

# ENERGÍA ELÉCTRICA

FEBRERO 2001. N° 33



MINISTERIO  
DE ECONOMÍA



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. Enero-Septiembre de 2000	

## Fuentes de información:

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

## Portada:

Instalación de salvapájaros  
Apoyo de línea de 400 kV

Fecha de redacción: 19 de abril de 2001

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados  
disponibles en Internet:

Ministerio de Economía: <http://www.min.es>  
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- Tras el bajo incremento de enero, en febrero se ha recuperado moderadamente el ritmo de crecimiento del consumo de energía eléctrica, al alcanzarse una demanda de 16.217 GWh, un 3,4% superior a la del mismo mes del año anterior. Sin embargo, a pesar de este ligero repunte, esta tasa de crecimiento se sitúa entre las más bajas de los últimos doce meses y es algo más de dos puntos inferior al incremento de demanda en el conjunto del año 2000.
- Las temperaturas registradas en febrero, inferiores a las del año anterior, han tenido una influencia positiva sobre la demanda del 3,6%. Por su parte, el efecto de la laboralidad ha reducido la demanda en un 3,5%, debido al día adicional que tuvo febrero de 2000 por ser bisiesto. En consecuencia, una

vez descontados estos efectos contrapuestos y de similar magnitud, el discreto incremento de demanda se corresponde con el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica, que ha sido del 3,3%, el más bajo desde junio de 1997.

- Al igual que en los dos meses anteriores, el notable producible hidráulico registrado en febrero ha dado lugar a un elevado registro de producción hidroeléctrica, 5.566 GWh. Esta generación representa el 38,1% de la producción bruta mensual, la aportación más alta desde enero de 1998. En contrapartida a esta elevada participación hidráulica, la aportación a la cobertura de la producción térmica convencional ha descendido hasta el 27,8%, valor muy similar al del mes anterior y muy lejos del 49,1%

que alcanzó en el conjunto del año 2000. Por su parte, los grupos nucleares, tras el repunte de los últimos tres meses, han reducido su producción ligeramente como consecuencia de las actuaciones programadas en la central de Ascó II, y han generado el 34,1% de la producción bruta mensual, medio punto menos que en enero.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de febrero la demanda ha ascendido a 847 GWh, con un crecimiento del 5,5%. Siguiendo la tónica de los últimos meses, esta tasa, que apenas alcanza el 3% si se corrige el efecto de año bisiesto, se sitúa muy por debajo de la registrada en el mismo mes del año anterior.
- Por tercer mes consecutivo el precio del mercado de producción se sitúa por debajo de las 5 PTA/kWh, alcanzando en febrero un precio medio final de 4,69 PTA/kWh, nuevo mínimo histórico y un 6,0% inferior al de enero. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 6,4% respecto al mes anterior.
- Respecto al mismo mes de 2000, el precio final ha disminuido un 33,1%, debido principalmente a la disminución del 41,7% del mercado diario. El notable crecimiento de la aportación del conjunto de otros mercados, que se ha incrementado en un 556,2% respecto a febrero de 2000, ha tenido escaso efecto sobre la variación del precio final dado su escaso peso relativo.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en los dos primeros meses del año ha sido de 5,63 PTA/kWh, un 23,0% inferior al del mismo periodo del año anterior debido al descenso del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el periodo enero-febrero ha sido 9,78 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 5,17 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 6,07 PTA/kWh, un 35,2% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

Balance eléctrico	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>13.829</b>	<b>4,9</b>	<b>29.275</b>	<b>2,5</b>	<b>164.656</b>	<b>5,4</b>
Régimen especial	2.370	13,7	4.907	12,4	27.069	9,1
Intercambios internacionales	17	-95,8	-30	-	3.798	-33,6
<b>Demanda bruta</b>	<b>16.217</b>	<b>3,4</b>	<b>34.152</b>	<b>1,8</b>	<b>195.523</b>	<b>4,7</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>813</b>	<b>9,2</b>	<b>1.686</b>	<b>8,0</b>	<b>10.234</b>	<b>7,9</b>
Régimen especial	34	-41,9	80	-30,4	650	-11,6
<b>Demanda bruta</b>	<b>847</b>	<b>5,5</b>	<b>1.766</b>	<b>5,4</b>	<b>10.884</b>	<b>6,5</b>

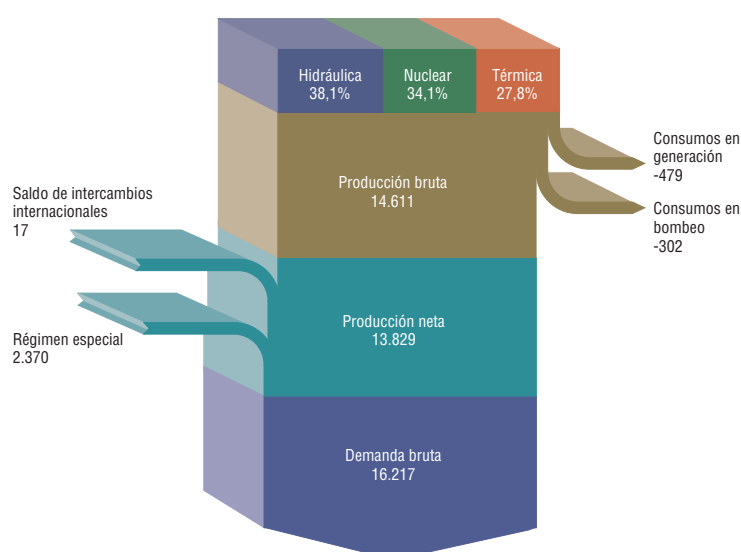
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

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>5,97</b>	<b>-23,6</b>	<b>6,07</b>	<b>-19,9</b>	<b>7,21</b>	<b>4,3</b>
En el mercado	4,99	-32,1	5,17	-27,6	6,57	3,2
Al régimen especial	9,82	-1,6	9,78	-0,3	10,03	2,6
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>4,33</b>	<b>-33,3</b>	<b>4,49</b>	<b>-29,2</b>	<b>5,62</b>	<b>9,0</b>
<b>Total</b>	<b>5,49</b>	<b>-26,7</b>	<b>5,63</b>	<b>-23,0</b>	<b>6,78</b>	<b>3,0</b>
En cent. Euro	3,30					

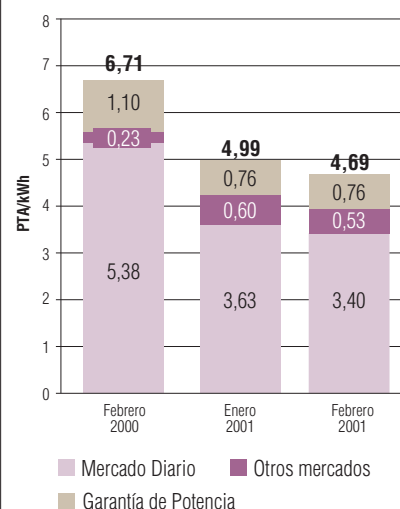
(\*) Distribuidores y Exportaciones REE.

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

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



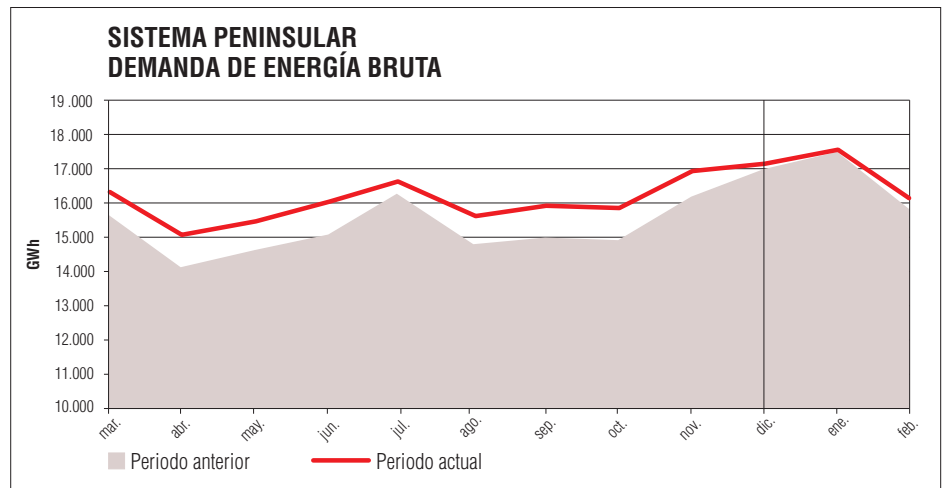
## MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

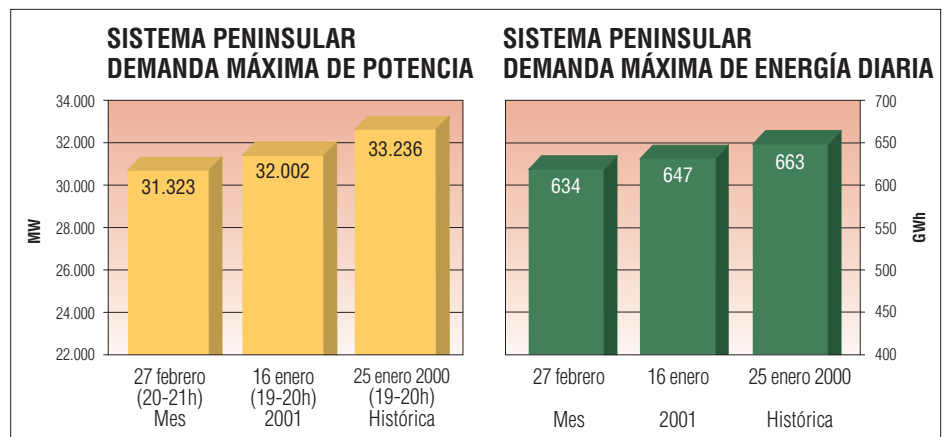
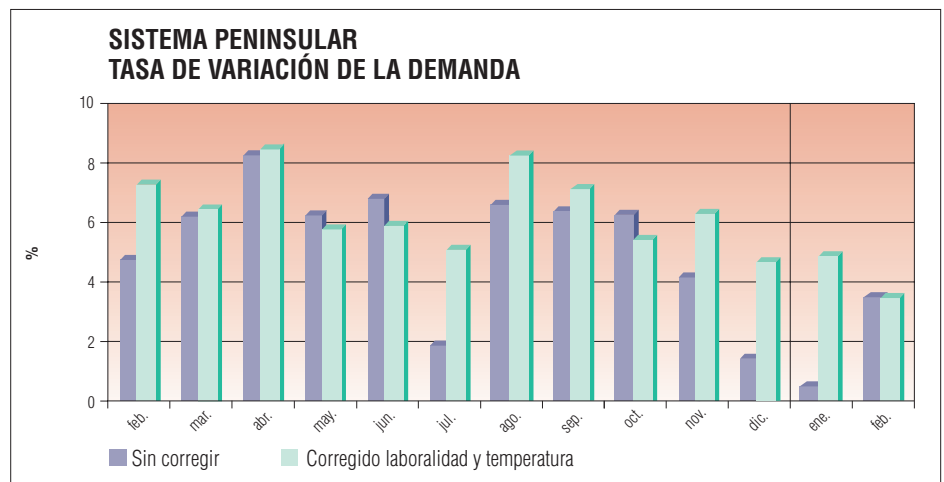
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de febrero ascendió a 16.217 GWh, con un crecimiento del 3,4% respecto al año anterior.
  - La laboralidad tuvo una aportación negativa sobre el crecimiento de la demanda de 3,5 puntos debido a que se compara con un mes, febrero de 2000, que tuvo un día más por ser bisiesto.
  - En el conjunto del mes, las temperaturas fueron superiores al valor característico del mes de febrero e inferiores a las del año anterior, aportando 3,6 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media diaria del mes fue de 10,0 °C, 1,6°C menos que en febrero de 2000. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 14,4°C, 2,5 °C menos que en el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 5,6 °C, 0,8 °C menos que en 2000.
  - Corregida los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda se estima en un 3,3%, cuatro puntos por debajo del incremento que se alcanzó en febrero de 2000 e igualmente 1,5 puntos inferior al crecimiento estimado para el mes de enero.
- Tras el dato de febrero, el incremento acumulado de la demanda en el año 2001 se ha situado en el 1,8%, casi seis puntos menos que en el mismo período de 2000. Durante estos dos meses, las temperaturas y la laboralidad tuvieron una aportación negativa sobre el crecimiento del 1,9% y del 0,5% respectivamente. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 4,2%, valor inferior en cuatro puntos al registrado en el mismo período del año anterior.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de febrero fue de 31.323 MW, valor superior en un 5,9% respecto al registrado en febrero del año anterior. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria ascendió a 634 GWh, un 4,5% más que en febrero de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero la demanda ha ascendido a 847 GWh, un 5,5% más que en el mismo mes del año anterior. Al igual que en meses anteriores, esta tasa de crecimiento, que apenas alcanza el 3% si se corrige el efecto de año bisiesto, es algo más de tres puntos inferior a la del mismo mes del año anterior. En los dos meses del año 2001 transcurridos, el crecimiento de la demanda se ha situado en el 5,4%, casi cuatro puntos menos que en el mismo período de 2000.



