	8,08	7,79	7,86	8,14	8,26	8,77	9,03	9,09	8,72	8,14	7,99	<b>7,42</b>
V25	5,28	5,06	4,85	4,87	4,81	4,81	5,02	7,07	8,44	8,79	8,65	8,56	8,65	7,97	7,90	7,94	8,12	8,50	8,93	9,10	9,08	8,55	7,89	7,97	<b>7,48</b>
S26	7,41	5,84	4,75	4,49	4,56	4,42	4,37	4,44	4,82	4,82	6,31	6,66	6,31	6,22	6,04	5,93	5,87	5,89	6,32	7,40	6,77	7,02	6,52	6,79	<b>5,89</b>
D27	6,19	4,68	3,43	3,54	3,41	3,09	3,19	3,09	3,39	3,22	5,01	5,43	5,36	5,21	5,35	4,82	4,32	5,21	5,29	6,55	6,63	6,62	6,62	6,58	<b>4,92</b>
L28	5,16	5,00	4,93	4,74	4,62	4,69	4,90	5,09	7,68	8,02	7,98	7,88	7,80	7,42	7,79	7,86	8,07	8,11	9,10	8,96	8,83	8,30	7,95	7,93	<b>7,20</b>
M29	6,90	5,07	4,96	4,96	4,81	4,81	5,05	6,06	8,00	7,95	7,88	7,91	7,81	7,18	7,30	7,21	7,79	7,82	8,10	8,86	8,63	8,37	7,59	7,64	<b>7,15</b>
Media	<b>6,37</b>	<b>5,07</b>	<b>4,50</b>	<b>4,43</b>	<b>4,35</b>	<b>4,31</b>	<b>4,53</b>	<b>6,10</b>	<b>7,35</b>	<b>7,67</b>	<b>8,06</b>	<b>8,08</b>	<b>7,99</b>	<b>7,59</b>	<b>7,29</b>	<b>7,41</b>	<b>7,57</b>	<b>7,75</b>	<b>8,37</b>	<b>8,69</b>	<b>8,59</b>	<b>8,36</b>	<b>7,72</b>	<b>7,48</b>	<b>7,02</b>

Mínimo: 3,07      Precios de 3,07 a 5,08      Precios de 5,08 a 6,38      Precios de 6,38 a 9,92      Máximo: 9,92

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1999.

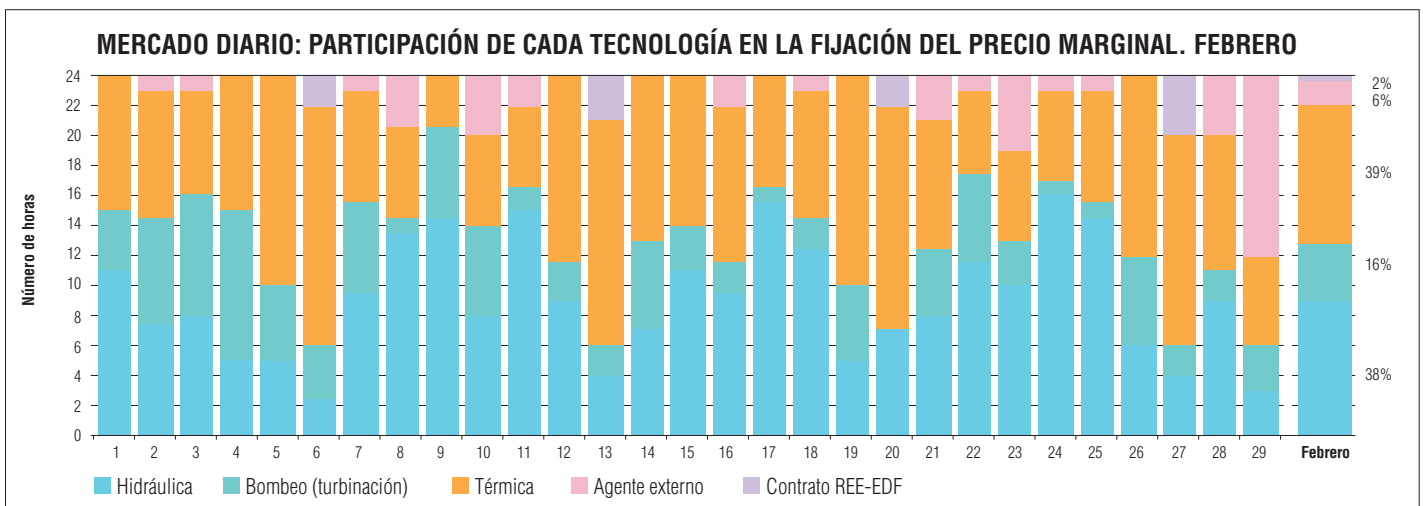
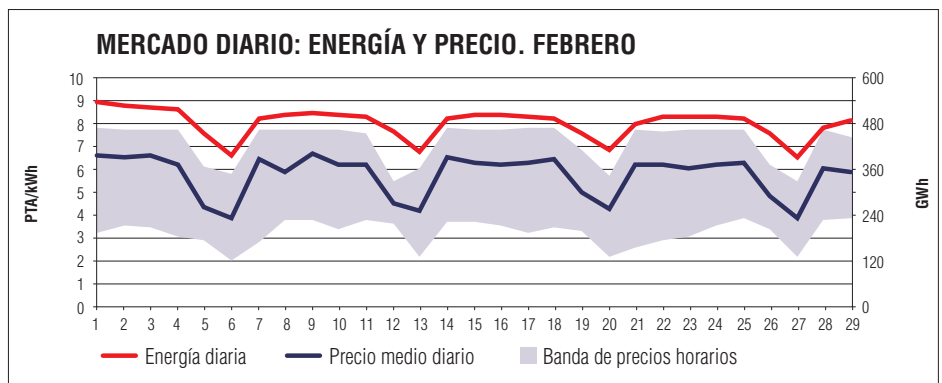
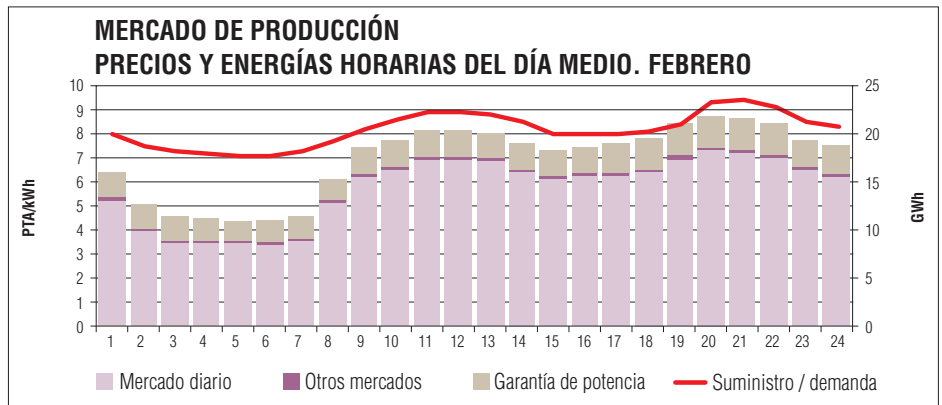
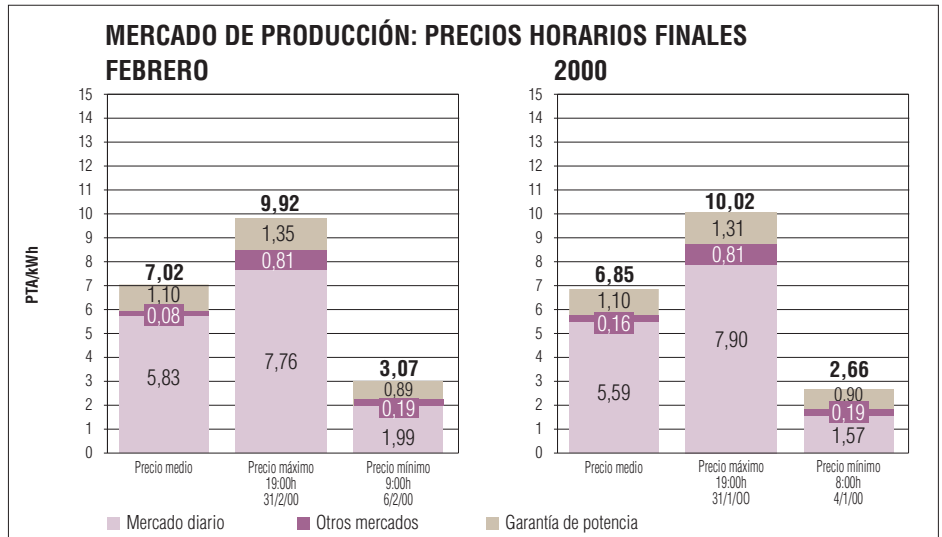
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de febrero, precio valle, ha sido de 4,927 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido de 7,765 PTA/kWh.

