

*Boletín Estadístico de*

# ENERGÍA ELÉCTRICA

NOVIEMBRE 2004. Nº 78



MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, TURISMO Y  
COMERCIO



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

	<b>Pág.</b>
<b>1. Aspectos relevantes</b>	<b>1</b>
<b>2. Demanda de energía eléctrica</b>	<b>2</b>
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
<b>3. Mercado de producción</b>	<b>10</b>
– Precios finales	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Garantía de potencia y Otros	
– Mercados de operación	
<b>4. Red de transporte</b>	<b>14</b>
<b>5. Suministro a consumidores finales</b>	<b>15</b>
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
<b>Anexo</b>	
• Sistema peninsular: Balance eléctrico 1993-2003	

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el mes de noviembre el consumo de energía eléctrica se ha situado en 19.658 GWh, un 4,2 % superior al registrado el mismo mes del año anterior.
- Las temperaturas registradas durante este mes, ligeramente inferiores a las del año anterior, han influido negativamente sobre el crecimiento de la demanda en un 0,1 %. Por el contrario, el efecto de la laboralidad ha incrementado el crecimiento de la demanda en un 0,7 %. Descontando ambos efectos, el crecimiento atribuible a la actividad económica se ha estimado en el 3,6 %, 0,2 puntos por encima del alcanzado en noviembre del año anterior.
- Tras el dato de noviembre, el incremento acumulado de la demanda durante los

once meses transcurridos del año se ha situado en un 3,4 %, tasa inferior en 3,2 puntos a la registrada en el mismo periodo del año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha mantenido en un 3,4 %.

- Como en meses anteriores, la estructura de la producción mensual ha venido fijada por la escasa producción hidroeléctrica y por el progresivo aumento de la generación con ciclo combinado. Así, los grupos hidráulicos apenas han proporcionado el 13,7 % de la producción bruta mensual, cinco puntos menos que el año anterior. Por el contrario, los grupos de fuel-gas han aportado el 19,6 %, 9,5 puntos más que en noviembre del 2003. La genera-

ción nuclear y de carbón han contribuido a la producción bruta mensual con el 30,3 % y el 36,4 % respectivamente.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda de noviembre ha ascendido a 1.095 GWh, con un crecimiento de un 9,6 % en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 5,8 %, tres puntos por debajo de la tasa registrada en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de noviembre, la producción neta ha cubierto el 81,6 % de la demanda peninsular. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 18,7 %. El saldo de intercambios, como viene ocurriendo desde comienzo de año, ha resultando exportador, por lo que el 0,3% de la producción ha ido a cubrir la demanda que exportamos al exterior.
- El precio medio en el mercado de producción ha sido 3,964 €/kWh, un 3,2 % superior al registrado el mes pasado y un 18,4 % superior al alcanzado en noviembre de 2003, situándose como el segundo precio más elevado del año.
- El precio medio de los últimos doce meses se ha situado en 3,451 c€/kWh, un 7,5 % inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el mes de noviembre ha sido de 4,431 c€/kWh, un 15,2 % superior al registrado el mismo mes del año anterior, debido al ascenso del precio de compra de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los clientes cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial, en los once primeros meses del año, ha alcanzado los 6,096 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,781 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,393 c€/kWh, un 36,9 % superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

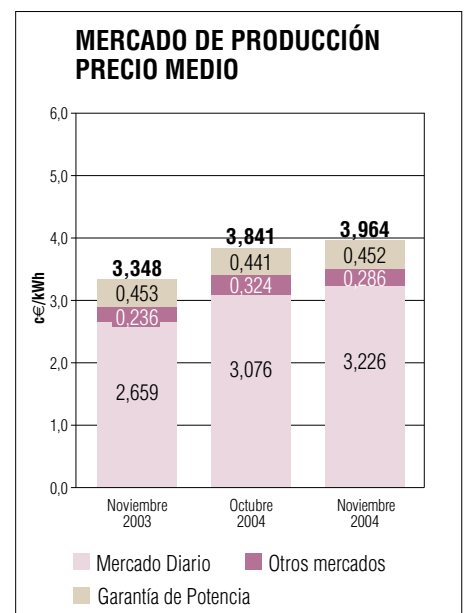
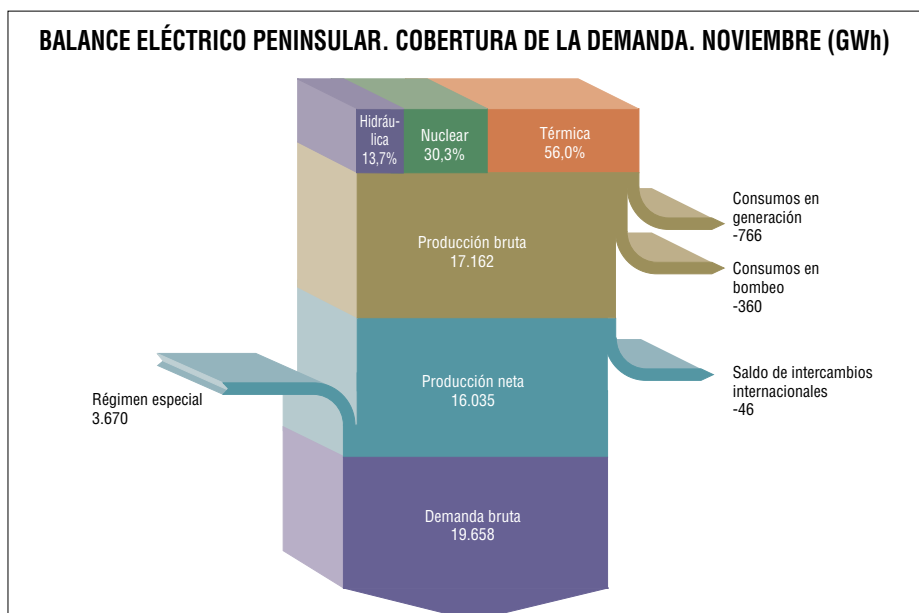
Balance eléctrico	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>16.035</b>	<b>5,9</b>	<b>176.360</b>	<b>5,5</b>	<b>192.395</b>	<b>5,9</b>
Régimen especial	3.670	-2,1	39.388	6,3	43.570	6,7
Intercambios internacionales	-46	93,0	-3.223	-	-3.342	-
<b>Demanda bruta</b>	<b>19.658</b>	<b>4,2</b>	<b>212.525</b>	<b>3,4</b>	<b>232.623</b>	<b>3,8</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>1.049</b>	<b>7,8</b>	<b>12.022</b>	<b>6,1</b>	<b>13.076</b>	<b>6,3</b>
Régimen especial	46	78,6	652	-5,4	701	-2,9
<b>Demanda bruta</b>	<b>1.095</b>	<b>9,6</b>	<b>12.675</b>	<b>5,4</b>	<b>13.777</b>	<b>5,8</b>

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

Coste de adquisición de la energía	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
<b>Compras de los distribuidores (*)</b>	<b>4,794</b>	<b>16,0</b>	<b>4,393</b>	<b>-3,8</b>	<b>4,333</b>	<b>-3,7</b>
En el mercado	4,194	19,8	3,781	-6,4	3,717	-6,2
Al régimen especial	6,462	10,5	6,096	-1,7	6,043	-1,9
<b>Compras otros agentes en el mercado (**)</b>	<b>3,753</b>	<b>17,3</b>	<b>3,210</b>	<b>-9,2</b>	<b>3,180</b>	<b>-8,7</b>
<b>Total</b>	<b>4,431</b>	<b>15,2</b>	<b>3,977</b>	<b>-6,5</b>	<b>3,935</b>	<b>-6,2</b>