Demanda bruta	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.217</b>	<b>3,4</b>	<b>34.152</b>	<b>1,8</b>	<b>195.523</b>	<b>4,7</b>
Efectos						
Laboralidad	-	-3,5	-	-0,5	-	-0,3
Temperatura	-	3,6	-	-1,9	-	-0,9
Activ. económica y otros	-	3,3	-	4,2	-	5,9
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>847</b>	<b>5,5</b>	<b>1.766</b>	<b>5,4</b>	<b>10.884</b>	<b>6,5</b>

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



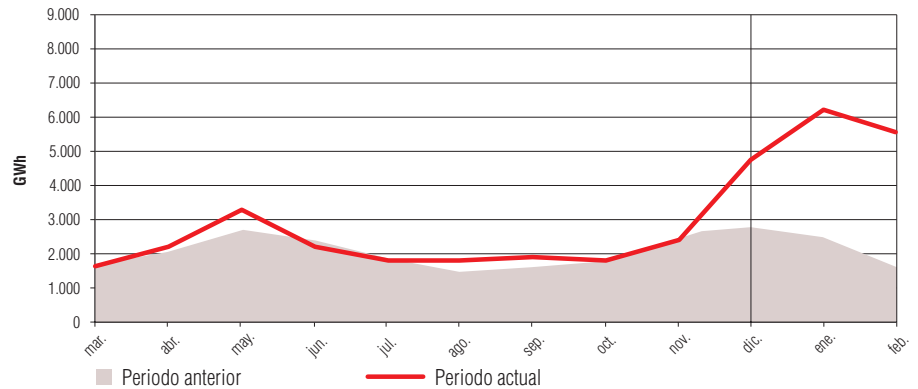


## Producción hidroeléctrica

- Por cuarto mes consecutivo, el mes de febrero ha sido muy húmedo, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica de 5.566 GWh, un 248,2% más que el mismo mes del año anterior, que fue extremadamente seco. Este destacado registro ha aportado el 38,1% de la producción bruta mensual, la contribución más alta de esta tecnología desde enero de 1998, mejorando en casi veintisiete puntos su participación en febrero de 2000 e igualmente superior en cerca de un punto a la del pasado mes de enero.
- Tas los excelentes registros de los dos primeros meses del año, la producción hidroeléctrica acumulada se ha situado en 11.756 GWh, un 183,5% por encima del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 37,7% de la producción bruta del periodo, 24 puntos más que en el periodo enero-febrero de 2000.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de febrero todas incrementaron significativamente su producción respecto al año anterior, con crecimientos superiores al 100% en todas las cuencas, excepto en la Guadiana y Ebro, destacando el incremento superior al 700% experimentado en la cuenca Tajo-Júcar-Segura. Estos datos incrementan el peso relativo de las cuencas de la mitad sur peninsular sobre la producción hidroeléctrica total, que en los dos primeros meses del año alcanza el 25,1%, doce puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En febrero se registraron precipitaciones en toda la Península, siendo éstas más elevadas durante la primera quincena del mes, excepto en la zona noroeste en donde las precipitaciones se repartieron a lo largo del todo el mes.
- Desde el punto de vista hidrológico el mes de febrero ha sido húmedo, registrándose una energía producible en el mes de 4.919 GWh, energía superior en un 20% a la energía producible típica del mes de febrero.
- En los dos primeros meses del año, la energía hidroeléctrica producible ha sido de 12.789 GWh, un 59% superior al valor característico para este periodo y un 333,5% más que el registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La producción hidroeléctrica de febrero ha superado en más de 600 GWh al producible mensual, por lo que, después de tres meses en los que se había invertido la tendencia, en este mes se ha vuelto a registrar un descenso del volumen de reservas de los embalses que al finalizar febrero se

**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 periodo de tiempo.

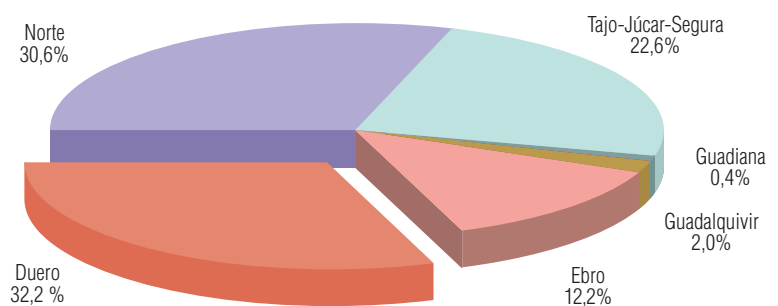
### SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA



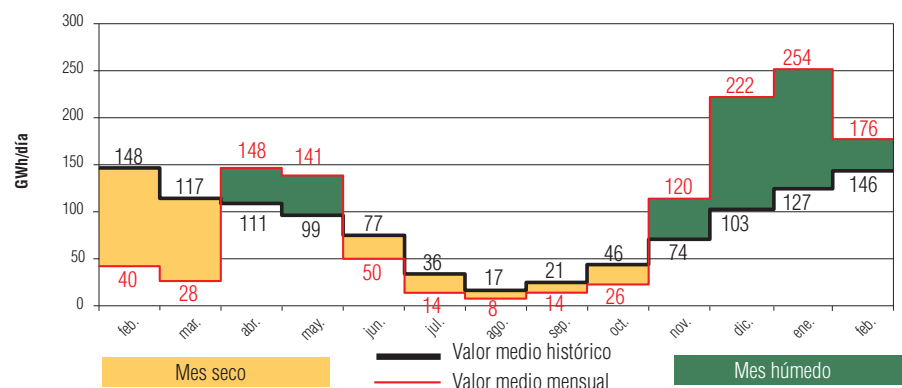
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.701	162,5	3.598	96,2	11.740	24,0
Duro	3.550	1.924	378,2	3.781	303,2	9.729	71,3
Tajo-Júcar-Segura	4.093	1.184	727,4	2.661	535,9	5.995	108,0
Guadiana	233	24	33,8	52	97,7	118	-50,4
Guadalquivir	1.016	110	149,1	232	129,7	1.043	12,5
Ebro	3.483	623	81,6	1.432	72,8	6.829	8,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.524</b>	<b>5.566</b>	<b>248,2</b>	<b>11.756</b>	<b>183,5</b>	<b>35.452</b>	<b>39,0</b>
Canarias	1	0	-	0	-	2	100,0
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>100,0</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

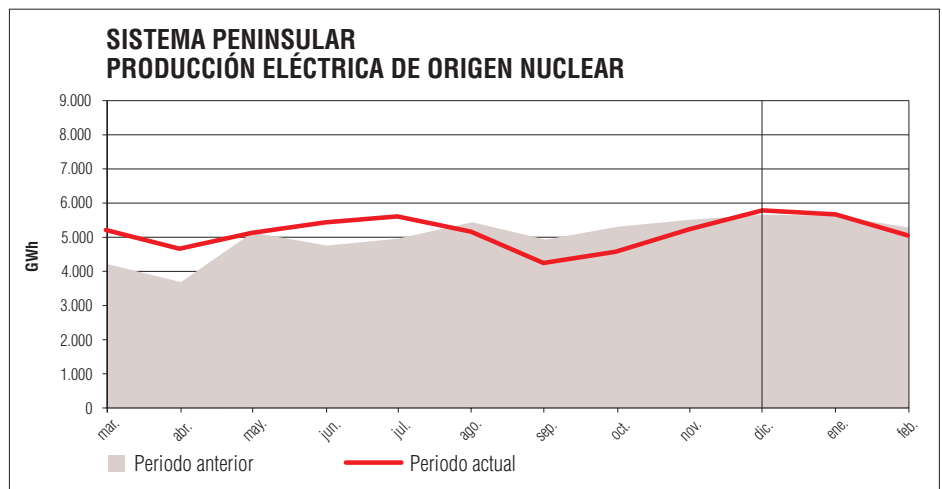
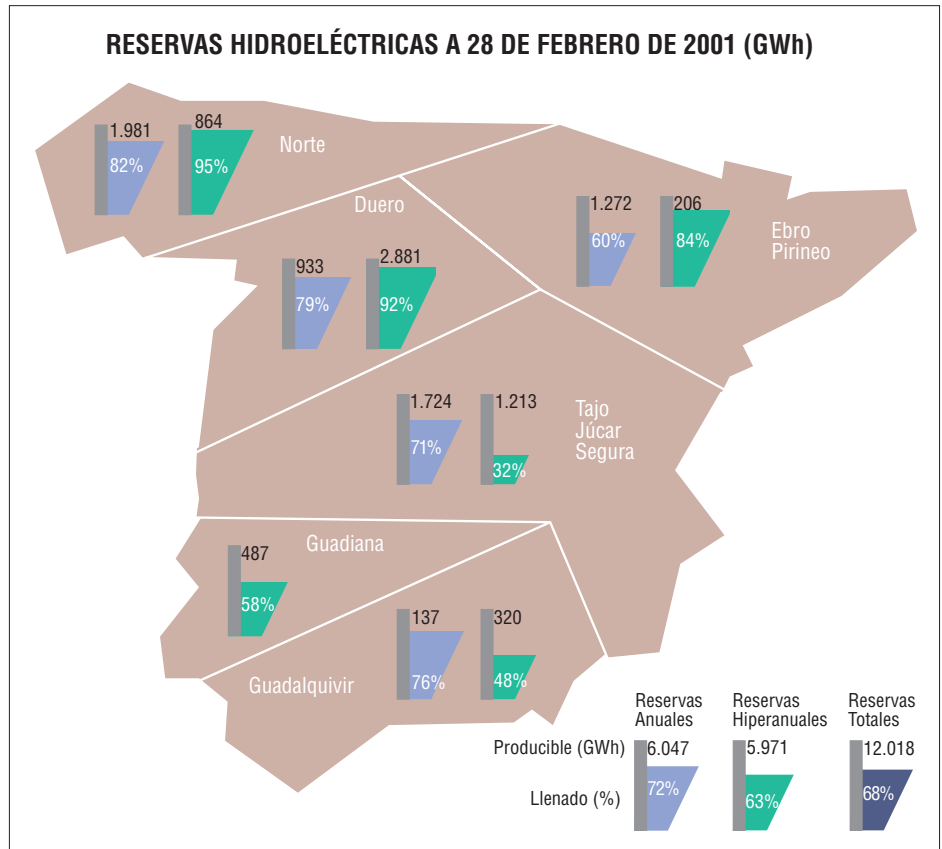


situaba en 12.018 GWh, un 3,5% por debajo del que existía a finales de enero. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 67,5% de la capacidad total, el octavo valor más alto registrado desde 1965. Este porcentaje es superior en 26,6 puntos a las reservas registradas a finales del mes de febrero del año anterior y 3 puntos por debajo del registrado al finalizar el mes de enero.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 6.047 GWh, que corresponden a un nivel de llenado 72,4%, 6,2 puntos menos que en el mes de enero y casi 29 puntos superior a febrero de 2000. Este volumen de llenado es el séptimo más alto para este mes desde 1965. Todas las cuencas registraban al finalizar el mes un volumen de llenado superior al 70%, excepto en la cuenca Ebro que fue del 59,6%.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 5.971 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 62,6%, 0,9 puntos por encima del de enero e igualmente 24 puntos por encima del registrado al finalizar febrero de 2000. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a las cuencas Norte y Duero con porcentajes superiores al 90%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 32%.

### Producción nuclear

- En el mes de febrero la producción de origen nuclear se ha situado en 4.982 GWh, un 6,7% menos que el mismo mes del año anterior. Esta descenso es consecuencia de la parada programada en la central de Ascó II, así como de la comparación con febrero del año anterior que tuvo un día más.
- La producción nuclear de febrero representa una aportación a la producción bruta mensual del 34,1%, casi cuatro puntos por debajo de la registrada en febrero del año anterior y medio punto inferior a su contribución el pasado mes de enero.
- El día 23 de febrero se desacopló de la red el grupo II de la central de Ascó comenzando la 13ª parada para recarga y mantenimiento cuya duración será de aproximadamente un mes.
- En febrero, la disponibilidad del equipo nuclear se ha reducido respecto a los valores cercanos al 100% registrados en los últimos tres meses, situándose en el 97,7%, consecuencia de la citada actuación programada en la central de Ascó II. Por su parte, el factor de carga, influido por esa misma circuns-



Producción bruta Nuclear	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	101	-4,0	214	-2,0	1.164	-2,4
Garoña	466	312	0,5	658	0,4	4.032	1,0
Almaraz I	974	655	-2,9	1.378	-1,2	7.748	6,4
Ascó I	1.028	687	2,3	1.449	4,0	8.068	-4,9
Almaraz II	983	629	-6,2	1.348	-2,8	7.643	-9,2
Cofrentes	1.025	670	-6,0	1.377	-4,1	7.656	-2,6
Ascó II	1.015	519	-26,3	1.273	-12,5	8.614	13,4
Vandellós II	1.082	694	-7,7	1.503	-3,4	8.253	7,4
Trillo I	1.066	715	-3,2	1.506	-1,6	8.709	10,5
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.799</b>	<b>4.982</b>	<b>-6,7</b>	<b>10.704</b>	<b>-2,9</b>	<b>61.887</b>	<b>2,5</b>

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

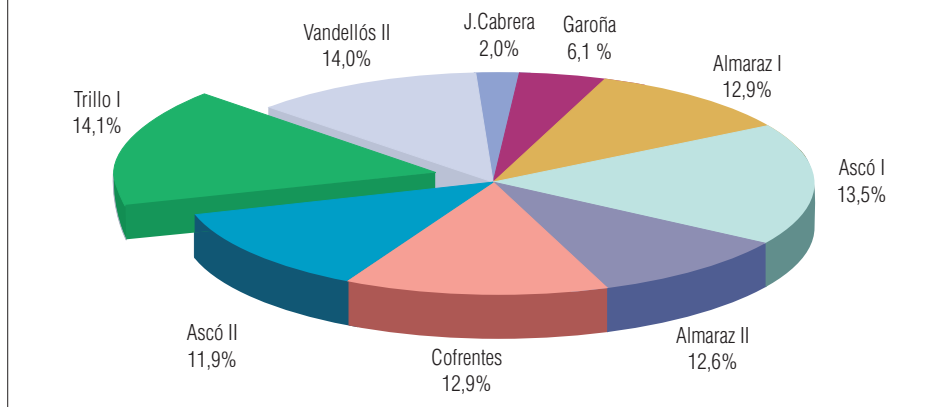
tancia, se ha situado en el 95,1%, casi cuatro puntos menos tanto respecto al valor registrado en enero como al de febrero del año anterior.