**Precios finales horarios**

- El precio horario final máximo ha sido 9,92 PTA/kWh en la hora 19 del jueves 3 y el mínimo ha sido 3,07 PTA/kWh en la hora 9 del domingo 6. La relación entre el máximo y el mínimo es de 3,2 veces, disminuyendo la volatilidad del mes anterior.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la de precios presenta una mayor variación que la de la demanda: los precios horarios medios han variado entre 4,3 y 8,7 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 17,2 y 23,4 GWh.

**Mercado diario**

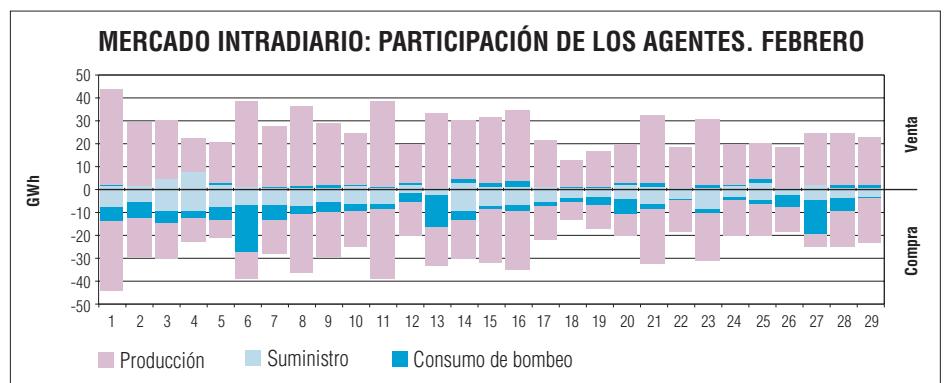
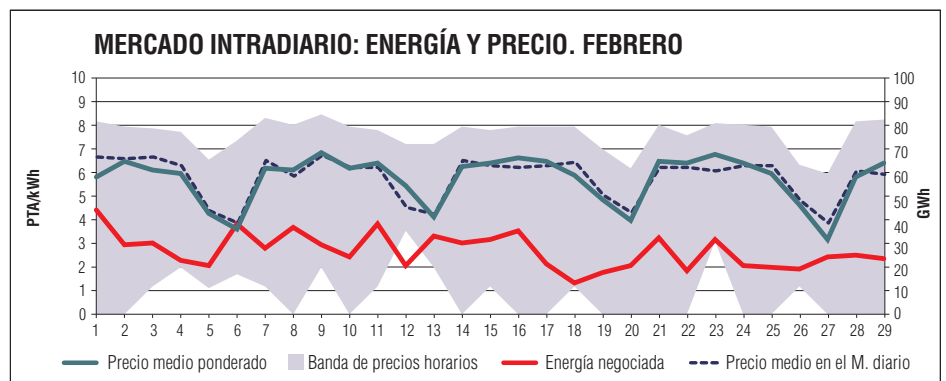
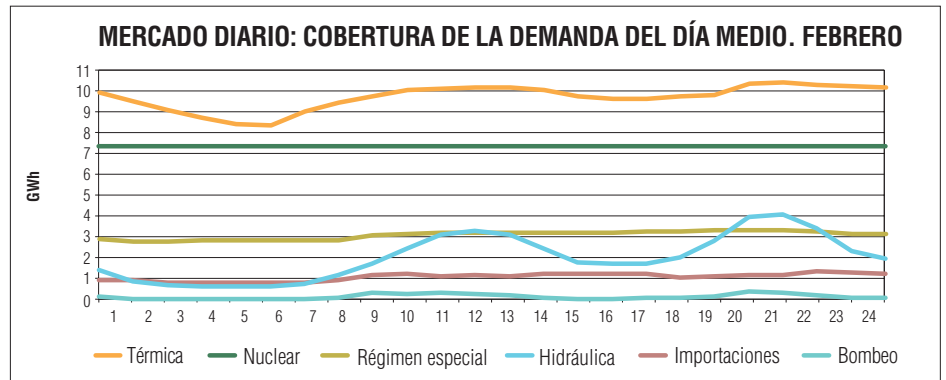
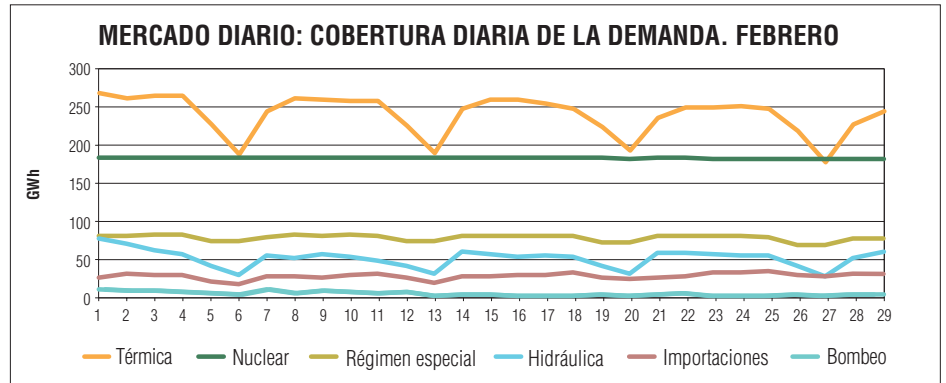
- En febrero, el precio medio del mercado diario ha sido 5,83 PTA/kWh, la energía intercambiada 13.969 GWh y el volumen económico contratado 81.466 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 98,4% de la energía y el 81,8% del volumen económico.
- Las curvas de precios horarios y diarios obedecen a las fluctuaciones del perfil de la curva de energía negociada en todas las semanas del mes.
- Tanto la curva de precios medios como la de precios máximos diarios presentan una tendencia ligeramente decreciente a lo largo del mes. Los días laborables el precio medio ha superado, generalmente, las 6 PTA/kWh, bajando hasta situarse alrededor de las 4 PTA/kWh los fines de semana y festivos.
- El precio máximo, 7,8 PTA/kWh, se ha registrado en las horas 10 a 13 y 19 a 22 del martes 1, mientras que el mínimo, 1,99 PTA/kWh se ha registrado en la hora 9 del domingo 6.