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

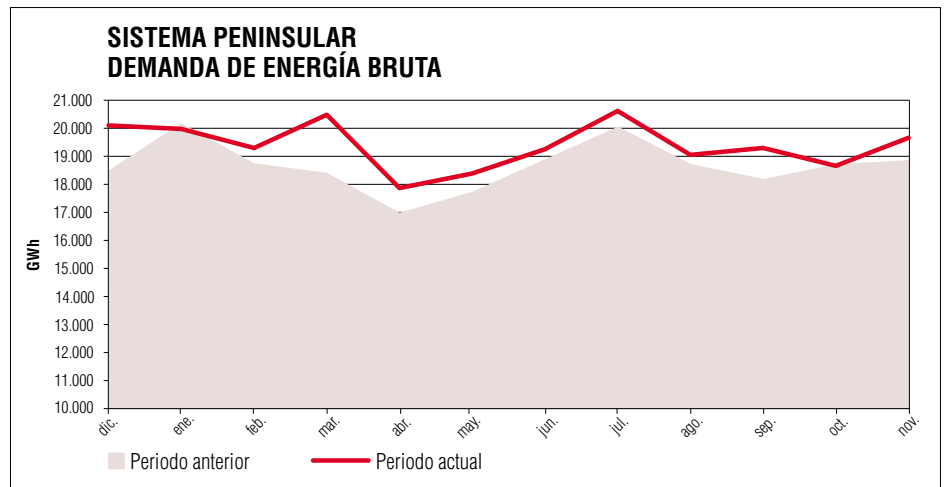
(\*) Distribuidores y Exportaciones REE. (\*\*) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

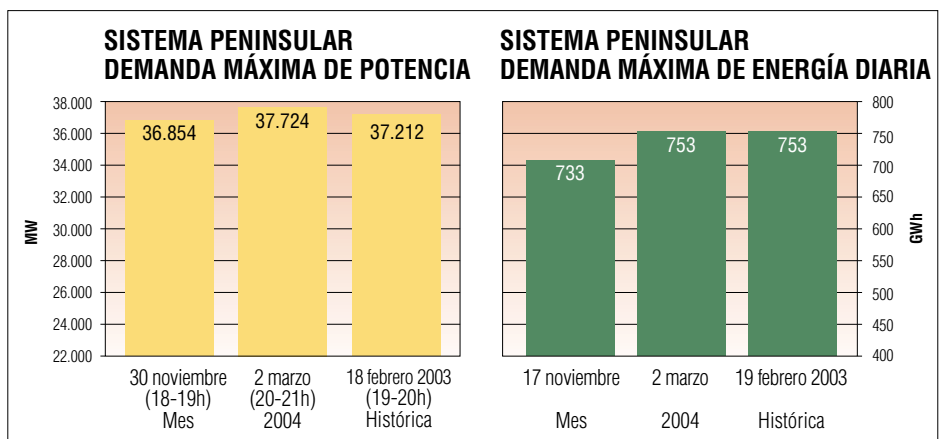
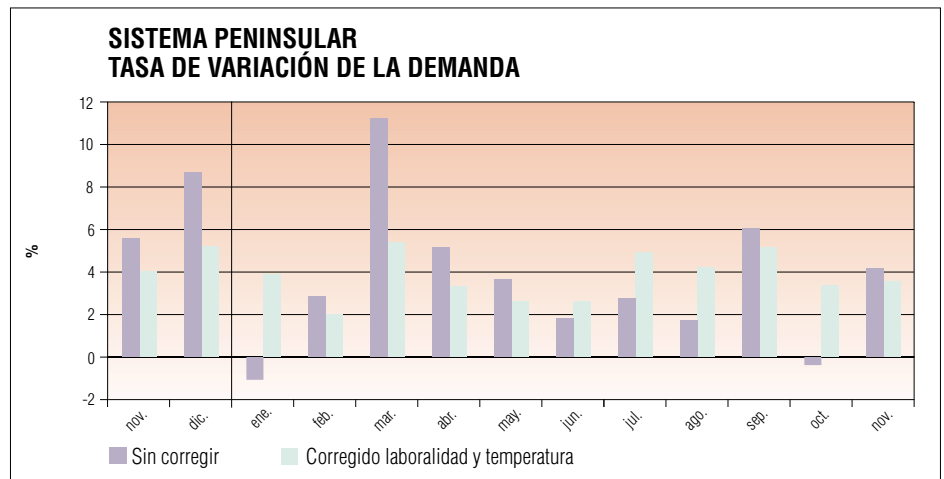
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de noviembre, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en un 4,2% respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando un valor de 19.658 GWh.
  - El efecto de la laboralidad ha tenido una influencia positiva sobre el crecimiento de la demanda de un 0,7%.
  - Durante el mes de noviembre, las temperaturas han resultado ligeramente inferiores a las del mismo mes del año anterior, afectando de forma negativa sobre el crecimiento de la demanda en un escaso 0,1 puntos. La temperatura media registrada en el mes de noviembre ha sido de 11,6°C, inferior en 1,7 grados a la temperatura media del año anterior. Tanto las temperaturas máximas como las mínimas han sido más bajas que las marcadas en noviembre de 2003. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 16,1°C, inferior a los 17,2°C registrados en noviembre del año pasado, y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 7,1°C, 2,3 grados menos que la mínima registrada en el mismo mes del año anterior.
  - Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 3,6 %. Esta tasa ha resultado 0,2 puntos superior de la que se alcanzó en noviembre del año 2003 y superior en 0,6 puntos a la estimada para el pasado mes de octubre.
- Una vez finalizado el mes de noviembre, el crecimiento acumulado de la demanda se ha situado en un 3,4 %, crecimiento inferior en 3,2 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. El efecto de laboralidad ha influido de forma positiva con un 0,4 %, por el contrario, el efecto temperatura ha restado al crecimiento de la demanda un 0,4 %. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha mantenido en un 3,4 %, valor 1,9 puntos inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de noviembre, la demanda máxima de potencia se ha registrado el día 30 de noviembre a las 18 horas con 36.854 MW. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado el día 17 con 733 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en noviembre la demanda ha ascendido a 1.095 GWh, con un crecimiento de un 9,6 % en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, el crecimiento de la demanda se ha situado en un 5,8 %, 3,0 puntos inferior al del mismo período del año anterior.



Demanda bruta	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.658</b>	<b>4,2</b>	<b>212.525</b>	<b>3,4</b>	<b>232.623</b>	<b>3,8</b>
Efectos						
Laboralidad	-	0,7	-	0,4	-	0,4
Temperatura	-	-0,1	-	-0,4	-	-0,2
Activ. económica y otros	-	3,6	-	3,4	-	3,6
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1.095</b>	<b>9,6</b>	<b>12.675</b>	<b>5,4</b>	<b>13.777</b>	<b>5,8</b>