- El descenso de la producción nuclear observado este mes ha situado la producción acumulada de los dos primeros meses del año con esta tecnología en 10.704 GWh, un 2,9% por debajo de la registrada en el mismo período del año anterior. Esta producción representa una contribución a la producción bruta del período del 34,4%, casi dos puntos menos a la de los dos primeros meses del año anterior.
- Durante el mes de febrero se han fabricado 99 elementos combustibles tipo BWR para la central finlandesa de TVO. Por el contrario, en este mes no se han importado elementos combustibles de ningún tipo.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo. Durante un período aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. Durante el mes de febrero no ha habido producción residual.

## Producción térmica convencional

- Por tercer mes consecutivo, la producción bruta de los grupos térmicos convencionales reduce su generación respecto al año anterior. En febrero la producción con esta tecnología ascendió a 4.063 GWh, un 43,6% inferior a la del mismo mes del año anterior. Esta floja generación, la más baja desde mayo de 1998, tiene su origen en el elevado crecimiento de la producción hidroeléctrica.
- La producción de febrero representa una aportación a la producción bruta mensual del 27,8%, la más baja desde enero de 1998 y veintitrés puntos inferior a su contribución en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de febrero, en los dos primeros meses del año la producción térmica convencional ha sido 8.687 GWh, inferior en un 43,6% a la del año anterior, y ha aportado el 27,9% de la producción bruta del periodo, cerca de veintitrés puntos menos que en los dos primeros meses de 2000.
- Por tecnologías, en el periodo enero-febrero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 68,4% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 20,0% de la producción mensual mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 11,6% restante.

## PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



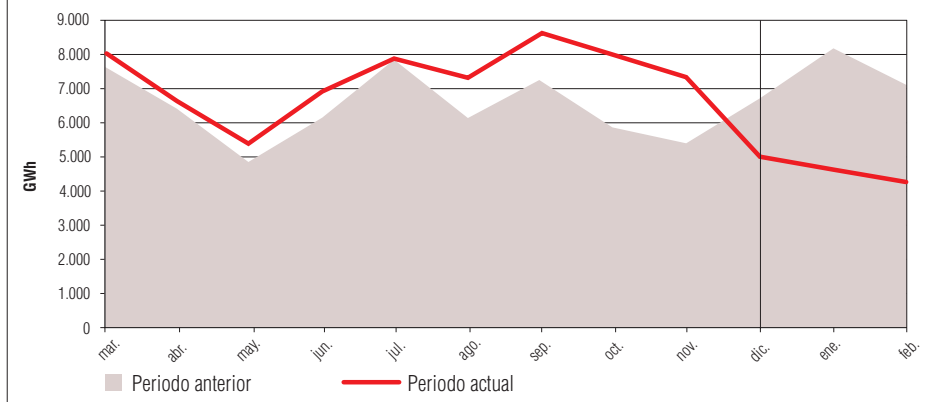
Grupo	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,2	0,0	0,0	94,3	0,0	0,0
Garoña	99,7	0,0	0,0	99,7	0,0	0,0
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	99,4	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Almaraz II	95,2	0,0	1,9	96,9	0,0	0,9
Cofrentes	97,2	0,0	0,4	94,8	0,0	2,0
Ascó II	76,0	14,3	0,0	88,6	6,8	0,0
Vandellós II	95,5	0,0	1,5	98,1	0,0	0,7
Trillo I	99,9	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>95,1</b>	<b>1,8</b>	<b>0,5</b>	<b>96,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,5</b>

Combustible nuclear	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	0	264.693
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	0	212
Exportación	0	0	56
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	176
Exportación	99	199	203
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	48
BWR	0	0	128

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

## SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



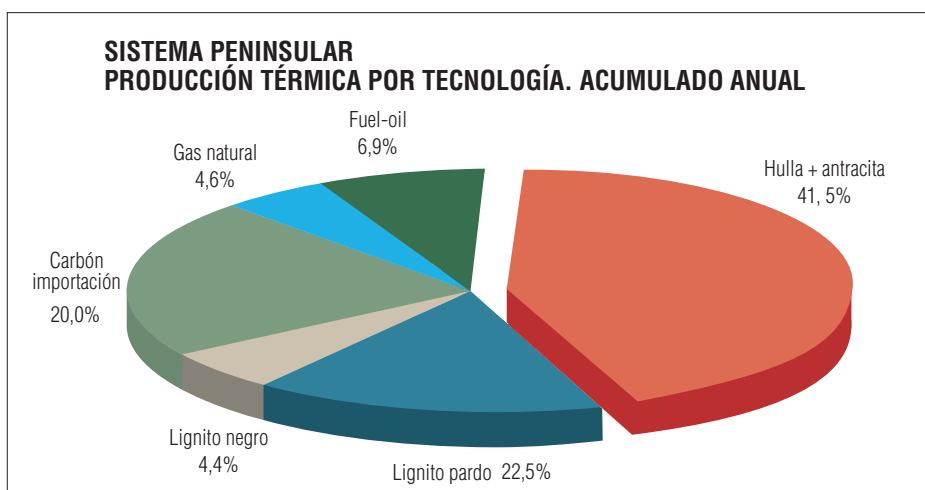
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en todas las centrales de carbón, y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en los dos primeros meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos ha sido del 34,9% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 51,5% y la de fuel-gas el 13,5%.
- En los dos primeros meses del año, todas las tecnologías han reducido su producción respecto al año anterior, registrándose mayores descensos en el lignito negro, 78,0% y en hulla-antracita, 50,6%.
- Como consecuencia de la menor utilización del equipo térmico en lo que va de año, el factor de carga del periodo enero-febrero se ha situado en el 27,8%, 27,1 puntos menos que en el año anterior. Por su parte, la disponibilidad del grupo térmico en el mismo periodo ha sido del 94,5%, casi cuatro puntos más que el registro de 2000.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de febrero, la producción de las centrales de carbón ha crecido un 4,3% respecto a la del mismo mes del año anterior, tasa muy superior a la de meses anteriores. No obstante, los grupos de fuel continúan absorbiendo la totalidad del crecimiento de la generación térmica, incrementando su producción en un 11,6%.

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

Producción bruta Tecnología	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.080	1.669	-53,7	3.608	-50,6	35.758	-7,8
Lignito pardo	2.032	933	-7,6	1.954	-12,2	13.990	0,8
Lignito negro	1.501	112	-86,2	378	-78,0	7.717	3,7
Carbón importación	1.928	892	-28,3	1.742	-28,7	12.902	-0,4
Gas natural (*)	3.582	200	-34,5	402	-42,0	4.090	33,4
Fuel-oil	4.632	258	13,1	603	-41,2	5.447	8,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.756</b>	<b>4.063</b>	<b>-43,6</b>	<b>8.687</b>	<b>-43,6</b>	<b>79.905</b>	<b>-1,5</b>
Carbón	510	285	4,3	595	2,1	3.484	-0,8
Fuel-oil	2.316	587	11,6	1.215	10,8	7.496	11,9
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.826</b>	<b>872</b>	<b>9,1</b>	<b>1.810</b>	<b>7,8</b>	<b>10.980</b>	<b>7,6</b>

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



Tecnología	Factor de carga %	Febrero		Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.
Hulla + antracita	40,8	2,0	0,7	44,2	1,0 1,0
Lignito pardo	68,3	0,0	0,0	67,9	0,0 0,5
Lignito negro	11,1	0,0	0,3	17,8	0,0 0,7
Carbón importación	68,8	0,0	0,0	63,8	0,0 1,8
Gas natural (*)	8,2	0,0	0,7	8,1	0,0 3,0
Fuel-oil	5,2	0,0	17,6	5,8	0,0 17,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>26,8</b>	<b>0,6</b>	<b>4,6</b>	<b>27,8</b>	<b>0,3 5,2</b>
Carbón	83,2	0,0	0,2	82,4	0,0 0,2
Fuel-oil	37,9	4,0	3,5	35,8	3,0 4,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>46,1</b>	<b>3,3</b>	<b>2,9</b>	<b>44,3</b>	<b>2,5 3,4</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

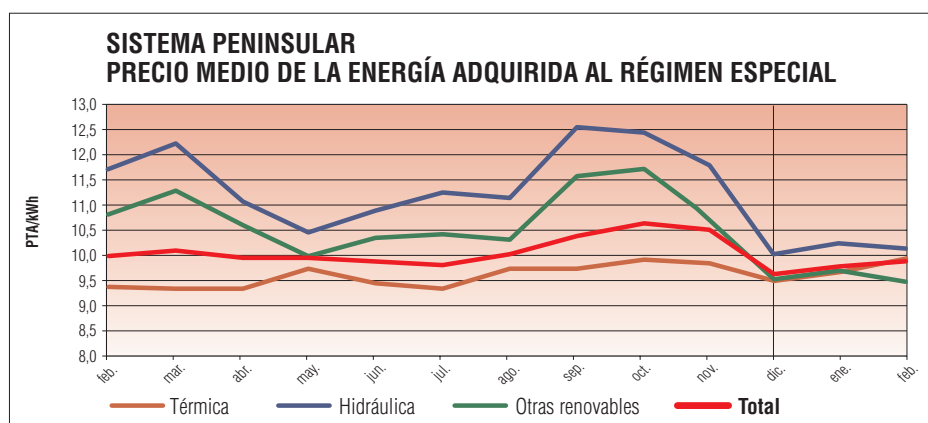
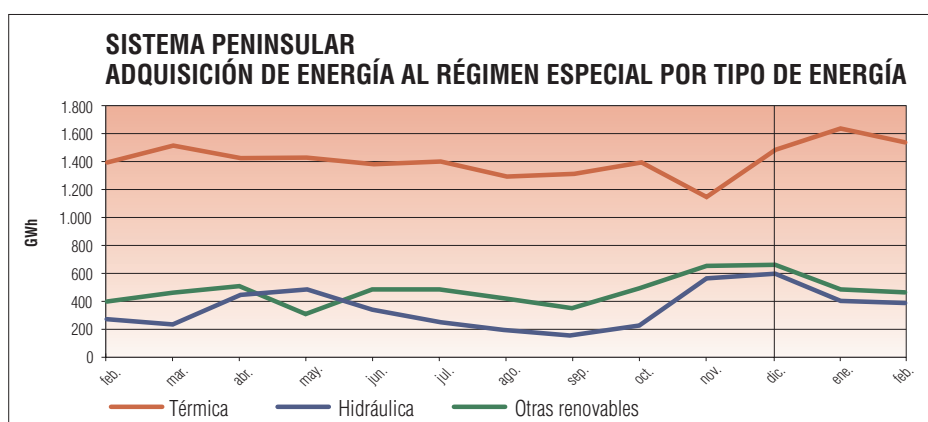
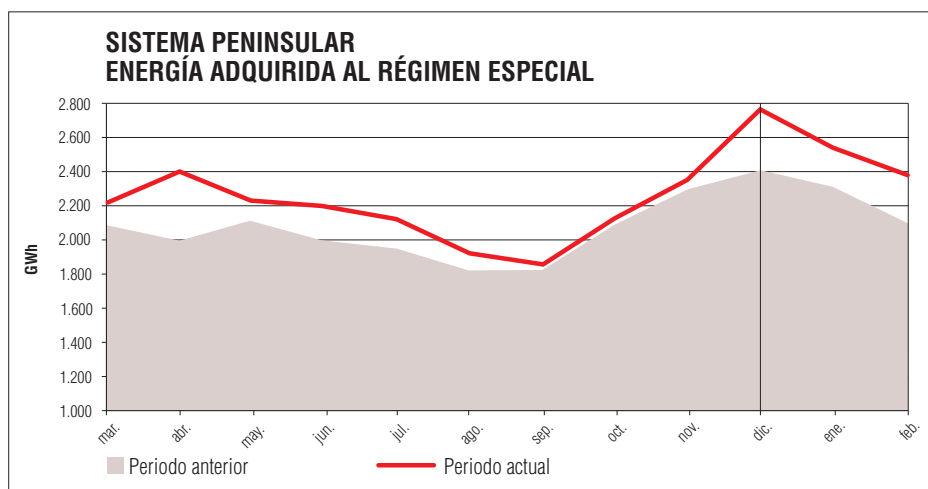
Combustible	Febrero					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	378	-61,5	2.954	16,8	998	827	-59,0	2.143	8.808	-12,6	23.201
Lignito pardo	87	-54,1	59	44,2	239	258	-36,2	641	2.364	-12,2	6.012
Lignito negro	21	-85,4	988	-24,1	79	83	-72,8	252	1.478	11,2	4.591
Carbón importación	822	-21,9	2.468	127,3	2.277	1.619	-26,1	4.476	12.555	4,1	35.149
Gas natural (**)	38	-46,5	-	-	270	82	-56,0	400	1.253	36,0	3.773
Gas siderúrgico	31	-19,1	-	-	110	64	-16,6	213	461	2,7	1.245
Fuel-oil	113	4,3	624	31,9	91	292	-29,6	562	2.116	3,7	5.934
<b>Sistema peninsular</b>	<b>1.490</b>	<b>-42,4</b>	<b>7.093</b>	<b>30,6</b>	<b>4.063</b>	<b>3.225</b>	<b>-42,4</b>	<b>8.687</b>	<b>29.035</b>	<b>-1,8</b>	<b>79.905</b>
Carbón	92	5,0	275	142,6	285	194	4,7	595	1.111	-3,9	3.484
Fuel-oil	129	11,5	85	-14,7	587	266	12,4	1.215	1.661	15,7	7.496
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>221</b>	<b>8,6</b>	<b>360</b>	<b>69,0</b>	<b>872</b>	<b>460</b>	<b>9,0</b>	<b>1.810</b>	<b>2.772</b>	<b>18,0</b>	<b>10.980</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, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.370 GWh, con un crecimiento del 13,7% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras este dato, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 27.069 GWh, supera en un 9,1% al del mismo período del año anterior, tasa muy inferior al 22,4% que se contabilizó en febrero de 2000. Este volumen de adquisiciones ha aportado el 13,8% de la demanda de los últimos doce meses, valor superior en medio punto al registrado en el mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, que han aportado el 37,4% de la energía adquirida en el período, seis puntos más que en el mismo período del año anterior. Por su parte, la energía procedente de las centrales térmicas descendió ligeramente respecto al mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 34 GWh, un 42,0% menos que en el mismo mes del año anterior, siguiendo la línea de crecimientos negativos iniciada en febrero de 2000. La aportación de este volumen de energía a la demanda mensual ha sido del 4,0%, más de tres puntos inferior que en febrero de 2000.
- En febrero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,82 PTA/kWh, un 1,6% inferior al registrado el mismo mes del año anterior, consecuencia del notable descenso del precio de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,02 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,47 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,59 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.