- La energía negociada durante el mes de febrero, se ha situado en torno a 502 GWh/día los días laborables, 456 GWh/día los sábados y 402 GWh/día los festivos.
- El gráfico relativo a la cobertura diaria de la demanda muestra el funcionamiento en base de las centrales nucleares y la modulación semanal de la producción de las centrales térmicas e hidráulicas. La disminución de la demanda ha repercutido, principalmente, sobre la producción térmica.
- Respecto a la cobertura de la demanda horaria, destaca la importante capacidad de modulación de la producción hidráulica, muy superior a la térmica, tanto en términos absolutos como relativos. La producción procedente del Régimen especial y las importaciones tienen un perfil, tanto diario como horario, prácticamente plano.
- En cuanto a las tecnologías que a lo largo de febrero han fijado el precio marginal en cada hora, destacan las centrales hidráulicas y de bombeo con el 54% de las horas, seguidas de las térmicas con el 39%. Las primeras se han concentrado, principalmente, en las horas de mayor demanda y, por tanto, de mayor precio. Las ofertas procedentes de los agentes externos han fijado el precio marginal el 6% de las horas, principalmente, en las horas de mayor precio. El contrato REE-EDF ha sido marginal, principalmente, en horas valle de días festivos, es decir, las de menor precio.

**Mercados intradiarios**

- El precio medio ponderado ha sido 5,71 PTA/kWh, un 9,2% más que el mes anterior, y apenas un 2,1% inferior al del mercado diario. En ambos mercados, los precios medios diarios presentan perfiles muy similares.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 776 GWh, un 24,6% menos que en enero. De esta energía, el 71,0% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 29,0% restante ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a sendos aumentos, aproximadamente iguales, de la demanda destinada al suministro y de la demanda destinada al consumo de bombeo.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado de producción ha supuesto una disminución de 1,3 cts/kWh en beneficio, exclusivamente, de las unidades de bombeo.
- Se mantiene una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 470, 127, 67, 32, 43 y 38 GWh. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 3,7 y 7,9 PTA/kWh el 80% de los días.



**Garantía de potencia y Otros**

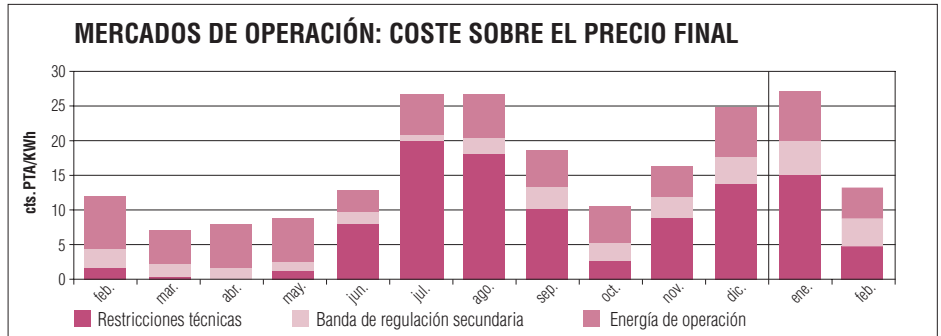
- El importe asociado a la garantía de potencia en febrero se ha elevado a 15.675 MPTA, suponiendo un coste unitario, calculado sobre la energía total del mercado, de 1,10 PTA/kWh, valor igual al del mes anterior y que representa el 15,7% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos interna-

cionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 574 MPTA, permitiendo una disminución del precio medio del mercado de producción de 4,0 cts./kWh, en beneficio, exclusivamente, de la demanda destinada al suministro a tarifa.

- Los contratos bilaterales físicos han aumentado significativamente, alcanzando los 163,2 GWh, frente los 35,8 GWh del mes anterior.