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



**COBERTURA DE LA DEMANDA**

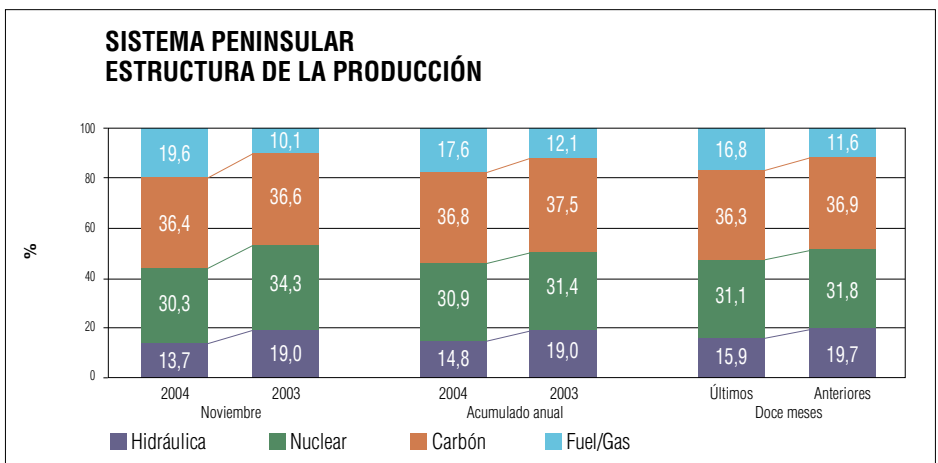
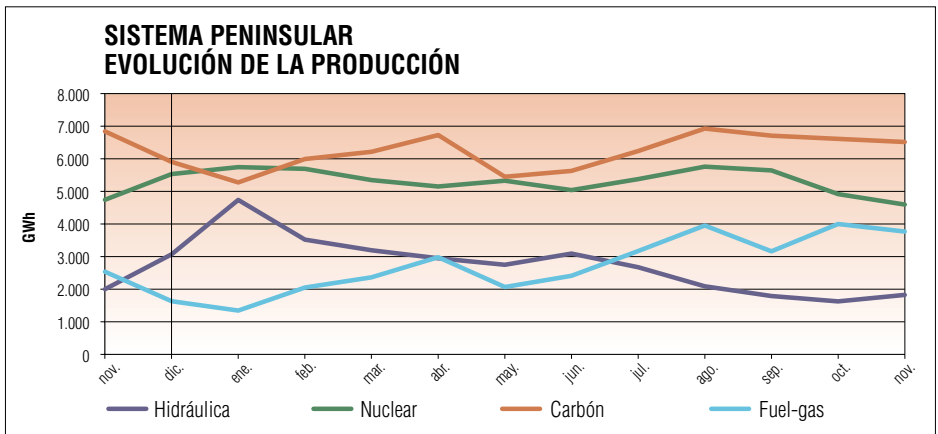
- La producción bruta peninsular ha ascendido en noviembre a 17.162 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 6,3 %.
- Una vez más, la estructura de la producción bruta mensual ha venido condicionada por la escasa producción hidroeléctrica que apenas ha aportado el 13,7 % de la producción bruta mensual, debido al bajo volumen de agua embalsada.
- Por su parte, los grupos nucleares han reducido su generación respecto al mismo mes del año anterior en un 6,0 %, situando su aportación a la estructura de producción mensual en un 30,3%, inferior en cuatro puntos a la participación de esta tecnología el mismo mes del año anterior. Este descenso es consecuencia de las diversas actuaciones programadas en los grupos nucleares durante este mes de noviembre.
- Por el contrario, la producción térmica convencional ha seguido incrementando su contribución a la estructura de producción bruta, aportando un 56,0 %. Dentro de ésta, destaca el importante incremento que se ha producido en la generación con fuel-gas, situando su aportación en el 19,6 %, debido en gran medida a la importante generación de varios grupos de ciclos combinados.
- Transcurridos once meses del año, el descenso de la producción hidráulica ha situado la participación de esta tecnología en la producción bruta del periodo en el 14,8 %, muy por debajo del 19,0 % que aportó en el periodo enero-noviembre de 2003. La producción nuclear también ha reducido ligeramente su aportación al 30,9 %, mientras que los grupos térmicos convencionales han compensado las menores participaciones hidroeléctrica y nuclear, aportando el 54,4 %, casi cinco puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- Una vez superados once meses del año, la producción neta ha cubierto el 83,0 % de la demanda peninsular, 1,7 puntos más que en el mismo periodo del año 2003. La energía adquirida al régimen especial ha aportado el 18,5 %, 0,5 puntos más que la registrada en el mismo periodo del año anterior. El saldo de intercambios ha resultando exportador, así pues, el 1,5 % de la producción ha ido a cubrir la demanda que exportamos al exterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante el periodo enero-noviembre, las centrales de fuel han aportado un 69,5 %, de la demanda acumulada, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 25,4 % de la demanda, el 5,1 % restante se debe a la energía adquirida al régimen especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	2.356	-23,3	27.857	-18,1	32.596	-14,8
Nuclear	7.876	5.198	-6,0	58.124	3,6	63.869	3,1
Carbón	11.565	6.245	5,8	69.307	3,5	74.582	3,9
Fuel-Gas (*)	15.189	3.362	106,0	33.076	52,6	34.421	52,0
<b>Producción bruta</b>	<b>51.287</b>	<b>17.162</b>	<b>6,3</b>	<b>188.365</b>	<b>5,3</b>	<b>205.468</b>	<b>5,6</b>
Consumos generación		-766	13,9	-7.886	6,7	-8.555	6,9
Consumos bombeo		-360	11,8	-4.118	-3,7	-4.518	-8,9
<b>Producción neta</b>		<b>16.035</b>	<b>5,9</b>	<b>176.360</b>	<b>5,5</b>	<b>192.395</b>	<b>5,9</b>
Régimen especial	14.047	3.670	-2,1	39.388	6,3	43.570	6,7
Intercambios internacionales		-46	93,0	-3.223	-	-3.342	-
Importaciones		791	15,4	7.315	-10,0	7.914	-12,3
Exportaciones		-837	18,1	-10.538	56,2	-11.256	52,3
<b>Demanda bruta</b>		<b>19.658</b>	<b>4,2</b>	<b>212.525</b>	<b>3,4</b>	<b>232.623</b>	<b>3,8</b>

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-100,0	0	-100,0	0	-99,7
Carbón	510	299	3,2	3.426	6,4	3.754	7,1
Fuel-oil	3.196	819	9,3	9.378	5,7	10.175	5,9
<b>Producción bruta</b>	<b>3.707</b>	<b>1.118</b>	<b>7,6</b>	<b>12.804</b>	<b>5,9</b>	<b>13.929</b>	<b>6,2</b>
Consumos generación		-69	4,3	-781	3,7	-853	3,9
<b>Producción neta</b>		<b>1.049</b>	<b>7,8</b>	<b>12.022</b>	<b>6,1</b>	<b>13.076</b>	<b>6,3</b>
Régimen especial	241	46	78,6	652	-5,4	701	-2,9
<b>Demanda bruta</b>		<b>1.095</b>	<b>9,6</b>	<b>12.675</b>	<b>5,4</b>	<b>13.777</b>	<b>5,8</b>

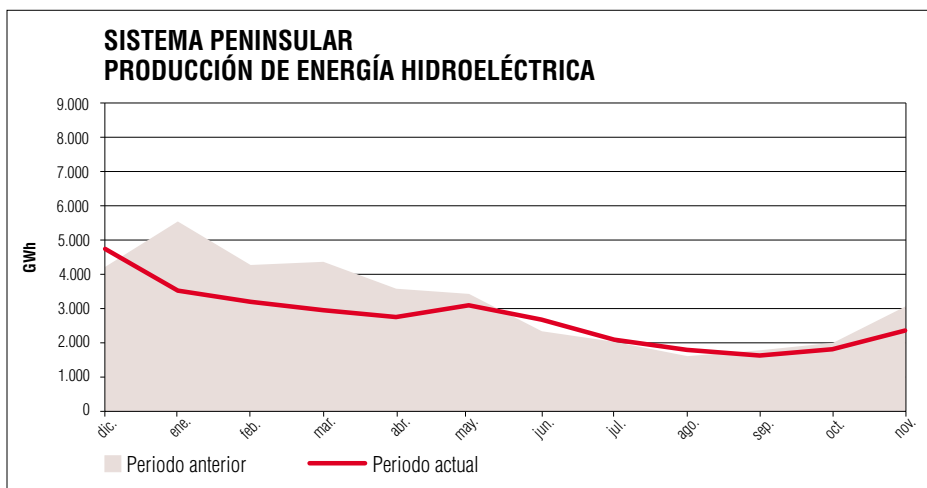
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