Régimen especial	Potencia MW	Febrero				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%
Térmica	4.800	1.526	8,8	9,88	5,8	3.160	7,8	9,74	5,7	16.936	-0,6	9,59	3,4
Hidráulica	1.341	390	38,1	10,15	-13,9	807	31,8	10,19	-11,4	4.340	16,2	11,02	-2,5
Otras renovables	2.177	454	13,8	9,47	-12,7	940	14,6	9,57	-9,6	5.792	43,0	10,47	1,3
<b>Sistema peninsular</b>	<b>8.318</b>	<b>2.370</b>	<b>13,7</b>	<b>9,82</b>	<b>-1,6</b>	<b>4.907</b>	<b>12,4</b>	<b>9,78</b>	<b>-0,3</b>	<b>27.069</b>	<b>9,1</b>	<b>10,03</b>	<b>2,6</b>
Térmica	82	24	-41,6	-	-	54	-32,5	-	-	407	-19,3	-	-
Hidráulica	0,5	0,1	-42,0	-	-	0,3	-15,1	-	-	3,6	982,7	-	-
Otras renovables	73	10	-42,8	-	-	26	-26,1	-	-	239	3,8	-	-
<b>Sistemas extrapeninsulares (*)</b>	<b>155</b>	<b>34</b>	<b>-42,0</b>	-	-	<b>80</b>	<b>-30,5</b>	-	-	<b>650</b>	<b>-11,6</b>	-	-

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

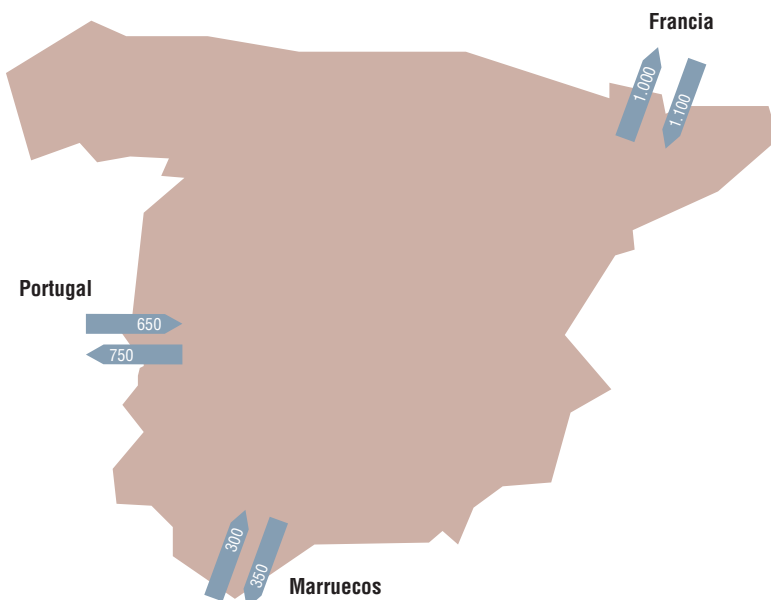
(\*) Datos de precios no disponibles.

## Intercambios internacionales

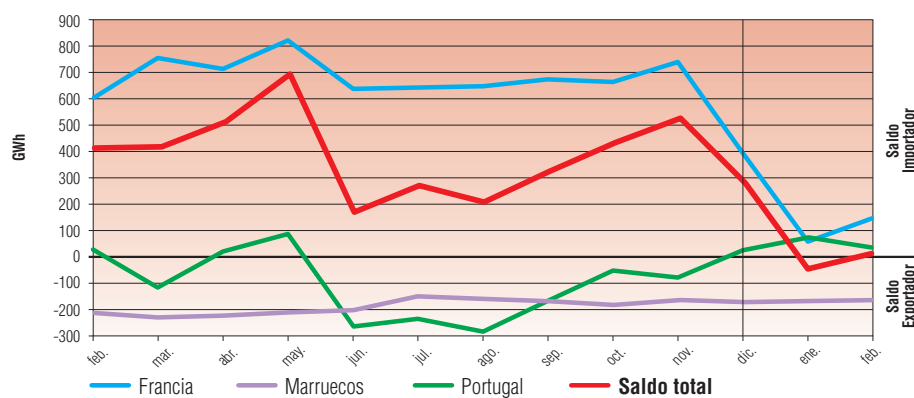
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de febrero ha ascendido a 744 GWh, un 35,5% menos que en el mismo mes de 2000. El 48,8% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de intercambios internacionales de 17 GWh.
- El 54,8% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en febrero a 322 GWh, el 43,3% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,9% restante.
- En febrero, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) ha correspondido nuevamente a operaciones con la frontera de Francia con 146 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Marruecos, 119 GWh, Portugal, 104 GWh, y Andorra, 39 GWh.
- En el agregado de los dos meses del año transcurrido, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 1.701 GWh, un 16,2% menos que en el mismo período del año anterior. El 60,6% de esta energía, casi cuatro puntos más que en el mismo periodo del año 2000, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 527 GWh. El 22,5% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 38,3% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 481 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,1% del volumen y aportó un saldo importador de 17 GWh.
- El saldo resultante de los intercambios internacionales de los dos primeros meses del año ha sido exportador en 30 GWh, invirtiendo el signo respecto al registrado en el mismo período del año anterior, importador en 612 GWh, consecuencia principalmente del importante incremento de las operaciones de exportación de los agentes durante estos dos primeros meses del año.
- El 48,9% del volumen total de energía intercambiada por los agentes (incluido bilaterales) durante los dos primeros meses del año ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 19,9% a través de la frontera de Portugal, el 23,1% con Marruecos y el 8,0% 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.

**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.

### INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL FEBRERO 2001 (MW)



### SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



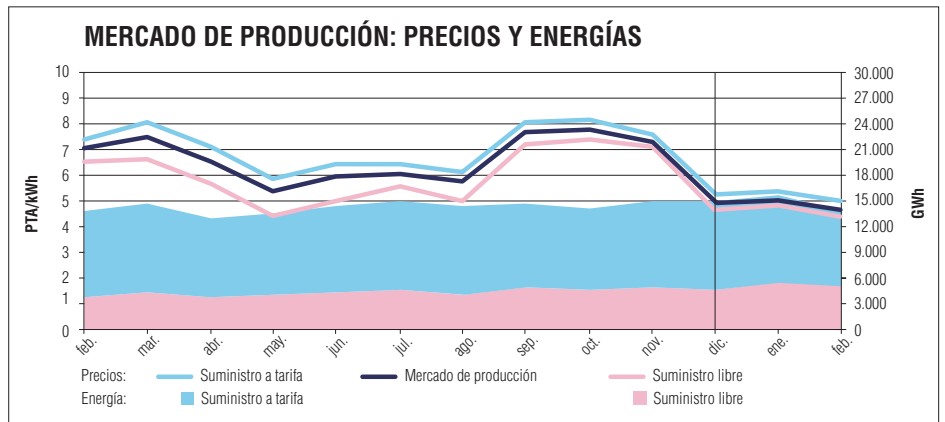
Intercambios internacionales (GWh)*	Febrero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-39	-39	0	-83	-83	0	-276	-276
Francia	22	-109	-87	78	-274	-196	3.021	-329	2.692
Marruecos	1	-70	-68	2	-162	-160	7	-832	-826
Portugal	65	-35	31	147	-54	93	599	-1.358	-759
<b>Mercado: Agentes</b>	<b>89</b>	<b>-253</b>	<b>-164</b>	<b>227</b>	<b>-573</b>	<b>-345</b>	<b>3.626</b>	<b>-2.795</b>	<b>831</b>
Francia	278	0	278	566	0	566	4.497	0	4.497
Marruecos	0	-44	-44	0	-85	-85	0	-561	-561
<b>Mercado: Contratos REE</b>	<b>278</b>	<b>-44</b>	<b>235</b>	<b>566</b>	<b>-85</b>	<b>481</b>	<b>4.497</b>	<b>-561</b>	<b>3.936</b>
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	-14	-14	25	-128	-103	44	-128	-84
Marruecos	0	-48	-48	0	-75	-75	0	-781	-781
Portugal	0	-4	-4	0	-4	-4	0	-154	-154
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>0</b>	<b>-66</b>	<b>-66</b>	<b>25</b>	<b>-207</b>	<b>-182</b>	<b>44</b>	<b>-1.062</b>	<b>-1.018</b>
Andorra	0	-1	-1	1	-1	0	4	-5	0
Francia	0	0	0	3	0	2	52	-3	50
Marruecos	4	0	4	5	0	5	8	-5	3
Portugal	9	0	9	9	0	9	22	-26	-3
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>13</b>	<b>-1</b>	<b>13</b>	<b>18</b>	<b>-1</b>	<b>17</b>	<b>87</b>	<b>-39</b>	<b>49</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>381</b>	<b>-363</b>	<b>17</b>	<b>836</b>	<b>-866</b>	<b>-30</b>	<b>8.254</b>	<b>-4.456</b>	<b>3.798</b>

(\*) Intercambios a través de las fronteras.

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- Por tercer mes consecutivo los precios medios del mercado de producción se sitúan por debajo de las 5 PTA/kWh, alcanzando en febrero el valor más bajo desde enero de 1998, en que se inició el mercado eléctrico.
- El precio medio ha sido 4,69 PTA/kWh, un 6,0% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 14.508 GWh. Respecto de febrero de 2000, el precio ha disminuido un 33,1%, frente a un aumento del 2,2% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 6,16 PTA/kWh, un 2,3% superior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 9.402 GWh, lo que supone una disminución del 6,6% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,99 PTA/kWh, un 6,3% menor que el mes anterior y un 32,1% menos que el mismo mes de 1999.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.760 GWh, un 5,8% menos que el mes pasado y un 26,2% más que hace un año. Esta cifra representa el 32,8% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,33 PTA/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a



Precios	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	s/ene.%	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>4,69</b>	<b>-6,0</b>	<b>-33,1</b>	<b>4,85</b>	<b>-29,2</b>	<b>6,16</b>	<b>2,3</b>
Mercado diario	3,40	-6,4	-41,7	3,53	-36,9	4,93	5,8
Otros mercados	0,53	-12,9	556,2	0,57	255,8	0,36	152,8
Garantía de potencia	0,76	1,2	-30,8	0,76	-31,1	0,87	-29,1
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>4,99</b>	<b>-6,3</b>	<b>-32,1</b>	<b>5,17</b>	<b>-27,6</b>	<b>6,57</b>	<b>3,2</b>
Mercado diario	3,44	-7,0	-41,3	3,58	-36,0	4,96	6,3
Otros mercados	0,62	-13,3	434,5	0,67	226,5	0,43	119,4
Garantía de potencia	0,93	1,7	-32,1	0,92	-31,3	1,17	-21,8
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>4,33</b>	<b>-6,8</b>	<b>-33,3</b>	<b>4,49</b>	<b>-29,2</b>	<b>5,62</b>	<b>9,0</b>
Mercado diario	3,39	-6,7	-42,4	3,52	-38,2	5,00	5,8
Otros mercados	0,45	-13,2	307,3	0,48	190,9	0,35	143,5
Garantía de potencia	0,49	-0,6	-0,6	0,49	0,8	0,27	-7,5

Energías	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/ene.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>14.508</b>	<b>-11,6</b>	<b>2,2</b>	<b>30.927</b>	<b>1,3</b>	<b>177.692</b>	<b>5,6</b>
Suministro a tarifa (**)	9.402	-13,1	-6,6	20.218	-9,4	119.010	-8,0
Suministro libre (***)	4.760	-5,8	26,2	9.814	31,2	53.098	51,9
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>89</b>	<b>-53,8</b>	<b>-45,7</b>	<b>280</b>	<b>40,8</b>	<b>1.309</b>	<b>557,5</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 periodo del año anterior.