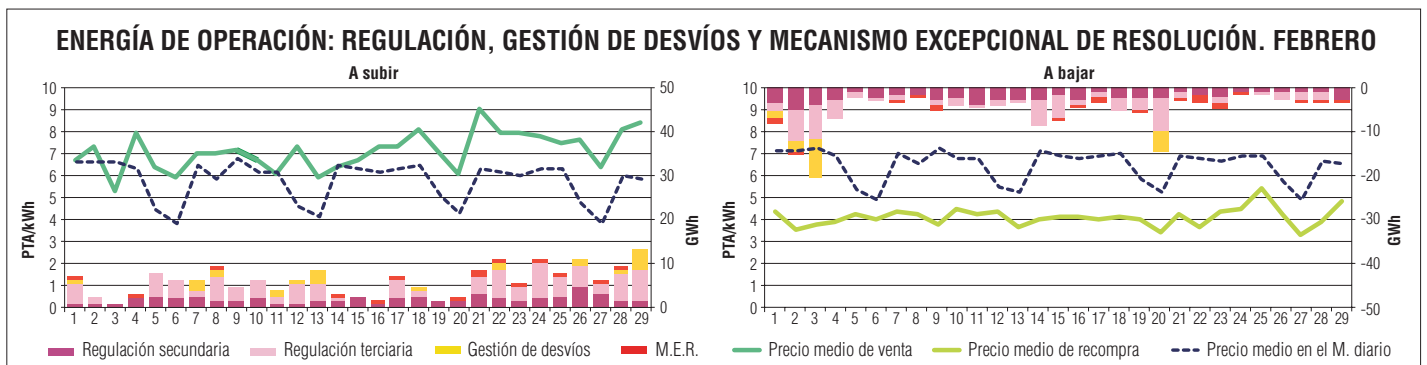
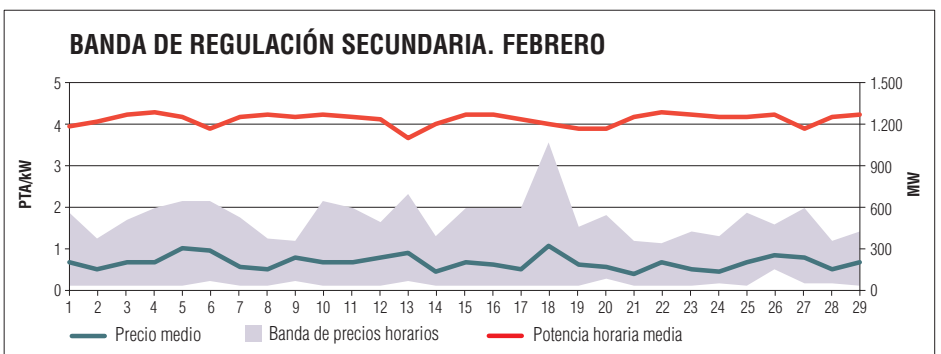
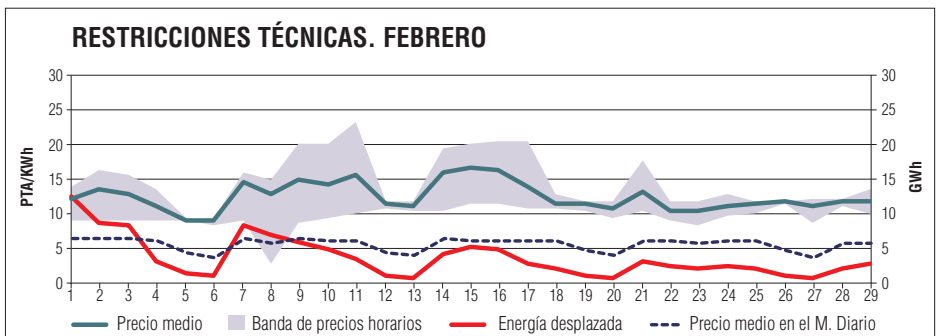
**Mercados de operación**

- El coste neto de los Mercados de operación ha disminuido a la mitad, siendo 13,3 cts/kWh, un 1,9% del precio del mercado de producción.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas se ha reducido a 106 GWh, lo que supone un 0,7% de la energía correspondiente al mercado diario, un 76% menos que en enero; El menor volumen se ha debido a la importante reducción registrada por la demanda tanto en términos de energía como de potencia. Los precios horarios han presentado una relativa volatilidad situándose, en varias ocasiones, por encima de las 20 PTA/kWh. El precio medio de la energía desplazada ha sido 13,36 PTA/kWh, un 9,3% superior al de enero. Pese a ello, la repercusión sobre el precio final del mercado de producción ha sido 4,7 cts/kWh, un 68,5% inferior al pasado mes, como consecuencia de la disminución del volumen de energía desplazada.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.230 MW, repartidos en 712 MW a subir y 518 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,67 PTA/kWh, un 20,2% menos que el mes anterior. La repercusión económica total ha significado un coste de 3,8 cts/kWh. Cabe destacar que en este mes se ha detenido el paulatino crecimiento del coste mensual iniciado en julio de 1999.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 372 GWh, repartida en 174 GWh a subir y 198 a bajar, un 40,1% menos que en enero. El precio medio de venta ha sido 7,22 PTA/kWh y el de recompra 2,66 PTA/kWh. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 4,8 cts/kWh, un 33,3% menos que el pasado mes.



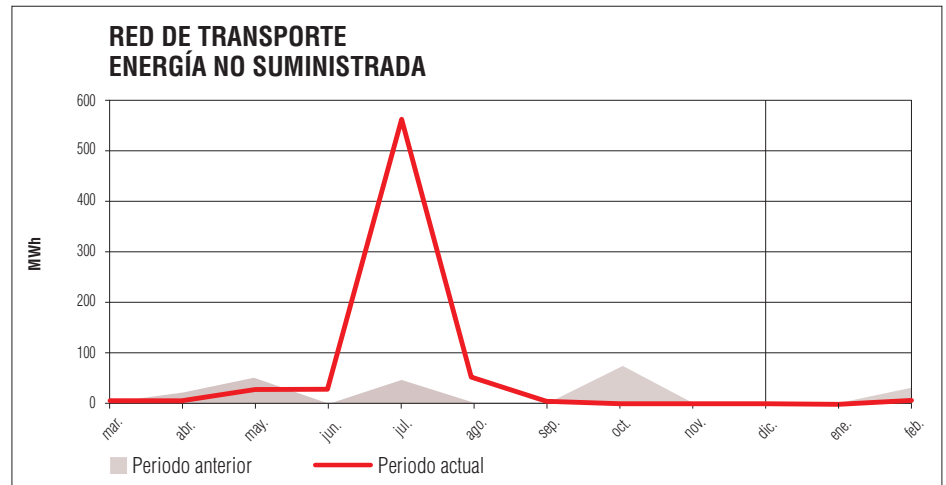
Mercados de operación Febrero	Coste s/Precio final cts. PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>4,7</b>	<b>106</b>		<b>13,36</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>3,8</b>	<b>712</b>	<b>518</b>	<b>0,67</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>4,8</b>	<b>174</b>	<b>198</b>	<b>7,22</b>	<b>2,66</b>
Regulación secundaria		55	82	6,58	3,04
Regulación terciaria		89	79	7,29	2,45
Gestión de desvíos		21	21	6,48	3,23
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		9	16	12,17	1,07
<b>Total</b>	<b>13,3</b>				

(\*) Energía desplazada. (\*\*) Potencia horaria media (MW). (\*\*\*) Energía gestionada.