### Producción hidroeléctrica

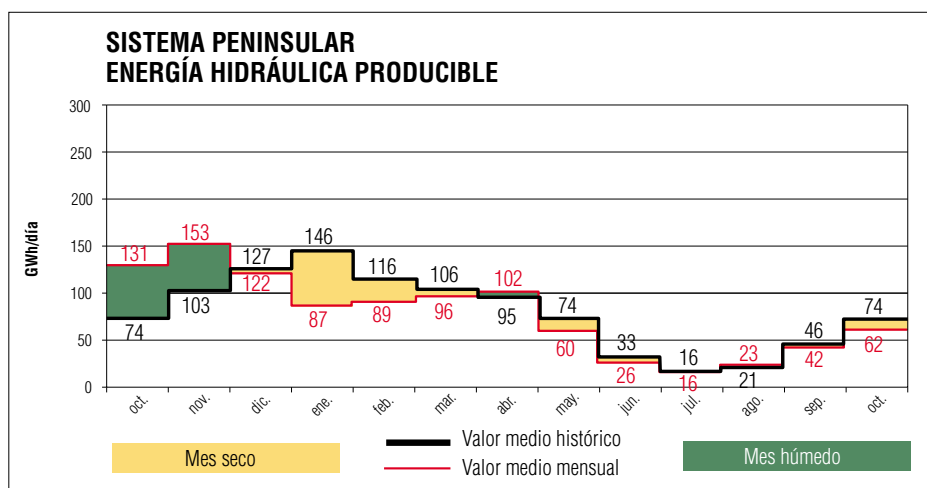
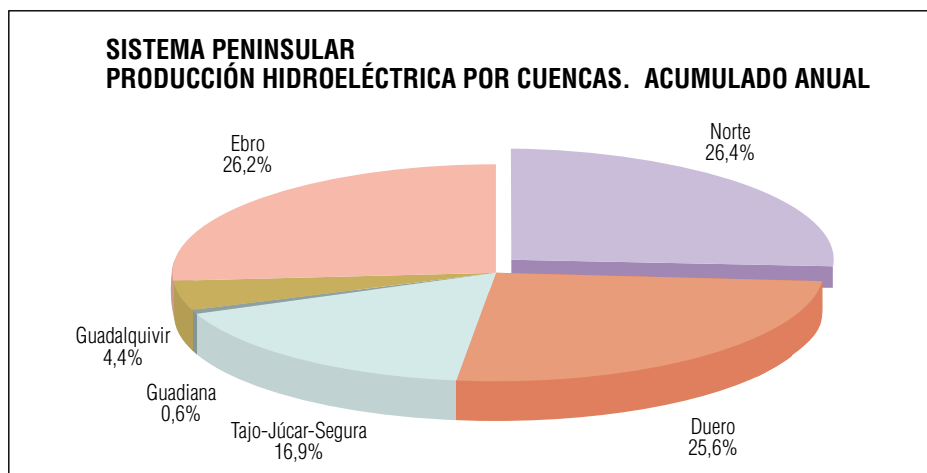
- La producción hidroeléctrica durante el mes de noviembre se ha situado en 2.356 GWh, un 23,3 % inferior a la registrada en el mismo mes del 2003, aunque superior en un 30,2 % a la del mes pasado. Esta generación ha aportado el 13,7 % de la producción bruta mensual, muy inferior al 19,0 % aportado por esta tecnología el mismo mes del año anterior.
- Como consecuencia de las escasas generaciones de los últimos seis meses, la producción hidráulica acumulada en el periodo enero-noviembre, 27.857 GWh, ha sido un 18,1 % inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior, situando en un 14,8 % su participación en la producción bruta acumulada, 4,2 puntos por debajo de la contribución media en los once primeros meses del año 2003.
- En el transcurso del mes de noviembre, todas las cuencas han reducido su producción respecto al mismo mes del año anterior, con valores que oscilan entre un 7,6 % en la cuenca Norte y un 44,3 % en la cuenca Ebro.
- Las precipitaciones registradas en el mes de noviembre han sido muy escasas en casi toda la península, continuando así con la sequía que venimos sufriendo desde que comenzó el año.
- Desde el punto de vista hidrológico, en el conjunto del mes de noviembre se ha registrado una energía producible de 1.833 GWh, valor inferior en un 17 % al producible característico de este mes.
- Una vez transcurridos once meses del año, la energía hidráulica producible se ha situado en 21.203 GWh, muy por debajo de los 28.805 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de noviembre, el volumen de reservas se ha situado 7.195 GWh, un 3,2 % inferior al que existía a finales de octubre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 40,2 % de la capacidad total, 1,5 puntos por debajo del registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de noviembre con un nivel de reservas de 3.813 GWh, que corresponde a un nivel de llenado del 40,0 %, 2,9 puntos menos que el registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 68,8 % en la cuenca del Guadalquivir y un mínimo del 25,6 % en la cuenca Tajo-Jucar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado

**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.



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	818	-7,6	7.343	-19,9	8.639	-19,5
Duero	3.556	664	-20,5	7.127	-27,3	8.421	-22,6
Tajo-Júcar-Segura	4.175	416	-27,2	4.708	-23,1	5.847	-15,5
Guadiana	233	6	-	156	12,4	156	12,2
Guadalquivir	1.016	60	-19,2	1.217	7,1	1.339	8,7
Ebro	3.483	393	-44,3	7.306	-4,7	8.194	-1,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.657</b>	<b>2.356</b>	<b>-23,3</b>	<b>27.857</b>	<b>-18,1</b>	<b>32.596</b>	<b>-14,8</b>
Canarias	1	0	-	0	-	0,0	-99,7
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>-99,7</b>

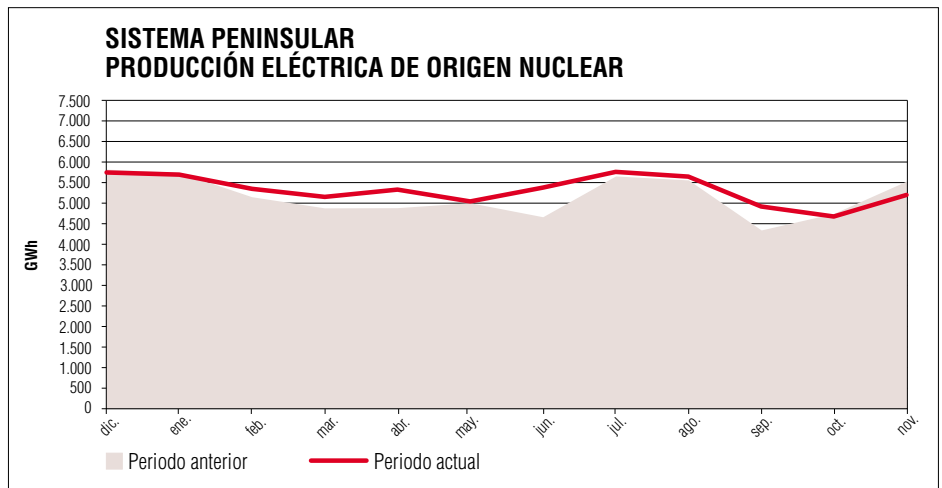
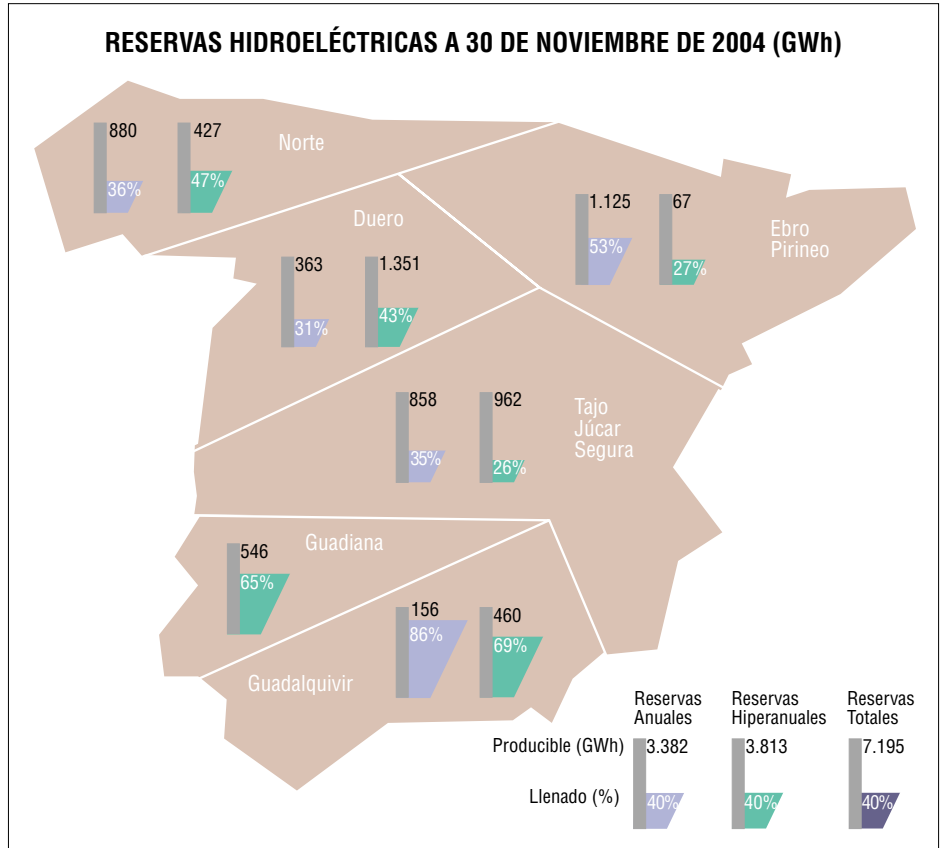
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