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

#### Precio final del mercado de producción (PTA/kWh)

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
J1	3,79	3,01	2,54	1,66	1,31	1,20	3,17	3,20	5,55	6,23	6,34	6,12	6,21	4,35	4,18	4,06	5,26	4,51	6,95	10,71	10,09	6,87	3,74	3,51	4,96
V2	3,47	3,00	2,80	2,37	1,63	1,56	3,19	3,40	7,16	6,25	7,21	7,22	6,38	5,81	3,73	4,56	4,00	4,12	5,43	9,77	8,09	6,88	3,79	5,08	5,03
S3	6,61	4,41	3,89	3,19	3,17	2,80	1,91	2,78	2,47	3,64	5,52	5,50	4,81	3,94	3,70	3,29	3,26	3,30	4,57	5,86	6,10	5,89	5,39	5,28	4,32
D4	3,70	3,13	2,56	2,58	1,62	1,59	1,30	1,08	1,10	1,73	2,54	3,31	3,21	3,15	3,13	3,13	2,52	2,54	3,59	5,59	5,59	5,94	5,51	5,43	3,30
L5	4,22	3,28	3,16	2,64	1,90	2,35	3,26	4,34	6,33	6,65	7,68	7,52	7,03	6,34	5,04	5,36	5,25	5,96	7,45	10,34	9,82	7,59	5,76	5,20	5,87
M6	3,38	2,78	2,22	1,46	1,16	1,15	2,96	3,47	3,54	4,80	6,07	4,78	4,88	4,25	3,60	3,60	4,53	5,38	7,09	9,43	8,42	5,41	3,76	3,49	4,38
X7	3,31	2,91	2,76	1,82	1,54	1,54	2,95	3,66	5,06	5,95	6,96	7,01	6,37	5,59	4,17	4,55	4,81	5,65	6,82	10,42	9,63	6,80	4,69	3,56	5,12
J8	3,54	2,93	2,84	2,75	2,63	2,63	3,02	3,41	5,98	6,53	6,74	6,70	6,43	5,63	4,72	4,71	5,02	5,52	7,15	10,24	9,92	7,35	5,81	4,66	5,47
V9	3,41	3,09	2,93	2,72	2,62	2,61	3,09	3,28	4,75	4,56	4,56	4,61	4,58	4,55	3,99	3,98	4,16	4,42	4,11	5,69	5,23	5,01	4,40	4,56	4,11
S10	4,23	3,33	3,23	2,96	2,44	1,73	1,75	2,48	2,99	4,31	4,60	4,87	4,41	4,28	3,75	3,41	3,18	3,26	4,35	6,93	8,32	7,58	4,99	5,72	4,25
D11	5,35	4,33	3,55	3,35	3,17	2,53	2,08	1,77	1,83	2,21	2,49	3,47	3,48	3,41	3,46	3,57	2,67	2,51	4,70	7,99	8,95	10,59	7,88	8,69	4,55
L12	4,34	3,07	2,81	2,56	2,37	2,60	3,53	6,02	6,83	7,68	7,53	7,48	7,10	6,93	5,93	6,15	6,48	7,02	7,13	10,01	8,92	6,96	5,61	4,85	6,06
M13	4,08	3,47	2,92	2,50	1,56	1,55	2,99	3,82	5,87	5,74	6,17	6,14	6,18	6,37	4,50	4,55	4,87	5,10	7,53	9,09	8,06	6,85	4,81	4,50	5,10
X14	3,13	3,04	2,84	1,82	1,38	1,37	2,94	3,32	5,05	5,43	5,84	5,79	5,70	5,48	4,07	4,13	4,45	4,57	4,39	8,45	7,13	6,36	4,80	4,02	4,55
J15	6,01	3,57	2,89	2,88	2,86	2,82	3,60	5,78	7,05	7,03	7,36	6,98	6,68	6,25	4,01	4,70	4,77	5,07	6,42	8,93	8,66	6,38	4,97	4,75	5,57
V16	3,87	3,00	2,80	2,68	2,51	2,38	2,96	4,21	4,98	5,81	6,00	6,00	5,81	5,94	4,32	4,46	4,82	4,64	5,22	7,34	8,23	6,35	4,99	5,22	4,82
S17	5,38	3,61	3,01	2,95	2,91	2,90	2,88	2,92	3,11	3,72	4,48	4,59	4,23	4,03	3,36	3,21	3,01	3,10	4,00	5,89	6,61	6,29	5,02	5,81	4,13
D18	4,26	3,75	3,09	3,47	3,29	3,07	3,08	1,54	1,14	3,20	3,08	3,02	3,27	3,40	3,04	2,70	2,65	1,54	3,08	4,14	4,65	5,62	4,38	4,64	3,40
L19	3,88	2,97	3,04	3,25	3,01	3,20	3,79	6,59	6,83	6,34	6,85	6,68	6,58	5,42	4,42	4,54	5,06	5,30	5,80	9,34	9,35	6,81	4,74	4,47	5,55
M20	3,76	2,96	2,87	2,82	2,53	2,64	2,91	4,01	3,69	4,88	5,50	5,43	5,13	5,30	3,51	3,53	3,80	3,94	4,35	6,75	6,69	5,63	3,76	3,50	4,25
X21	3,81	3,18	2,85	2,80	2,78	2,78	2,91	4,17	4,68	5,35	5,88	5,98	5,98	5,52	3,58	3,54	3,80	4,07	5,31	7,41	7,15	5,92	3,71	3,52	4,56
J22	3,76	2,96	2,88	2,83	2,75	2,70	2,98	3,99	4,50	5,74	6,01	5,95	5,79	5,01	3,50	3,48	3,77	3,91	4,23	8,38	8,35	6,39	3,67	3,45	4,57
V23	3,71	2,92	2,83	2,71	2,51	2,48	3,07	3,96	4,47	5,23	5,47	5,25	4,57	4,17	2,89	2,92	3,22	2,96	3,32	4,09	4,98	3,95	2,96	3,36	3,73
S24	5,35	4,34	3,33	3,28	3,26	3,27	3,26	3,35	3,51	3,99	4,58	4,72	4,63	4,32	4,31	3,45	3,31	3,43	3,89	5,32	6,55	5,87	4,76	5,28	4,30
D25	4,69	4,08	3,49	3,46	3,41	3,36	3,29	3,38	2,60	3,51	3,44	3,65	3,70	3,70	3,58	3,56	3,45	3,54	3,89	4,90	5,42	6,66	4,99	4,56	4,02
L26	3,95	3,19	3,22	2,89	2,87	2,88	3,47	4,51	5,15	5,46	6,21	6,38	6,17	5,26	4,33	4,32	4,49	4,50	4,90	7,77	7,80	6,09	4,41	4,15	4,93
M27	3,85	3,59	2,88	2,88	2,85	2,83	3,18	4,25	4,60	5,46	6,23	6,29	5,62	4,97	3,97	3,92	4,11	4,10	4,40	7,60	8,68	6,11	4,03	3,75	4,71
X28	4,12	3,63	2,89	2,88	2,83	2,82	2,92	4,28	4,34	5,18	6,80	7,24	7,17	6,05	4,83	4,81	4,93	4,79	5,14	6,81	8,08	6,50	4,54	4,40	5,04
Media	4,18	3,34	2,96	2,71	2,45	2,39	2,96	3,77	4,65	5,23	5,79	5,78	5,53	5,03	4,01	4,05	4,20	4,32	5,25	7,77	7,70	6,44	4,70	4,61	4,69

Mínimo: 1,08      Precios de 1,08 a 5,55      Precios de 5,55 a 7,40      Precios de 7,40 a 10,71      Máximo: 10,71  
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 2000.

tarifa, es un 13,4% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

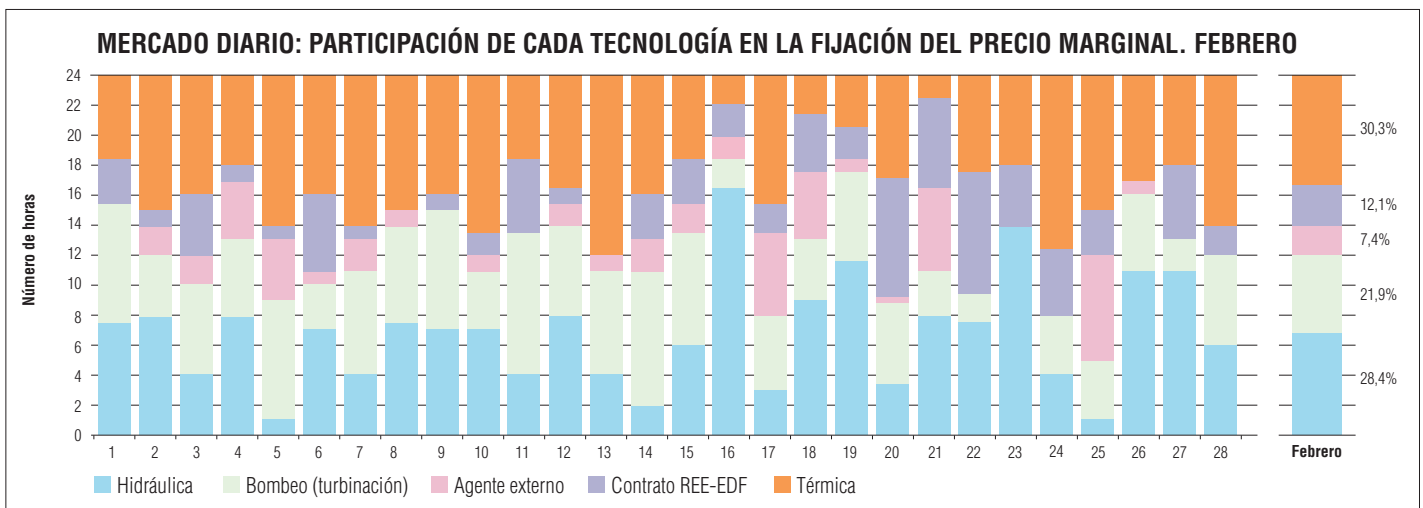
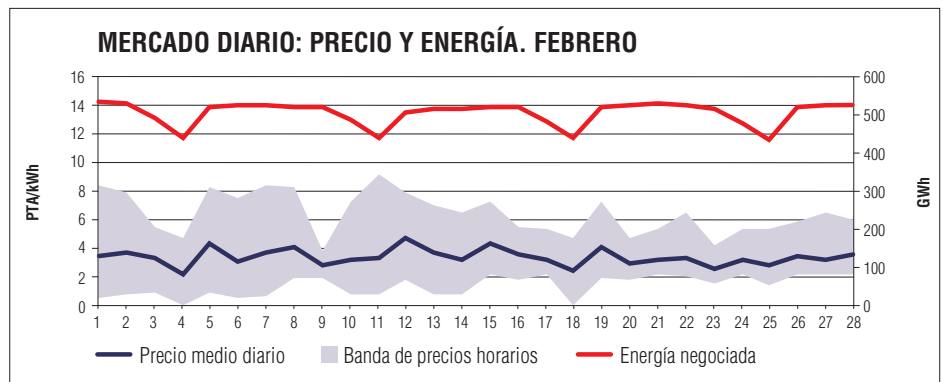
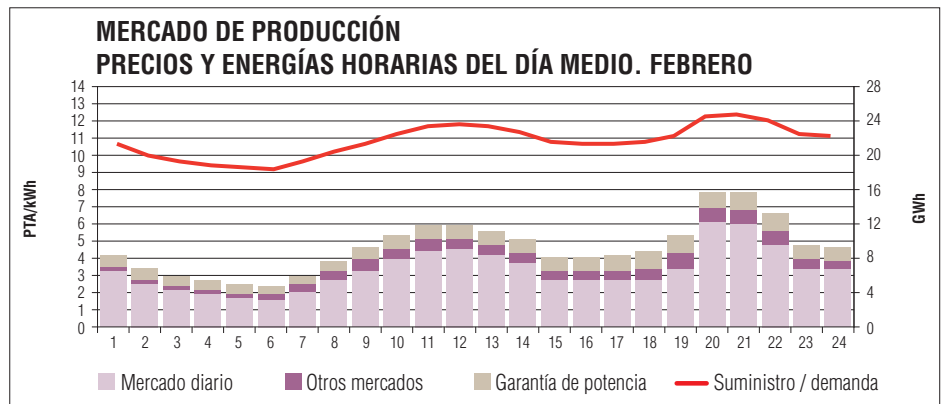
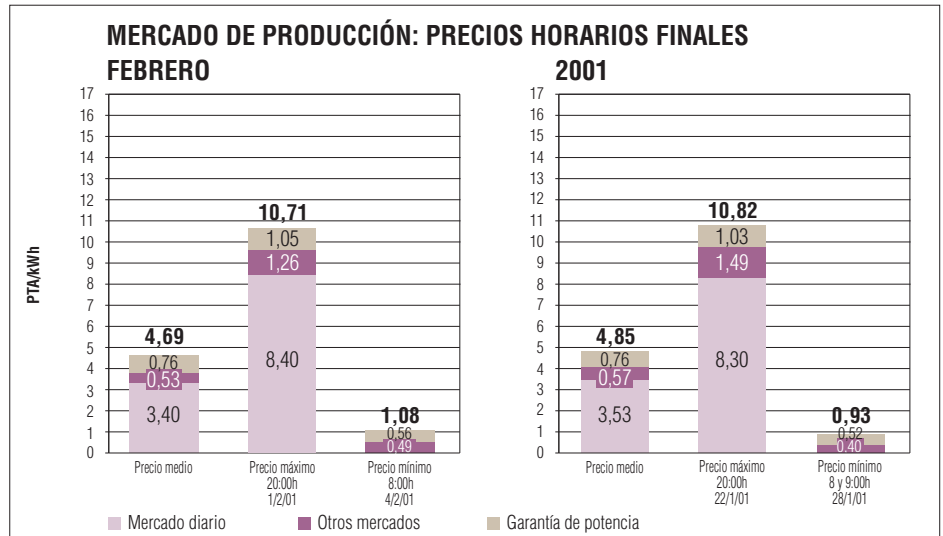
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de febrero, precio valle, ha sido 3,086 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 5,247 PTA/kWh.