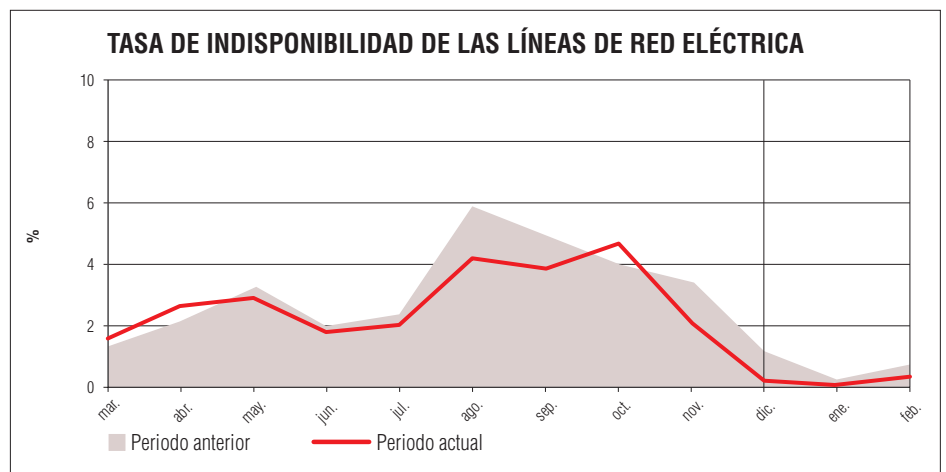


## 4. RED DE TRANSPORTE

- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- En febrero se ha registrado un único corte de mercado, en la zona de Galicia, con una energía no suministrada de 4,67 MWh.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 649,2 MWh, de los que apenas el 0,1% corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España. De igual forma, el valor del TIM durante el mismo período se situó en 1,835 minutos, 1,111 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se produjeron el pasado mes de julio, a las que hay que añadir las de menor cuantía registradas en los meses de junio y agosto.
- Al igual que sucediera el pasado mes de enero, este mes la disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España ha sido prácticamente total, superando incluso la ya alta disponibilidad alcanzada en febrero de 1999. Estas bajas tasas de indisponibilidad son habituales en los meses más fríos del invierno, en los que, como consecuencia de la previsible elevada demanda, se reducen al mínimo posible los descargos por mantenimiento preventivo.
- Después del registro de febrero, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los dos primeros meses del año ha sido del 99,8%, tres décimas por encima de la registrada durante el mismo período del año anterior.



Red de transporte Calidad del servicio	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	4,7	4,7	649,2
RED ELÉCTRICA	0,0	0,0	0,4
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	-	-	1,835
RED ELÉCTRICA	-	-	0,001



**Energía no suministrada (ENS):** Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

**Tiempo de interrupción medio (TIM):** Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante los últimos doce meses.

**Tasa de indisponibilidad:** Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,3	-54,4	0,1	-60,9	0,9	-24,7
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-99,1	0,0	-96,7	0,0	-38,5
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,1	9,3	0,1	35,5	1,2	-13,4
<b>Total</b>	<b>0,4</b>	<b>-58,0</b>	<b>0,2</b>	<b>-61,6</b>	<b>2,1</b>	<b>-19,3</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

## 5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

## LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN (\*)

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 14 del año 1999 ascendieron a 1.849.944 MPTA., de los que el 13,9%, 257.597 MPTA, ha ido a cubrir los costes permanentes del sistema.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija durante el año 1999, 152.066 MPTA, supera en un 3,9% la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1999.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores, durante 1999, se ha elevado a 800.185 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 129.944 GWh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, diferencia de la que, provisionalmente, se deriva un incentivo negativo para las empresas distribuidoras de alrededor de 19.000 MPTA.
- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 2 del año 2000 ascendieron a 177.318 MPTA, de los que el 7,5% se ha destinado a cubrir los costes permanentes del sistema.
- Los ingresos declarados hasta la liquidación nº 2 no han sido suficientes para cubrir la totalidad de la imputación reconocida a las actividades de transporte y distribución, y, por tanto, para realizar el pago de la retribución fija liquidable por el método de diferencias, generándose un déficit de 5.430 MPTA.
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo al procedimiento de precedencia en la repercusión establecida en resolución de la Dirección General de la Energía de 28 de marzo del año 2000.

## INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS (\*)

(Millones de pesetas)

Liquidación (\*\*)

	Liquidación 14/99			Liquidación 2/00		
	Volumen MPTA	Energía GWh	Precio medio PTA/kWh	Volumen MPTA	Energía GWh	Precio medio PTA/kWh
<b>CLIENTES A TARIFAS</b>				<b>CLIENTES CUALIFICADOS</b>		
<b>INGRESOS</b>	1.849.944			177.318		
Venta de energía	1.783.809	139.375	12,80	167.094	13.248	12,61
Peajes	58.091	26.519	2,19	9.288	3.319	2,80
Peajes por interconexiones intern.	429	1.754	0,24	167	589	0,28
Otros servicios	7.615			769		
Distribuidores y Comercializadoras						
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO</b>	800.185	87.693				
Generadores						
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL</b>	237.299	23.506				
Generadores						
<b>COSTE DEL TRANSPORTE</b>	86.760	8.620				
REE	52.552	5.126				
Empresas eléctricas	34.208	3.494				
<b>COSTE DE DISTRIBUCIÓN</b>	468.103	44.243				
Distribuidoras y Comercializadoras						
<b>COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO</b>		82.583			7.935	
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles		1.220			114	
Comp. Moratoria Nuclear		65.203			6.244	
Financiación 2º Ciclo C.N.		15.483			1.539	
Stock estratégico C.N.		678			39	
<b>COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>		175.014			5.321	
Operador del Mercado		1.084			108	
Operador del Sistema		1.026			102	
C.N.S.E.		1.084			118	
Comp. E. Extrapeninsulares		19.753			1.744	
Costes Transic. Competencia		152.066			3.250	
Coste específico		87.140			8.680	
Retribución fija		64.926			-5.430	
Asignación General		13.915			-	
Asignación Especifica		3.479			-	
Stock Carbón		4.091			-	
Prima Carbón		43.441			-	
Generadores						