al finalizar el mes a 3.382 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 40,5 %, similar al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado ha correspondido a la cuenca del Guadalquivir, con un porcentaje de 86,4 %, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Duero, que ha alcanzado el 30,6 %.

**Producción nuclear**

- Después de los bajos registros de los últimos dos meses, la producción nuclear durante el mes de noviembre ha ascendido hasta los 5.198 GWh, valor que a pesar de ser un 6,0 % inferior a la registrada en noviembre de 2003, es un 11,2 % superior a la del mes pasado.
- Esta generación ha aportado el 30,3 % de de la producción bruta mensual, valor cuatro puntos inferior a la aportación de esta tecnología en el mismo mes del año pasado.
- Entre los días 14 y 18 la central de Vandellós II, permanece desacoplada de la red, a requerimiento del Consejo de Seguridad Nuclear, para revisión del sistema de agua de servicios esenciales (EF).
- El día 23 se produce una parada de la central de Ascó II por avería en una de las fases del transformador principal, permaneciendo desacoplada el resto del mes.
- Como consecuencia de las diferentes actuaciones, el coeficiente de disponibilidad se ha situado en un 94,8 %, superior en más de 12 puntos al valor registrado el mes anterior, pero 3,8 puntos por debajo del valor registrado en el mismo mes del año anterior. Por su parte, el factor de carga, influido por estas mismas circunstancias, se ha situado en un 91,7 %, 5,7 puntos menos que el valor registrado en noviembre de 2003.
- En el periodo enero-noviembre, la producción nuclear acumulada ha ascendido a 58.124 GWh, un 3,6 % superior a la del mismo periodo del año anterior, lo que sitúa en un 30,9 % la participación de esta tecnología en la estructura de producción, porcentaje 0,5 puntos por debajo al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El valor acumulado del coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 93,7 % valor superior en 2,2 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, el coeficiente del factor de carga ha alcanzado un valor



Producción bruta Nuclear	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	106	115,9	1.137	-0,2	1.137	-9,2
Garoña	466	301	-10,3	3.665	8,0	4.011	7,4
Almaraz I	974	695	-0,9	7.783	10,0	8.512	9,1
Ascó I	1.028	740	0,0	7.321	2,4	8.086	2,2
Almaraz II	983	691	0,0	7.085	14,8	7.812	13,4
Cofrentes	1.085	719	-3,8	8.329	11,5	9.150	10,4
Ascó II	1.027	553	-24,8	6.858	-15,6	7.619	-14,1
Vandellós II	1.087	629	-18,1	8.131	5,3	8.936	4,8
Trillo I	1.066	764	-0,2	7.816	-0,8	8.606	-0,8
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.876</b>	<b>5.198</b>	<b>-6,0</b>	<b>58.124</b>	<b>3,6</b>	<b>63.869</b>	<b>3,1</b>

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

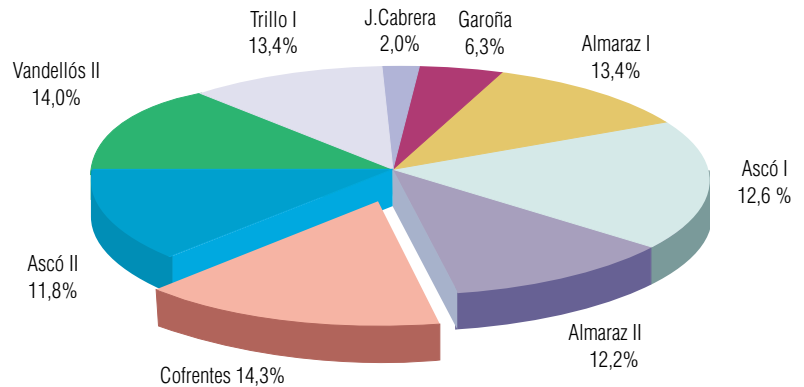
de 91,8 %, 2,3 puntos por encima del alcanzado en los primeros once meses del año anterior.

- Durante el mes de noviembre, ENUSA ha fabricado 60 elementos combustible tipo PWR, 43 para la central Almaraz I, 16 para José Cabrera y 1 para Vandellós II.

## Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales, en el mes de noviembre, ha ascendido hasta los 9.607 GWh, continuando así con los elevados registros que vienen alcanzándose desde el mes de junio. Por lo que la tasa de crecimiento respecto al mismo mes del 2003 se ha situado en un 27,5 %.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la producción bruta mensual ha sido de un 56,0 %, 9,0 puntos superior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de noviembre, la producción térmica acumulada se ha situado en un 15,5 % por encima de la del mismo periodo del año anterior, con un valor de 102.383 GWh, aportando a la estructura de producción bruta acumulada un 54,4 %, 4,8 puntos más que en el mismo periodo del año anterior, esto está directamente relacionado con el importante descenso en la producción hidráulica, que ha sido compensado en gran medida por el incremento de la producción con centrales de ciclo combinado.
- Por tecnologías, durante los once meses transcurridos del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 56,1 % de la producción térmica total, contribución inferior en 5,5 puntos a la del mismo periodo del año anterior. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 11,6 %, 2,3 puntos menos a la aportación alcanzada en el año pasado; de igual modo, las centrales de fuel durante este periodo han reducido su aportación al 3,3 %, porcentaje inferior en 1,4 puntos a la participación en el mismo periodo del año 2003. Por el contrario, los grupos cuyo combustible principal es el gas natural, donde están incluidos los nuevos grupos de ciclo combinado, han continuado aumentando su contribución hasta alcanzar un 29,0 %, 9,3 puntos por encima a la contribución de esta tecnología en el mismo periodo del año anterior.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central, ha presentado diferencias respecto al reparto por

## PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



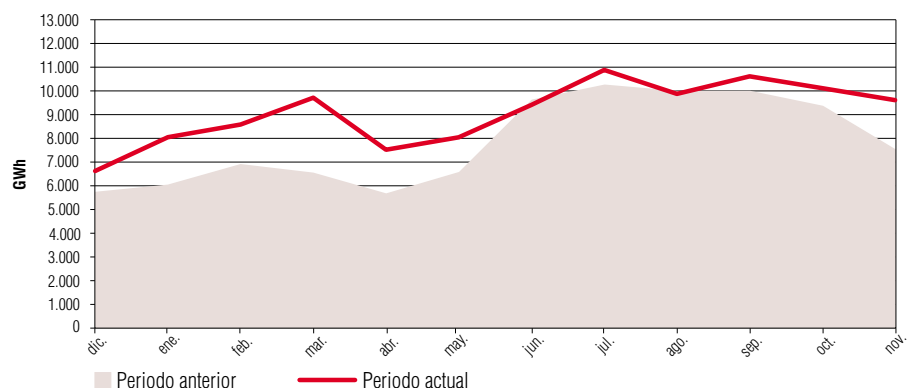
Grupo	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	92,3	0,0	0,0	88,4	3,5	0,5
Garoña	100,0	0,0	0,0	97,8	0,0	0,7
Almaraz I	99,1	0,0	0,0	99,4	0,0	0,1
Ascó I	99,9	0,0	0,0	88,6	10,0	0,1
Almaraz II	97,7	0,0	0,0	89,7	7,7	0,8
Cofrentes	92,1	0,0	1,9	95,5	0,0	3,5
Ascó II	74,8	0,0	24,9	83,0	8,7	5,2
Vandellós II	80,3	0,0	12,9	93,0	0,0	3,3
Trillo I	99,5	0,0	0,0	91,2	6,8	0,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>91,7</b>	<b>0,0</b>	<b>5,2</b>	<b>91,8</b>	<b>4,4</b>	<b>1,9</b>

Combustible nuclear	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	60	259	259
Exportación	0	244	244
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	108	108
Exportación	0	146	290
Nº elementos importación:			
PWR	0	40	40
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



tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón. De esta forma, durante los once primeros meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbones autóctonos ha sido el 30,4 % de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 37,0 %. La producción con gas ha incrementado de forma importante, debido a la entrada en funcionamiento de los numerosos grupos de ciclo combinado, por lo que su producción se ha situado en un 28,9 %, por el contrario la de fuel ha continuado descendiendo hasta un 4,0 %.