**Precios finales horarios**

- El precio horario final máximo alcanzó 10,71 PTA/kWh, en la hora 20 del jueves 1, mientras que el precio mínimo fue 1,08 PTA/kWh en las hora 8 del domingo 4. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 9,9 veces, disminuyendo moderadamente respecto al mes anterior.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 2,4 y 7,8 PTA/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,4 y 24,7 GWh.

**Mercado diario**

- En febrero, el precio medio del mercado diario ha sido 3,40 PTA/kWh, la energía intercambiada 14.209 GWh y el volumen económico contratado de 49.362 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,9% de la energía y el 71,0% del volumen económico.
- Los precios medios manifiestan una tendencia decreciente a lo largo del mes. Los precios de los días laborales se han situado en el entorno de las 4 PTA/kWh durante las dos primeras



semanas del mes, disminuyendo hasta las 3 PTA/kWh en las dos últimas semanas. Por su parte, los precios de los fines de semana se han situado alrededor de las 3 PTA/kWh.

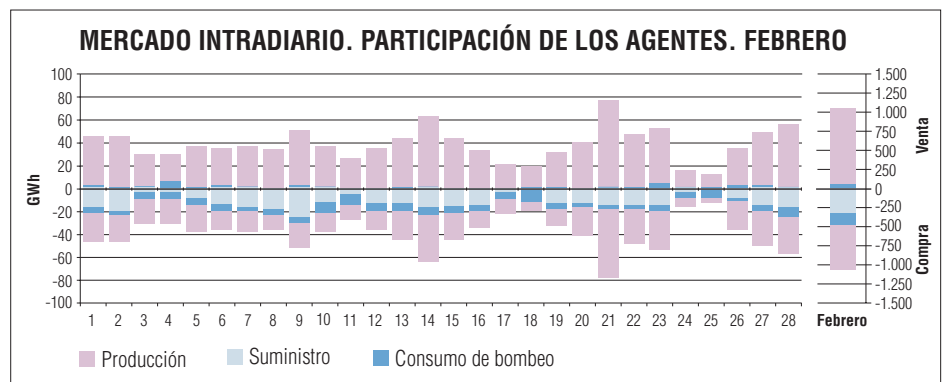
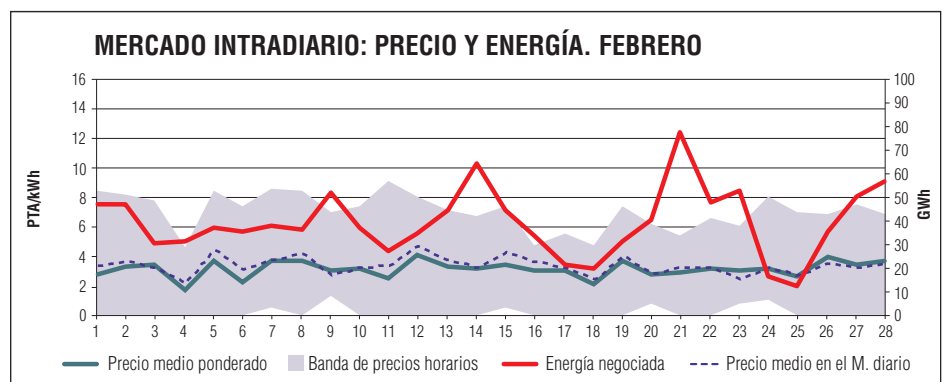
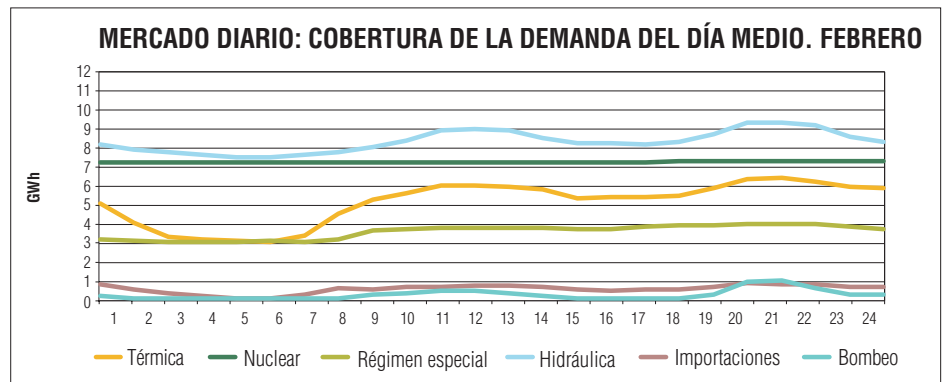
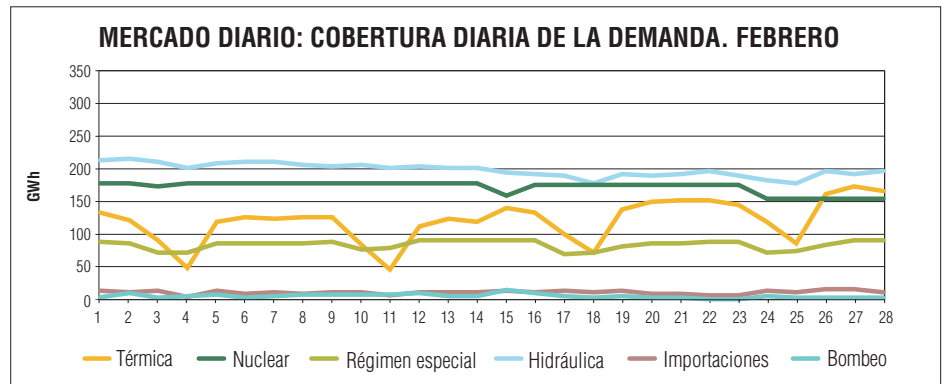
- El precio mínimo del mes, 0,000 PTA/kWh, se ha registrado en la hora 9 del domingo 18, y el precio máximo del mes, 9,188 PTA/kWh, en la hora 22 del domingo 11.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan que, al igual que el mes anterior, la producción hidráulica supera a la nuclear tanto en datos diarios como en horarios medios. La disminución de la demanda ha repercutido, principalmente, sobre la producción térmica.
- Las centrales térmicas han fijado el precio marginal en un 30% de las horas frente al 50% de las hidráulicas y de bombeo. Estas últimas han aumentado su participación respecto de la del mes pasado, 41%. Por su parte, los agentes externos y el contrato de RED ELÉCTRICA, al igual que en el mes anterior, han marcado el precio marginal en un alto número de horas, 7% y 12% respectivamente.

## Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,13 PTA/kWh, un 4,0% menos que el mes anterior y un 8,0% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.088 GWh, un 13,3% menos que el mes anterior. De esta energía, el 60,8% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 39,2% restante, 426 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 122 GWh, y al suministro, 305 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 1,1 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 784, 157, 46, 27, 27 y 48 GWh totales. 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 4,6 y 7,8 PTA/kWh el 80% de los días.

## Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de febrero ha sido de 11.088 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,76 PTA/kWh, valor muy similar al del mes anterior y



- que supone el 16,3% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste adicional de 584 MPTA, con una repercusión

- sobre el precio medio del mercado de producción de 4,0 cts./kWh.
- Los contratos bilaterales físicos han sumado 89 GWh en el mes de febrero, un 53,8% menos que el mes anterior.

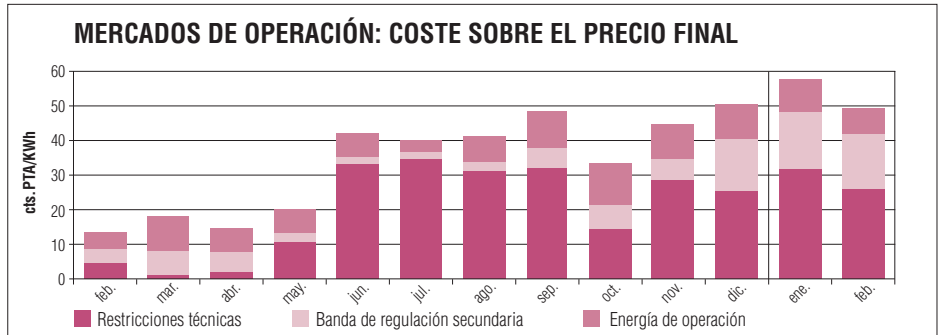
**Mercados de Operación**

• El coste neto de los mercados de operación ha sido 49,6 cts/kWh, un 14,9% inferior al del mes de enero, suponiendo un 10,6% del precio final del mercado de producción. Este coste mensual es muy superior al alcanzado en febrero del año anterior, 13,3 cts/kWh.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha descendido hasta los 344 GWh, un 2,4% de la energía correspondiente al mercado diario, un 29,1% menos que en enero. Este descenso ha sido debido a la menor demanda de energía en el mes de febrero. Sin embargo, respecto al mismo mes del año anterior, se ha programado un 224,5% más de energía por restricciones, debido al incremento de la demanda y a la gran producción hidráulica de este año que ha desplazado a mucha energía térmica de la casación del mercado diario, lo que ha hecho preciso programar parte de esta energía para resolver las restricciones técnicas. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 15,12 PTA/kWh, un 5,3% inferior al del mes de enero.

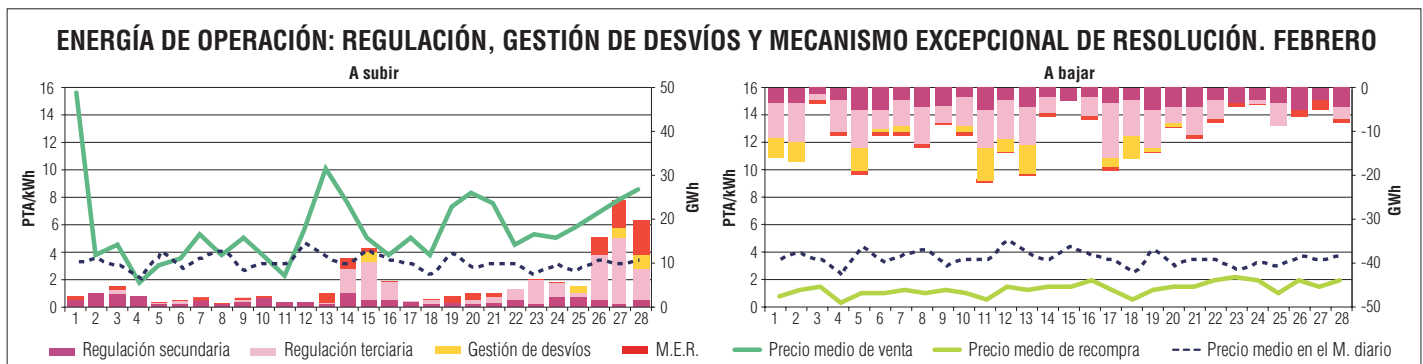
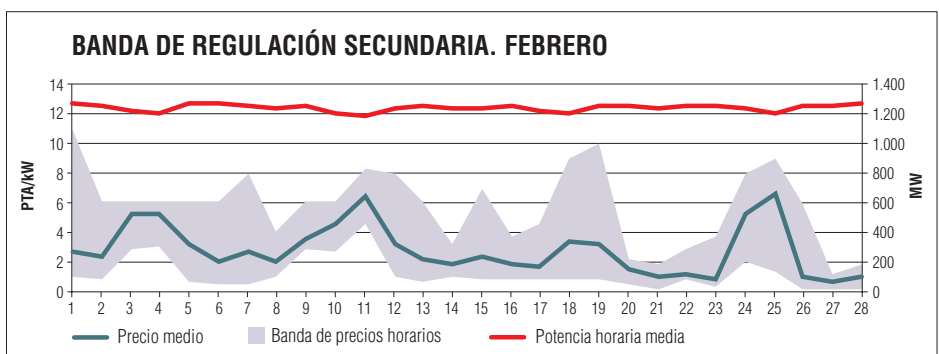
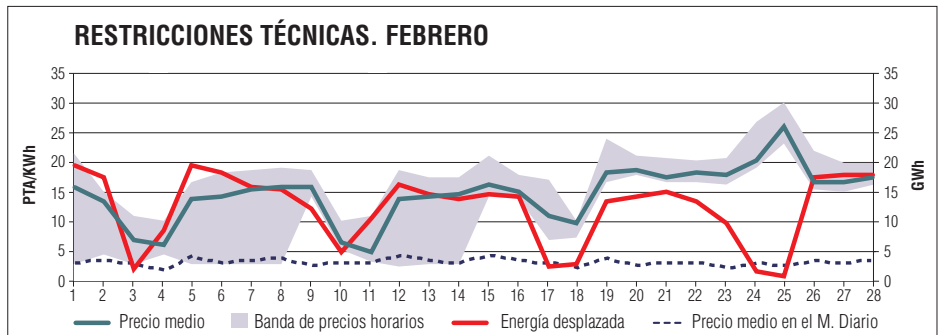
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.236 MW, repartidos en 715 MW a subir y 521 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,79 PTA/kWh, un 7,6% menos que en enero. La repercusión económica total ha representado un coste de 16,2 cts/kWh, un 3,6% menos que el mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 459 GWh, repartida en 145 GWh a subir y 313 a bajar, un 28,9% menos que en enero. El precio medio de venta ha sido 6,55 PTA/kWh y el de recompra 0,89 PTA/kWh. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 7,5 cts/kWh, un 20,2% inferior a enero. La relación de energía de operación subir/bajar fue de 0,46. Cabe destacar que la energía a bajar utilizada por el mecanismo de gestión de desvíos fue tres veces inferior a la utilizada en el mes anterior.