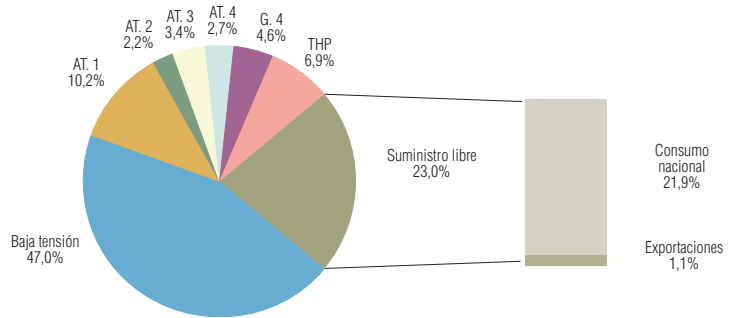
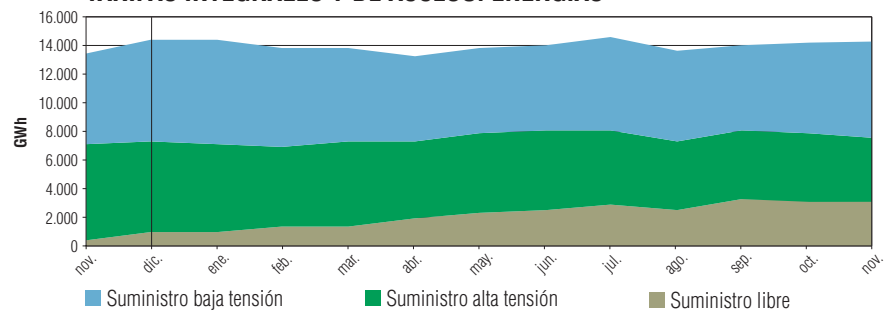
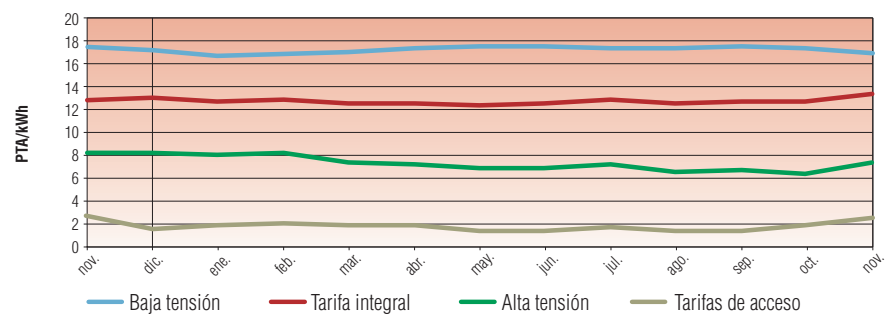
(\*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado periodo no se conoce completamente hasta dos meses más tarde

(\*\*) Liquidación nº 14, 1999 (periodo enero-diciembre) y liquidación nº 2, 2000 (periodo enero-febrero)

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en noviembre ha ascendido a 10.958 GWh, un 15,5% inferior al registrado en el mismo mes del año anterior. Este descenso es ligeramente inferior al del mes anterior, debido al alto crecimiento de la demanda que se produjo en noviembre, que compensó parcialmente el efecto de la salida de consumidores de la tarifa.
- Después del dato de noviembre, el consumo a tarifa regulada acumulado en el año 1999 continúa su progresiva tendencia de decrecimiento, paralelo a la entrada en vigor de los nuevos umbrales de consumo para el acceso al mercado libre, que se ha situado en noviembre en un 10,0%, con un consumo total facturado de 127.737 GWh.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el período enero-noviembre ha sido 12,77 PTA/kWh, un 0,6% superior al del mismo período de 1998. Este dato contrasta con el descenso medio del 2,5% que resulta de la aplicación de las tarifas aprobadas para 1999, y es consecuencia del progresivo incremento del peso específico alcanzado durante este período por los consumos en baja tensión, los de mayor precio unitario, respecto al consumo total.
- En noviembre el volumen de energía consumida a través del suministro libre ha alcanzado el 23,0% del consumo total, con lo que en los once primeros meses de 1999 el volumen de energía suministrada fuera de la tarifa se ha situado en el 16,5%.
- El precio medio de las tarifas de acceso continúa creciendo a medida que acceden al mercado libre consumidores en tensiones más bajas. En noviembre el precio ha sido de 2,67 PTA/kWh, un 28% mayor que en octubre. A pesar de ello, el precio medio acumulado, 1,99 PTA/kWh, ha sido inferior en un 18,5% al del año anterior, consecuencia de la reducción de las tarifas de acceso para el año 1999 aprobadas en el Real Decreto 2820/1998.

(\*) Debido al desfase entre consumo y facturación de energía, únicamente se dispone de datos completos de los consumos realizados tres meses antes.

SISTEMA PENINSULAR  
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. NOVIEMBRESISTEMA PENINSULAR.  
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.  
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

Tarifa integral	Noviembre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.459	-59,6	10,88	2,9	25.455	-37,7	10,64	1,5	28.862	-34,6	10,64	0,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	312	-45,0	6,08	-20,8	4.504	-37,4	6,42	-15,0	5.042	-35,4	6,54	-14,4
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	480	3,8	4,69	-4,9	5.402	-4,1	4,34	-9,5	5.824	-4,1	4,38	-10,5
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	380	1,7	4,02	3,1	4.399	-9,4	3,44	-9,7	4.737	-9,7	3,48	-11,0
G.4 (Grandes consumidores)	648	1,9	3,69	0,0	7.169	2,3	3,67	-0,1	7.824	2,2	3,66	-0,5
Tarifa horaria de potencia	982	4,7	6,84	-5,6	10.735	3,8	5,44	-7,2	11.624	4,0	5,56	-7,4
<b>Alta tensión</b>	<b>4.262</b>	<b>-35,3</b>	<b>7,19</b>	<b>-14,4</b>	<b>57.663</b>	<b>-24,0</b>	<b>7,34</b>	<b>-9,4</b>	<b>63.913</b>	<b>-22,2</b>	<b>7,44</b>	<b>-9,2</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.696</b>	<b>5,0</b>	<b>16,85</b>	<b>-4,3</b>	<b>70.074</b>	<b>6,1</b>	<b>17,24</b>	<b>-4,0</b>	<b>77.206</b>	<b>6,4</b>	<b>17,23</b>	<b>-4,5</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.958</b>	<b>-15,5</b>	<b>13,09</b>	<b>1,2</b>	<b>127.737</b>	<b>-10,0</b>	<b>12,77</b>	<b>0,6</b>	<b>141.119</b>	<b>-8,8</b>	<b>12,79</b>	<b>-0,1</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>3.123</b>	<b>827,4</b>	<b>2,79</b>	<b>-16,3</b>	<b>23.620</b>	<b>2.370,0</b>	<b>2,11</b>	<b>-38,1</b>	<b>24.450</b>	<b>-</b>	<b>2,11</b>	<b>-</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>156</b>	<b>276,7</b>	<b>0,35</b>	<b>-9,0</b>	<b>1.555</b>	<b>279,4</b>	<b>0,24</b>	<b>15,1</b>	<b>1.714</b>	<b>-</b>	<b>0,25</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>3.279</b>	<b>767,1</b>	<b>2,67</b>	<b>-11,2</b>	<b>25.176</b>	<b>1.742,8</b>	<b>1,99</b>	<b>-18,5</b>	<b>26.164</b>	<b>-</b>	<b>1,98</b>	<b>-</b>