- Durante el periodo enero-noviembre, la producción acumulada de casi todas las tecnologías se ha visto incrementada, excepto la de fuel y carbón importado. El ascenso más importante, continúa siendo el de la producción con gas natural la cual incrementa en un 69,6 % su producción respecto al mismo periodo del año 2003.
- La utilización del equipo térmico durante los primeros once meses ha situado el factor de carga del periodo en el 53,0 %, valor muy superior al 49,7 % registrado el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 87,6 %, tasa muy similar a la del mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los once meses transcurridos del año, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 73,2 % de la producción térmica total.

**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.

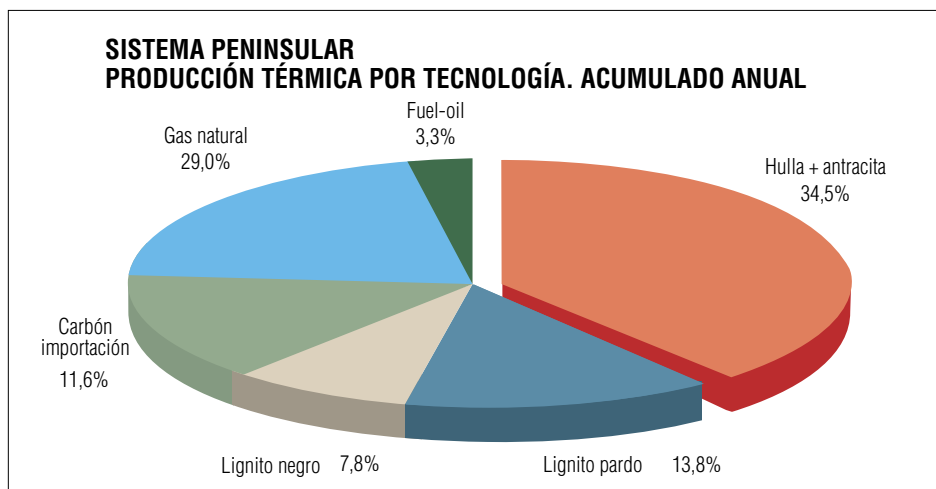
**Factor de indisponibilidad:** es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado periodo de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo periodo funcionando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

**Central tipo BWR:** Reactor de agua en ebullición.

**Central tipo PWR:** Reactor de agua a presión.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.224	9,9	35.321	3,6	37.928	4,0
Lignito pardo	2.031	1.083	-14,3	14.179	9,0	15.312	9,7
Lignito negro	1.502	799	10,5	7.967	5,4	8.629	7,3
Carbón importación	1.944	1.140	15,8	11.839	-3,8	12.713	-4,3
Gas natural (*)	11.691	3.147	103,0	29.694	69,6	30.872	69,0
Fuel-oil	3.498	215	162,9	3.382	-19,0	3.549	-18,7
<b>Sistema peninsular</b>	<b>26.754</b>	<b>9.607</b>	<b>27,5</b>	<b>102.383</b>	<b>15,5</b>	<b>109.003</b>	<b>15,5</b>
Carbón	510	299	3,2	3.426	6,4	3.754	7,1
Fuel-oil	3.196	819	9,3	9.378	5,7	10.175	5,9
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>3.706</b>	<b>1.118</b>	<b>7,6</b>	<b>12.804</b>	<b>5,9</b>	<b>13.929</b>	<b>6,2</b>

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



Tecnología	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	73,5	0,0	7,4	72,2	1,9	9,2
Lignito pardo	74,1	0,0	19,6	86,8	0,0	3,3
Lignito negro	73,9	0,0	4,4	66,0	6,9	4,5
Carbón importación	81,4	0,0	2,6	75,7	3,0	8,1
Gas natural (*)	37,4	0,0	13,9	41,2	0,2	8,0
Fuel-oil	8,5	5,9	30,3	12,0	1,3	28,3
<b>Sistema peninsular</b>	<b>49,9</b>	<b>0,9</b>	<b>13,7</b>	<b>53,0</b>	<b>1,5</b>	<b>10,9</b>
Carbón	81,4	0,0	0,9	83,5	4,7	1,2
Fuel-oil	35,3	5,1	4,9	35,1	4,5	3,0
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>41,6</b>	<b>4,4</b>	<b>4,3</b>	<b>44,4</b>	<b>4,5</b>	<b>2,7</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS y ciclos combinados.

Combustible	Noviembre					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	747	5,8	1.869	-6,0	2.048	7.878	-0,8	21.850	8.552	1,2	23.721
Lignito pardo	121	-48,9	20	-18,0	272	2.216	-2,8	5.239	2.404	-1,2	5.686
Lignito negro	125	215,0	582	-9,4	372	1.333	-4,2	4.049	1.450	-1,4	4.389
Carbón importación	1.354	19,7	2.280	6,2	3.589	13.789	8,0	37.928	14.766	7,2	40.585
Gas natural (**)	857	144,9	-	-	3.125	7.315	72,2	28.632	7.569	71,6	29.626
Gas siderúrgico	32	-17,0	-	-	73	398	3,2	991	435	8,0	1.089
Fuel-oil	87	69,3	422	-36,0	236	1.372	-11,8	3.799	1.458	-11,1	4.012
<b>Sistema peninsular</b>	<b>3.324</b>	<b>19,4</b>	<b>5.173</b>	<b>-5,3</b>	<b>9.607</b>	<b>34.301</b>	<b>12,2</b>	<b>102.383</b>	<b>36.633</b>	<b>12,4</b>	<b>109.003</b>
Carbón	89	4,1	186	9,4	299	1.088	9,0	3.426	1.191	9,7	3.754
Fuel-oil	190	6,7	127	6,5	819	2.148	1,5	9.378	2.345	2,5	10.175
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>280</b>	<b>5,9</b>	<b>313</b>	<b>8,2</b>	<b>1.118</b>	<b>3.236</b>	<b>3,9</b>	<b>12.804</b>	<b>3.536</b>	<b>4,8</b>	<b>13.929</b>