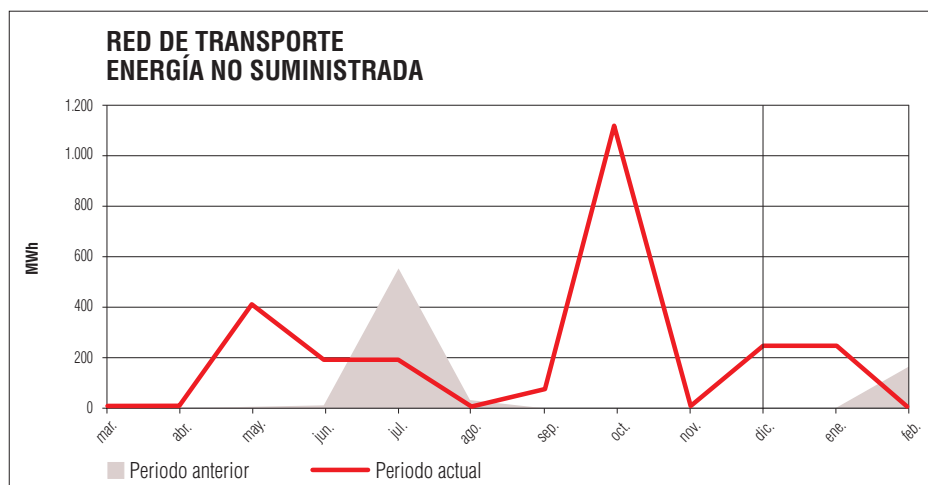
Mercados de operación	Coste s/Precio final cts. PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
Febrero					
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>25,9</b>	<b>344</b>		<b>15,12</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>16,2</b>	<b>715</b>	<b>521</b>	<b>2,79</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>7,5</b>	<b>145</b>	<b>313</b>	<b>6,55</b>	<b>0,89</b>
Regulación secundaria		38	104	4,13	1,11
Regulación terciaria		68	154	5,49	0,77
Gestión de desvíos		9	44	4,79	0,97
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		30	12	12,62	0,24
<b>Total</b>	<b>49,6</b>				

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

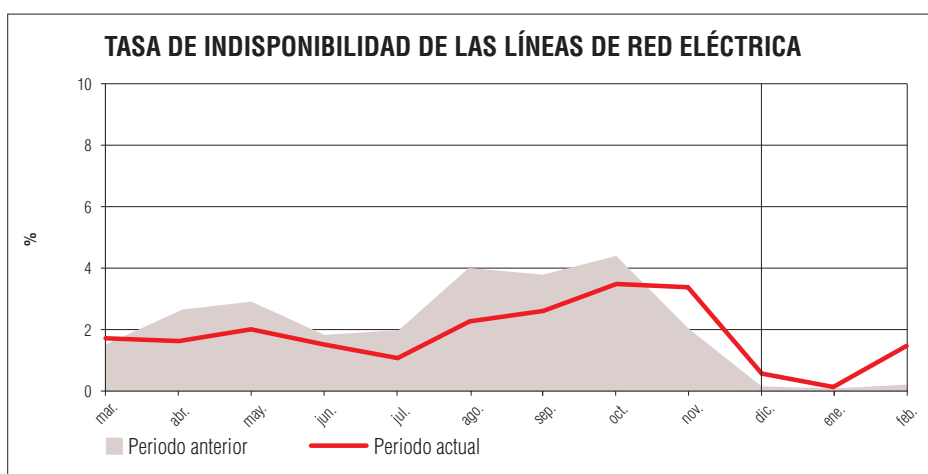


## 4. RED DE TRANSPORTE

- 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 el mes de febrero no se ha registrado ningún corte de mercado por incidencias en la red de transporte.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 2.527,6 MWh, de los que 209,9 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 2.317,7 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM durante el mismo período se situó en 6,752 minutos, 4,532 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 octubre, a las que hay que añadir las pérdidas significativas registradas en los meses de mayo, junio, julio, diciembre y las del pasado enero.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de febrero ha sido del 98,8%, 0,8 puntos inferior a la registrada en el mismo mes de 2000. Esta baja tasa de indisponibilidad se sitúa en el entorno habitual para los meses de febrero, en los que, como consecuencia de la previsible elevada demanda, se reducen los descargos por mantenimiento preventivo.
- Tras el dato de febrero, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses se sitúa en el 98,3%, mejorando en casi medio punto la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2000.



Red de transporte Calidad del servicio	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	0,0	247,3	2.527,6
RED ELÉCTRICA	0,0	0,0	209,9
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	-	-	6,752
RED ELÉCTRICA	-	-	0,561



**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	0,9	218,0	0,5	213,2	0,7	-30,5
Indisponibilidades fortuitas	0,0	1.651,0	0,1	1.400,6	0,1	71,5
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,3	156,3	0,1	153,5	1,0	-14,3
<b>Total</b>	<b>1,2</b>	<b>208,9</b>	<b>0,7</b>	<b>220,0</b>	<b>1,7</b>	<b>-19,8</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 2000, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 1.794.041 MPTA, de los que el 8,8%, 158.595 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de Costes de Transición a la Competencia durante 2000, 56.853 MPTA, apenas representa el 41% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 2000, debido al déficit para el pago de la retribución fija, que finalizó el año en 48.174 MPTA.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores durante el año 2000, se ha elevado a 812.034 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 117.582 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 19.800 MPTA.
- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 2 de 2001, correspondiente al período enero-febrero, ascendieron a 168.605 MPTA, de los que el 19,9% se ha destinado a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 2 del año 2001, se ha elevado a 60.264 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 11.672 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 6.800 MPTA.

## INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de pesetas)

Liquidación: nº 14, 2000. Periodo Enero-Diciembre; nº 2, 2001. Periodo Enero-Febrero (\*)

CLIENTES A TARIFAS	Liquidación 14/00			Liquidación 2/01			CLIENTES CUALIFICADOS
	Volumen MPTA	Energía GWh	Precio medio PTA/kWh	Volumen MPTA	Energía GWh	Precio medio PTA/kWh	
<b>INGRESOS</b>	1.794.041			168.605			
Venta de energía	1.678.587	129.261	12,99	154.131	12.327	12,50	
Peajes	107.314	46.423	2,31	13.339	5.306	2,51	
Peajes por interconexiones intern.	765	3.702	0,21	234	781	0,30	
Otros servicios	7.375			902			
Distribuidores y Comercializadoras							

	Liquidación 14/00	Liquidación 2/01
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO</b>	812.034	60.264
Generadores		
<b>COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL</b>	262.041	20.230
Generadores		
<b>COSTE DEL TRANSPORTE</b>	91.536	9.116
REE	54.434	5.441
Empresas eléctricas	37.102	3.675
<b>COSTE DE DISTRIBUCIÓN (**)</b>	469.835	45.416
Distribuidoras		

	Liquidación 14/00	Liquidación 2/01
<b>COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO</b>	80.549	7.766
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	1.163	285
Comp. Moratoria Nuclear	63.221	5.928
Financiación 2º Ciclo C.N.	15.770	1.541
Stock estratégico C.N.	395	12
<b>COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	78.046	25.812
Operador del Mercado	1.105	134
Operador del Sistema	1.046	134
C.N.S.E.	1.203	134
Comp. E. Extrapeninsulares	17.839	1.933
Costes Transic. Competencia	56.853	23.478
Coste específico	88.802	7.333
Retribución fija	-48.174	16.145
Asignación General	-	-
Asignación Especifica	-	-
Stock Carbón	-	110
Prima Carbón	16.225	16.036***
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

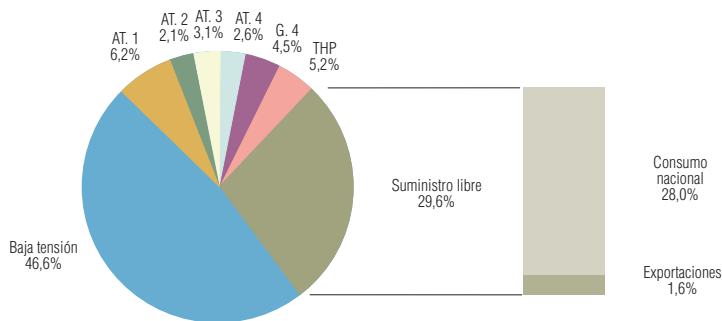
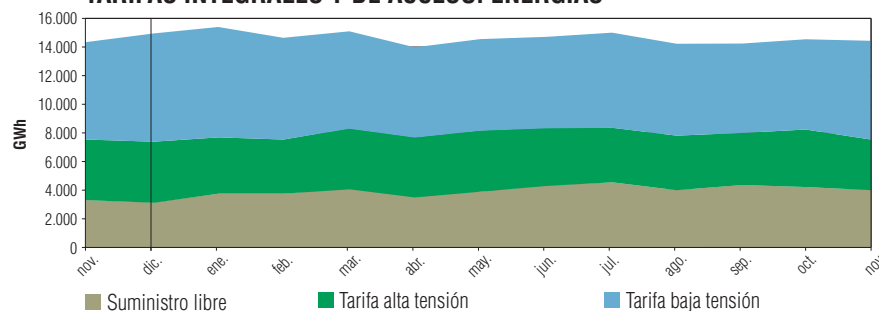
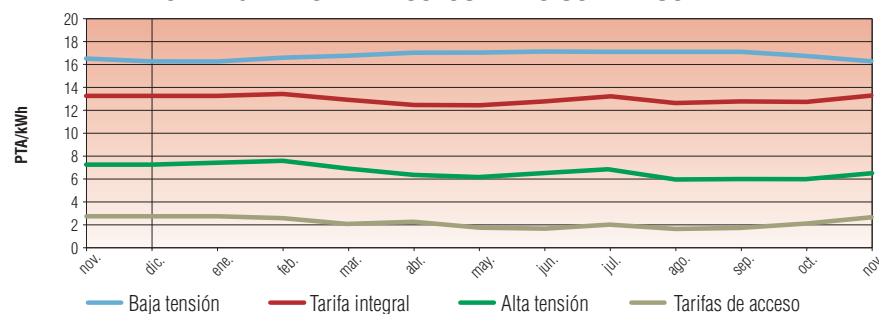
(\*\*) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(\*\*\*) De este importe, 13.936 MPTA corresponden al año 2000, según Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de Marzo de 2001.