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

BALANCE ELÉCTRICO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. 1999

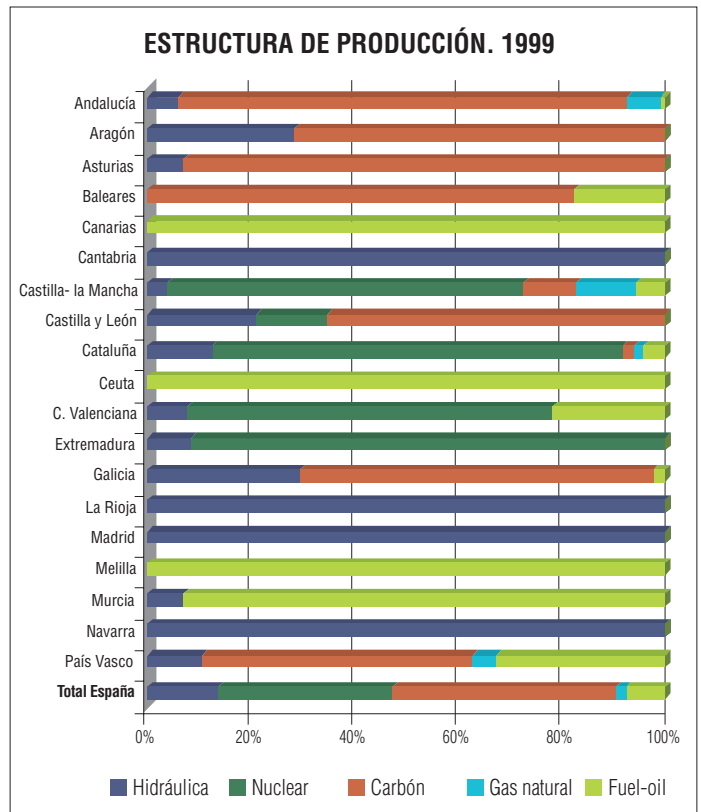
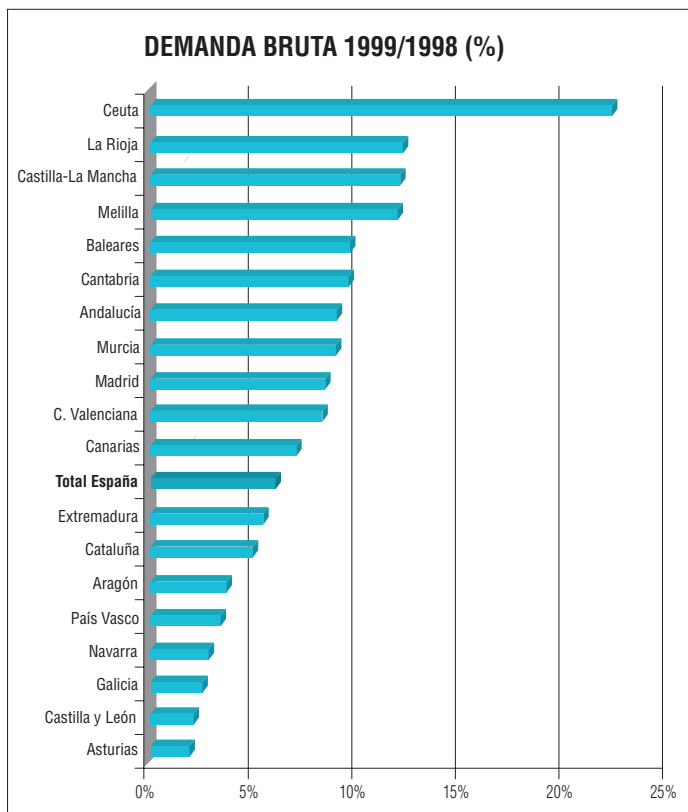
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL	
<b>Balance eléctrico 1999 (GWh)</b>																					
Hidráulica	951	2.635	1.378	0	2	403	484	5.511	3.729	0	882	1.443	6.080	95	37	0	70	178	296	24.173	
Nuclear	0	0	0	0	0	0	8.440	3.483	23.512	0	7.772	15.645	0	0	0	0	0	0	0	58.852	
Carbón	13.430	6.641	17.977	3.476	0	0	1.266	16.956	686	0	0	0	13.924	0	0	0	0	0	1.436	75.792	
Gas natural	1.010	0	0	0	0	0	1.416	0	538	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126	3.090	
Fuel-oil	153	0	0	746	5.569	0	692	0	1.259	145	2.417	0	491	0	0	120	923	0	901	13.415	
<b>Producción bruta</b>	<b>15.544</b>	<b>9.276</b>	<b>19.354</b>	<b>4.223</b>	<b>5.571</b>	<b>403</b>	<b>12.298</b>	<b>25.950</b>	<b>29.723</b>	<b>145</b>	<b>11.070</b>	<b>17.089</b>	<b>20.495</b>	<b>95</b>	<b>37</b>	<b>120</b>	<b>993</b>	<b>178</b>	<b>2.758</b>	<b>175.322</b>	
Consumos generación	-633	-462	-1.032	-334	-373	-5	-792	-1.203	-1.113	-7	-420	-616	-799	-1	0	-5	-45	-2	-101	-7.942	
Consumos bombeo	-457	-518	-116	0	0	-456	-118	-711	-379	0	-655	-33	-223	0	0	0	0	0	0	-3.666	
<b>Producción neta</b>	<b>14.453</b>	<b>8.297</b>	<b>18.206</b>	<b>3.889</b>	<b>5.199</b>	<b>-57</b>	<b>11.388</b>	<b>24.035</b>	<b>28.232</b>	<b>138</b>	<b>9.995</b>	<b>16.439</b>	<b>19.473</b>	<b>94</b>	<b>37</b>	<b>115</b>	<b>948</b>	<b>176</b>	<b>2.657</b>	<b>163.714</b>	
Régimen especial	3.354	2.723	819	149	588	725	1.186	1.349	5.761	0	1.679	15	3.225	84	591	0	452	1.341	877	24.919	
<b>TOTAL</b>	<b>17.807</b>	<b>11.020</b>	<b>19.026</b>	<b>4.037</b>	<b>5.787</b>	<b>668</b>	<b>12.573</b>	<b>25.384</b>	<b>33.993</b>	<b>138</b>	<b>11.675</b>	<b>16.455</b>	<b>22.698</b>	<b>178</b>	<b>627</b>	<b>115</b>	<b>1.401</b>	<b>1.516</b>	<b>3.535</b>	<b>188.633</b>	
Intercambios (*)	9.043	-4.007	-10.486	0	0	2.794	-5.369	-13.347	2.835	0	7.672	-13.570	-7.842	1.092	21.675	0	2.232	1.776	11.221	5.719	
Intracom. e intern.	-1.811	743	0	0	0	0	0	728	3.385	0	0	3.154	-3.024	0	0	0	0	0	2.545	5.719	
Intercambios (**)	10.853	-4.750	-10.486	0	0	2.794	-5.369	-14.074	-549	0	7.672	-16.723	-4.818	1.092	21.675	0	2.232	1.776	8.676	0	
<b>Demanda bruta</b>	<b>26.850</b>	<b>7.012</b>	<b>8.540</b>	<b>4.037</b>	<b>5.787</b>	<b>3.462</b>	<b>7.205</b>	<b>12.038</b>	<b>36.828</b>	<b>138</b>	<b>19.347</b>	<b>2.885</b>	<b>14.856</b>	<b>1.270</b>	<b>22.302</b>	<b>115</b>	<b>3.633</b>	<b>3.292</b>	<b>14.756</b>	<b>194.352</b>	
<b>Demanda bruta 1998</b>	<b>24.522</b>	<b>6.722</b>	<b>8.345</b>	<b>3.660</b>	<b>5.379</b>	<b>3.142</b>	<b>6.431</b>	<b>11.741</b>	<b>34.881</b>	<b>112</b>	<b>17.784</b>	<b>2.723</b>	<b>14.487</b>	<b>1.132</b>	<b>20.459</b>	<b>103</b>	<b>3.320</b>	<b>3.203</b>	<b>14.168</b>	<b>182.314</b>	
Δ% 99/98	9,5	4,3	2,3	10,3	7,6	10,2	12,0	2,5	5,6	23,0	8,8	6,0	2,5	12,2	9,0	11,9	9,4	2,8	4,1	6,6	