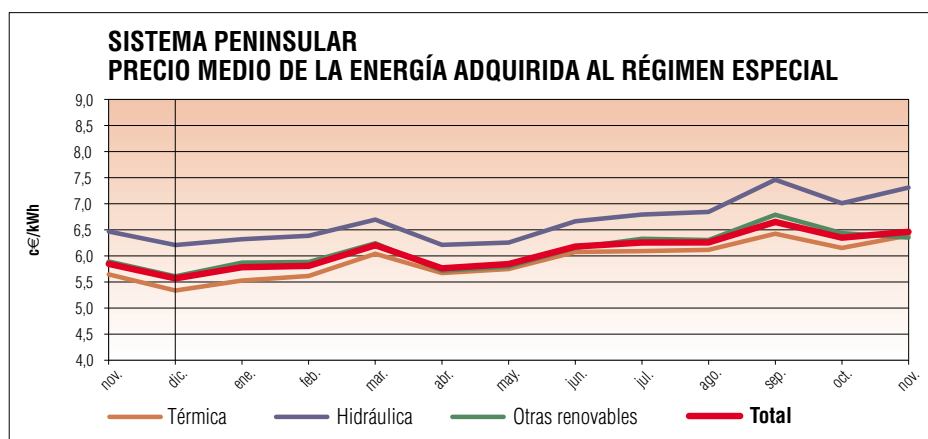
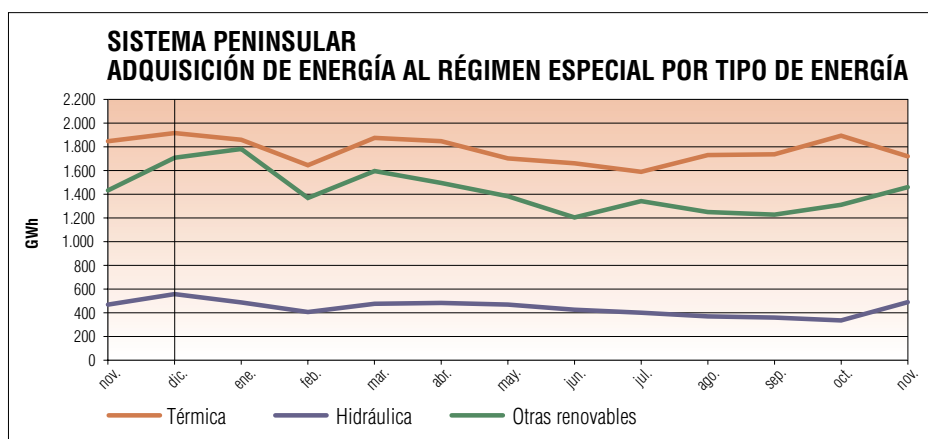
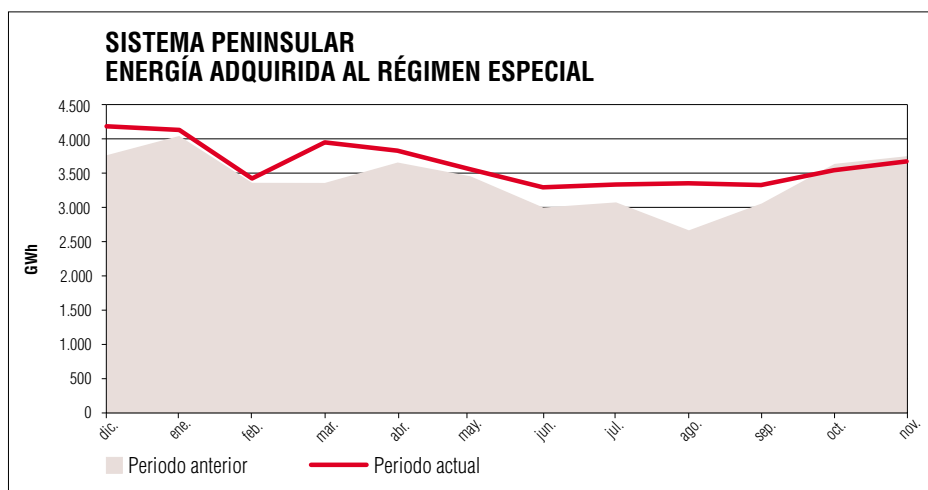
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (\*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (\*\*) Incluye GICC de ELCOGAS y ciclos combinados.

1 kTEC = 0,7 kTEP. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTEP: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

## Régimen especial (\*)

- A pesar de que la potencia instalada de instalaciones de régimen especial se ha ido incrementando, durante el mes de noviembre, el volumen de energía adquirida a éstos se ha reducido en un 2,1 % en relación con el mismo mes del año anterior, situando el valor en 3.670 GWh.
- Tras el dato de noviembre, el volumen de energía acumulado ha ascendido hasta 39.388 GWh, un 6,3 % por encima de la que se marcó en el periodo enero-noviembre del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 18,5 % de la demanda acumulada en el año, medio punto por encima a la contribución de esta tecnología en el mismo periodo del año anterior.
- En los últimos doce meses, la energía acumulada se ha situado en 43.570 GWh, con un crecimiento de 6,7 % respecto al mismo periodo del año anterior. Por tipo de combustible, ha continuado destacando el aumento de peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables no hidráulicas que han incrementado su producción en un 17,0 % y han aportado el 39,3 % del total de energía adquirida en el régimen especial, 3,4 puntos más que en el mismo periodo anterior
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de noviembre, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha situándose en 46 GWh, un 78,6 % más que el del mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía se han ido reduciendo en 2,9 puntos respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 5,1 % de la demanda interanual, aportación inferior en medio punto a la contabilizada en mismo periodo del año 2003.
- Durante el mes de noviembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial, se ha situado en 6,462 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 6,043 c€/kWh.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses, el precio más alto ha correspondido a la energía procedente de las centrales hidráulicas, 6,545 c€/kWh, mientras que la energía procedente de centrales térmicas ha alcanzado los 5,895 c€/kWh y la energía adquirida a Otras Renovables se ha situado a 6,067 c€/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	Noviembre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	6.122	1.720	-6,9	6,392	13,2	19.261	-1,3	5,950	-2,2	21.177	-0,3	5,895	-2,2
Hidráulica	2.051	490	4,4	7,310	13,0	4.707	7,5	6,589	-0,8	5.265	6,8	6,545	-0,8
Otras renovables	5.874	1.460	1,9	6,352	7,8	15.420	17,2	6,124	-1,9	17.128	17,0	6,067	-1,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>14.047</b>	<b>3.670</b>	<b>-2,1</b>	<b>6,462</b>	<b>10,5</b>	<b>39.388</b>	<b>6,3</b>	<b>6,096</b>	<b>-1,9</b>	<b>43.570</b>	<b>6,7</b>	<b>6,043</b>	<b>-1,9</b>
Térmica	101	26	121,0	-	-	343	-5,8	-	-	369	-4,1	-	-
Hidráulica	0,5	0	37,4	-	-	2	0,3	-	-	2	1,5	-	-
Otras renovables	140	20	41,9	-	-	308	-5,0	-	-	330	-1,6	-	-
<b>Sistemas extrapeninsulares (*)</b>	<b>241</b>	<b>46</b>	<b>78,6</b>	-	-	<b>652</b>	<b>-5,4</b>	-	-	<b>701</b>	<b>-2,9</b>	-	-

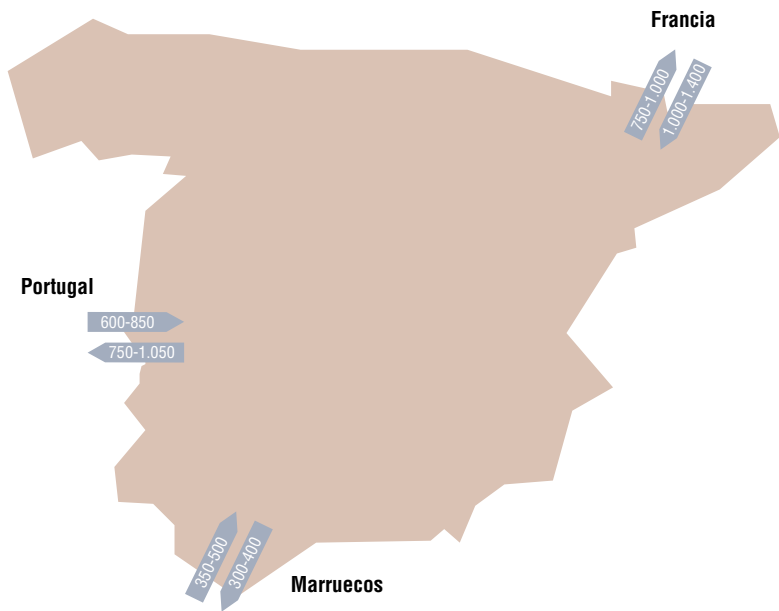
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(\*) Datos de precios no disponibles.