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en noviembre se elevó a 10.496 GWh, un 5,2% inferior al mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento, si bien se mantiene en la línea de bajos valores de los últimos meses, en los que debido a la entrada en vigor en octubre de 1999 de un nuevo umbral de consumo liberalizado la comparación con el año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía que ha abandonado la tarifa regulada, es 1,3 puntos superior a la del mes pasado. Este dato parece indicar que comienza a tener incidencia la entrada en vigor en julio de 2000 del umbral de liberalización que permite el acceso al mercado a todos los consumidores en alta tensión.
- En el período enero-noviembre del año 2000, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 118.243 GWh, un 7,7% menos que en el mismo período del año anterior. Esta tasa de decrecimiento acumulada mantiene su línea descendente, debido a que según se avanza en el año la comparación con el mismo período del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado.
- El progresivo incremento del peso sobre el consumo total de los consumos en baja tensión, cuyo precio es mayor que los de alta tensión, ha situado el precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el período enero-noviembre en 12,96 PTA/kWh, un 1,5% superior al del mismo período de 1999. Esta tasa positiva contrasta con el descenso medio de tarifas del 1% aprobado para el año 2000.
- En noviembre la energía consumida en el mercado libre representó el 29,6% del consumo total, medio punto más que en octubre con lo que en el período enero-noviembre del año 2000 este porcentaje se sitúa en el 28,0%, algo más de once puntos superior al mismo período de 1999.
- El precio medio de las tarifas de acceso en noviembre ha sido de 2,79 PTA/kWh, con lo que el precio medio del período enero-noviembre se ha situado en 2,10 PTA/kWh, un 5,3% mayor al mismo período de 1999, debido a la incorporación entre ambos períodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

(\*) 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)	931	-36,5	10,75	-1,0	14.338	-43,7	10,82	1,7	15.803	-45,3	10,82	1,7
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	321	-4,5	6,00	-2,6	3.777	-16,6	5,76	-10,4	4.119	-18,7	5,79	-11,5
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	467	-2,0	4,60	-1,1	5.369	-0,6	4,22	-2,7	5.816	-0,1	4,26	-2,7
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	387	1,6	4,02	0,2	4.561	3,7	3,47	1,0	4.895	3,3	3,51	1,0
G. 4 (Grandes consumidores)	668	3,2	3,71	0,5	7.369	2,8	3,67	0,2	8.038	2,7	3,67	0,2
Tarifa horaria de potencia	773	-20,0	6,76	-0,8	9.064	-15,7	5,31	-2,3	10.004	-14,0	5,44	-2,1
<b>Alta tensión</b>	<b>3.547</b>	<b>-17,0</b>	<b>6,58</b>	<b>-8,4</b>	<b>44.477</b>	<b>-22,9</b>	<b>6,53</b>	<b>-11,0</b>	<b>48.675</b>	<b>-23,9</b>	<b>6,59</b>	<b>-11,4</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.949</b>	<b>2,3</b>	<b>16,58</b>	<b>-1,3</b>	<b>73.765</b>	<b>4,8</b>	<b>16,84</b>	<b>-2,2</b>	<b>81.393</b>	<b>5,0</b>	<b>16,80</b>	<b>-2,4</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.496</b>	<b>-5,2</b>	<b>13,20</b>	<b>0,8</b>	<b>118.243</b>	<b>-7,7</b>	<b>12,96</b>	<b>1,5</b>	<b>130.068</b>	<b>-8,1</b>	<b>12,98</b>	<b>1,4</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>4.186</b>	<b>30,7</b>	<b>2,93</b>	<b>5,2</b>	<b>42.582</b>	<b>78,5</b>	<b>2,26</b>	<b>6,8</b>	<b>45.611</b>	<b>84,7</b>	<b>2,29</b>	<b>8,8</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>245</b>	<b>57,1</b>	<b>0,29</b>	<b>-16,3</b>	<b>3.402</b>	<b>118,8</b>	<b>0,20</b>	<b>-14,4</b>	<b>3.600</b>	<b>110,0</b>	<b>0,21</b>	<b>-18,2</b>
<b>Total</b>	<b>4.431</b>	<b>31,9</b>	<b>2,79</b>	<b>4,2</b>	<b>45.984</b>	<b>80,9</b>	<b>2,10</b>	<b>5,3</b>	<b>49.212</b>	<b>86,4</b>	<b>2,14</b>	<b>7,8</b>

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

## BALANCE ELÉCTRICO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. ENERO-SEPTIEMBRE DE 2000

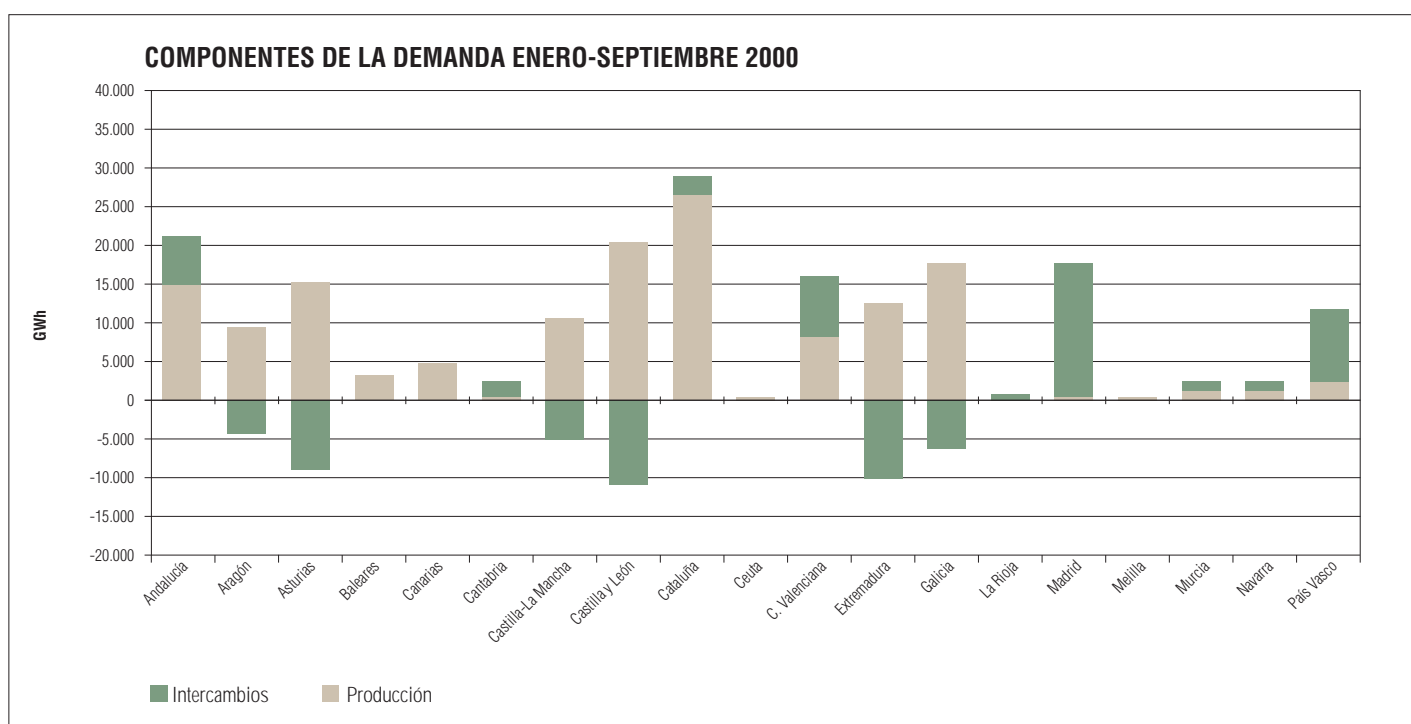
	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Canarias	Cantabria	Castilla La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Ceuta	C. Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Melilla	Murcia	Navarra	País Vasco	TOTAL
<b>Demanda bruta (GWh) (1)</b>																				
1995	21.180	5.953	7.191	2.977	4.569	2.704	6.149	9.758	30.669	92	15.456	2.168	13.377	973	18.260	90	2.835	2.537	12.559	159.498
1996	22.140	6.338	7.393	3.134	4.677	2.612	5.872	10.725	31.535	100	16.265	2.498	13.399	1.032	18.661	98	2.497	2.722	12.560	164.257
1997	22.625	6.619	7.583	3.375	5.019	2.968	6.226	11.449	33.042	103	17.120	2.913	12.658	1.108	18.780	100	2.791	2.834	13.667	170.981
1998	24.522	6.677	8.345	3.660	5.379	3.142	6.431	11.685	34.782	112	17.784	2.723	14.430	1.132	20.459	103	3.320	3.203	14.168	182.054
1999	26.851	7.012	8.540	4.037	5.787	3.462	7.262	12.045	36.828	138	19.368	2.886	14.859	1.279	22.304	115	3.633	3.288	14.756	194.450
Δ % 99/98	9,5	5,0	2,3	10,3	7,6	10,2	12,9	3,1	5,9	23,5	8,9	6,0	3,0	13,1	9,0	11,9	9,4	2,6	4,2	6,8
1998 3º trimestre	6.616	1.550	2.075	1.125	1.383	730	1.852	2.967	8.669	30	4.701	895	3.241	260	4.854	28	925	761	3.119	45.781
1998 4º trimestre	6.246	1.906	2.113	863	1.433	857	1.504	3.292	9.065	29	4.528	629	3.644	326	5.464	26	880	747	3.758	47.311
1999 1º trimestre	6.554	1.830	2.143	891	1.373	889	1.870	3.064	9.299	32	4.781	638	3.631	335	5.930	27	935	837	3.806	48.866
1999 2º trimestre	6.361	1.588	2.065	951	1.385	838	1.723	2.940	8.748	34	4.466	668	3.569	292	5.061	27	898	838	3.677	46.127
1999 3º trimestre	7.151	1.700	2.091	1.244	1.516	845	1.921	3.060	9.176	36	5.085	811	3.477	294	5.284	31	952	744	3.310	48.729
1999 4º trimestre	6.785	1.893	2.241	951	1.513	890	1.748	2.982	9.605	36	5.035	769	4.182	358	6.029	30	848	869	3.962	50.728
2000 1º trimestre	6.918	1.903	2.326	965	1.496	862	1.936	3.305	9.955	36	5.339	741	4.047	356	6.318	29	834	869	4.205	52.439
2000 2º trimestre	6.649	1.871	2.192	1.030	1.488	877	1.725	2.841	9.271	34	5.273	744	3.977	312	5.638	31	682	772	4.011	49.418
2000 3º trimestre	7.438	1.720	2.139	1.297	1.632	846	2.165	3.141	9.484	38	5.393	982	3.634	298	5.488	35	1.059	822	3.524	51.138
Δ % 3Tri.00/3Tri.99	4,0	1,2	2,3	4,3	7,7	0,1	12,7	2,7	3,4	5,1	6,0	21,1	4,5	1,5	3,9	12,4	11,2	10,6	6,5	4,9

<b>Balance eléctrico enero-septiembre 2000 (GWh)</b>																				
Hidráulica	709	1.930	950	0	1	327	391	4.643	2.892	0	722	1.169	4.714	70	53	0	51	114	166	18.902
Nuclear	0	0	0	0	0	0	7.228	3.031	18.765	0	5.633	11.856	0	0	0	0	0	0	0	46.513
Carbón	11.090	6.299	14.643	2.641	0	0	773	13.006	574	0	0	0	10.654	0	0	0	0	0	1.230	60.910
Gas natural	771	0	0	0	0	0	1.307	0	939	0	0	0	0	0	0	0	0	0	279	3.296
Fuel-oil	621	0	0	792	4.498	0	439	0	391	114	1.587	0	494	0	0	99	750	0	318	10.103
<b>Producción bruta</b>	<b>13.191</b>	<b>8.229</b>	<b>15.593</b>	<b>3.433</b>	<b>4.499</b>	<b>327</b>	<b>10.138</b>	<b>20.680</b>	<b>23.561</b>	<b>114</b>	<b>7.942</b>	<b>13.025</b>	<b>15.862</b>	<b>70</b>	<b>53</b>	<b>99</b>	<b>801</b>	<b>114</b>	<b>1.993</b>	<b>139.724</b>
Consumos generación	-545	-468	-827	-259	-291	-4	-670	-979	-934	-5	-310	-462	-595	-1	-1	-5	-39	-1	-76	-6.472
Consumos bombeo	-464	-230	-104	0	0	-403	-64	-859	-373	0	-571	-46	-202	0	0	0	0	0	0	-3.315
<b>Producción neta</b>	<b>12.182</b>	<b>7.531</b>	<b>14.662</b>	<b>3.174</b>	<b>4.208</b>	<b>-80</b>	<b>9.404</b>	<b>18.842</b>	<b>22.254</b>	<b>109</b>	<b>7.061</b>	<b>12.517</b>	<b>15.065</b>	<b>69</b>	<b>52</b>	<b>95</b>	<b>762</b>	<b>113</b>	<b>1.917</b>	<b>129.938</b>
Régimen especial	2.532	2.069	605	118	408	514	1.263	1.332	4.370	0	1.237	31	2.577	154	436	0	358	1.158	677	19.839
<b>Producción total</b>	<b>14.714</b>	<b>9.600</b>	<b>15.267</b>	<b>3.292</b>	<b>4.616</b>	<b>434</b>	<b>10.667</b>	<b>20.174</b>	<b>26.624</b>	<b>109</b>	<b>8.298</b>	<b>12.548</b>	<b>17.642</b>	<b>223</b>	<b>488</b>	<b>95</b>	<b>1.120</b>	<b>1.271</b>	<b>2.594</b>	<b>149.777</b>
Intercambios (*)	6.291	-4.106	-8.610	0	0	2.152	-4.840	-10.887	2.086	0	7.706	-10.081	-5.984	743	16.955	0	1.455	1.193	9.146	3.219
Intercom. e inter.	-1.760	580	0	0	0	0	184	2.812	0	0	1.790	-2.824	0	0	0	0	0	0	2.437	3.219
Intercomunidades (**)	8.051	-4.686	-8.610	0	0	2.152	-4.840	-11.071	-726	0	7.706	-11.871	-3.160	743	16.955	0	1.455	1.193	6.709	0
<b>Demanda bruta (1)</b>	<b>21.005</b>	<b>5.494</b>	<b>6.657</b>	<b>3.292</b>	<b>4.616</b>	<b>2.586</b>	<b>5.827</b>	<b>9.287</b>	<b>28.710</b>	<b>109</b>	<b>16.004</b>	<b>2.467</b>	<b>11.658</b>	<b>966</b>	<b>17.443</b>	<b>95</b>	<b>2.575</b>	<b>2.464</b>	<b>11.740</b>	<b>152.996</b>
Δ % 00/99	4,7	7,3	5,7	6,7	8,0	0,5	5,7	2,5	5,5	7,0	11,7	16,6	9,2	4,9	7,2	10,7	-7,5	1,9	8,8	6,5

(\*) 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.

(1) No incluye movimientos de energía en tensiones inferiores a 220 kV.





MINISTERIO  
DE ECONOMÍA

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