(\*) Un valor positivo indica un saldo de intercambios importador y un valor negativo exportador.

(\*\*) Saldo de intercambios físicos de las interconexiones ubicadas en cada comunidad autónoma.

Potencia instalada 1999 (MW)

Hidráulica	1.046	1.284	661	0	1	363	721	3.955	2.206	0	1.255	2.148	2.673	8	59	0	28	11	105	16.525
Nuclear	0	0	0	0	0	0	1.226	466	3.012	0	1.025	1.957	0	0	0	0	0	0	0	7.686
Carbón	1.962	1.290	2.662	510	0	0	220	2.780	160	0	0	1.950	0	0	0	0	0	0	214	11.748
Gas natural	901	0	0	0	0	0	634	0	1.670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	377	3.582
Fuel-oil	604	0	0	628	1.554	0	314	0	694	39	1.084	0	470	0	0	45	858	0	608	6.898
<b>Régimen ordinario</b>	<b>4.513</b>	<b>2.574</b>	<b>3.323</b>	<b>1.138</b>	<b>1.555</b>	<b>363</b>	<b>3.115</b>	<b>7.201</b>	<b>7.742</b>	<b>39</b>	<b>3.364</b>	<b>4.105</b>	<b>5.093</b>	<b>8</b>	<b>59</b>	<b>45</b>	<b>886</b>	<b>11</b>	<b>1.304</b>	<b>46.439</b>
<b>Régimen especial</b>	<b>736</b>	<b>783</b>	<b>168</b>	<b>23</b>	<b>130</b>	<b>201</b>	<b>394</b>	<b>466</b>	<b>1.274</b>	<b>0</b>	<b>518</b>	<b>11</b>	<b>1.082</b>	<b>24</b>	<b>200</b>	<b>2</b>	<b>121</b>	<b>469</b>	<b>334</b>	<b>6.936</b>
<b>Total</b>	<b>5.249</b>	<b>3.357</b>	<b>3.491</b>	<b>1.161</b>	<b>1.685</b>	<b>564</b>	<b>3.509</b>	<b>7.667</b>	<b>9.016</b>	<b>39</b>	<b>3.882</b>	<b>4.116</b>	<b>6.175</b>	<b>32</b>	<b>259</b>	<b>47</b>	<b>1.007</b>	<b>480</b>	<b>1.638</b>	<b>53.376</b>
<b>Total 1998</b>	<b>5.143</b>	<b>3.232</b>	<b>3.474</b>	<b>1.123</b>	<b>1.685</b>	<b>564</b>	<b>3.397</b>	<b>7.417</b>	<b>8.834</b>	<b>39</b>	<b>3.831</b>	<b>4.116</b>	<b>5.876</b>	<b>32</b>	<b>245</b>	<b>47</b>	<b>969</b>	<b>399</b>	<b>1.609</b>	<b>52.006</b>
Δ% 99/98	2,1	3,9	0,5	3,4	0,0	0,0	3,3	3,4	2,1	0,0	1,3	0,0	5,1	0,0	5,9	0,0	4,0	20,2	1,8	2,6





MINISTERIO  
DE INDUSTRIA  
Y ENERGÍA

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid  
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41  
<http://www.min.es>



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177.  
Alcobendas. 28109 Madrid.  
Tel.: 91 650 85 00. Fax: 91 650 45 42. <http://www.ree.es>