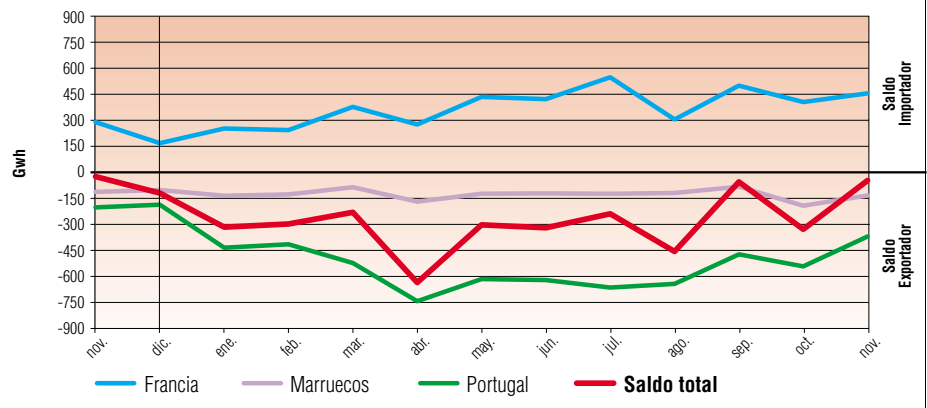
**Intercambios internacionales**

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de noviembre ha ascendido a 1.628 GWh, un 16,8 % por encima de la del mismo mes del año anterior. El 51,4 % de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, generando un saldo mensual exportador de 46 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 75,4 % del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha ascendido, en noviembre, a un volumen de 357 GWh, un 21,9 % del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 2,6 % restante.
- Durante el mes de noviembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal, cuyo volumen se ha incrementado hasta alcanzar los 718 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 349 GWh, Marruecos, 136 GWh y Andorra, 25 GWh.
- Transcurridos once meses del año, el volumen total de energía intercambiada ha alcanzado los 17.853 GWh, un 20,0 % más que en el mismo periodo del año anterior. El 75,4 % de esta energía, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 7.413 GWh. El 5,0 % de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, el contrato suscrito por REE ha aportado el 23,4 % del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 4.169 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos han representado el 1,1 % del volumen, aportando un saldo importador de 198 GWh.
- Por lo tanto, tras el dato de noviembre, el saldo acumulado de intercambios internacionales ha resultado exportador con una energía de 3.223 GWh.
- El 58,5 % del volumen total de energía intercambiada por los agentes, durante los once meses transcurridos del año, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 28,9 % con Francia, el 10,7 % con la frontera de Marruecos y el 1,9 % restante con Andorra.
- En el mes de noviembre, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

**INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL NOVIEMBRE 2004 (MW)**



**SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS**



Intercambios internacionales (GWh)*	Noviembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-17	-17	0	-232	-232	0	-270	-270
Francia	227	-105	122	1.997	-1.788	210	2.083	-1.996	88
Marruecos	0	-136	-136	6	-1.436	-1.430	6	-1.541	-1.535
Portugal	106	-475	-368	679	-6.641	-5.961	748	-6.884	-6.136
<b>Mercado: Agentes</b>	<b>334</b>	<b>-733</b>	<b>-400</b>	<b>2.683</b>	<b>-10.096</b>	<b>-7.413</b>	<b>2.837</b>	<b>-10.691</b>	<b>-7.854</b>
Francia	357	0	357	4.169	0	4.169	4.541	0	4.541
<b>Mercado: Contratos REE</b>	<b>357</b>	<b>0</b>	<b>357</b>	<b>4.169</b>	<b>0</b>	<b>4.169</b>	<b>4.541</b>	<b>0</b>	<b>4.541</b>
Andorra	0	-8	-8	0	-20	-20	0	-28	-28
Francia	16	0	16	77	-31	46	81	-78	3
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	57	-79	-22	172	-377	-204	223	-444	-222
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>74</b>	<b>-87</b>	<b>-14</b>	<b>249</b>	<b>-427</b>	<b>-178</b>	<b>304</b>	<b>-551</b>	<b>-246</b>
Andorra	1	0	1	7	0	7	8	0	8
Francia	0	-15	-15	60	-15	45	67	-15	51
Marruecos	3	0	3	21	0	21	25	0	24
Portugal	22	0	22	125	0	125	132	0	132
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>26</b>	<b>-15</b>	<b>10</b>	<b>214</b>	<b>-16</b>	<b>198</b>	<b>232</b>	<b>-16</b>	<b>216</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>791</b>	<b>-837</b>	<b>-46</b>	<b>7.315</b>	<b>-10.538</b>	<b>-3.223</b>	<b>7.914</b>	<b>-11.256</b>	<b>-3.342</b>

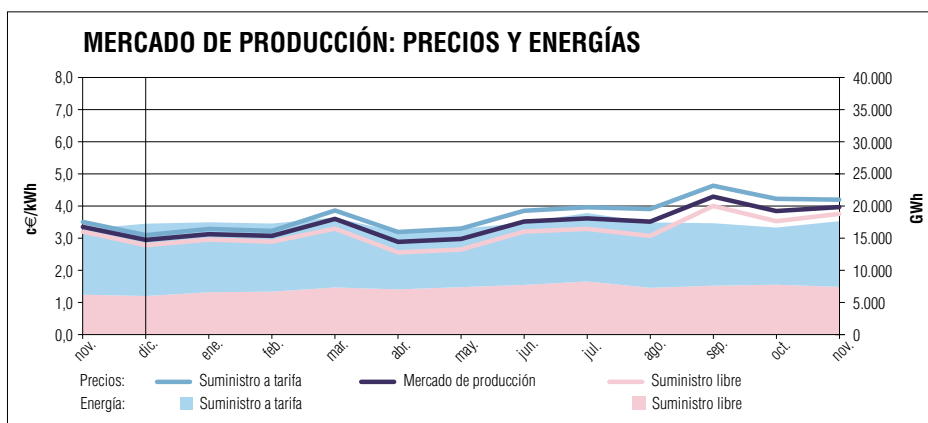
**Capacidad comercial:** Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(\*) Intercambios a través de las fronteras.

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- En el mes de noviembre, los precios en el mercado de producción se han mantenido entorno a los 4 c€/kWh, manteniendo así los elevados registros de los dos últimos meses
- El precio medio ha sido 3,964 c€/kWh, un 3,2% más que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 17.981 GWh. Respecto de noviembre de 2003, el precio ha aumentado un 18,4%, frente a un aumento del 7,5% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,451 c€/kWh, un 7,5% inferior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones del contrato de Red Eléctrica han sumado 10.205 GWh, lo que supone un aumento del 0,3% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,194 c€/kWh, un 0,6% menor que el mes anterior y un 19,8% más que el mismo mes de 2003.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 7.418 GWh, un 4,2% menos que el mes pasado y un 19,8% más que hace un año. Esta cifra representa el 41,3% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 3,753 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 10,5% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del



Precios	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/oct.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>3,964</b>	<b>3,2</b>	<b>18,4</b>	<b>3,497</b>	<b>-8,0</b>	<b>3,451</b>	<b>-7,5</b>
Mercado diario	3,226	4,9	21,3	2,817	-9,1	2,770	-8,5
Otros mercados	0,286	-11,7	21,2	0,235	-6,1	0,235	-6,5
Garantía de potencia	0,452	2,5	-0,2	0,445	-1,4	0,446	-1,1
<b>Suministro a tarifa (**)</b>	<b>4,194</b>	<b>-0,6</b>	<b>19,8</b>	<b>3,781</b>	<b>-6,4</b>	<b>3,717</b>	<b>-6,2</b>
Mercado diario	3,306	6,2	24,2	2,838	-8,7	2,785	-8,2
Otros mercados	0,307	-13,8	12,9	0,259	-9,6	0,260	-10,3
Garantía de potencia	0,581	-22,8	2,5	0,684	6,3	0,672	5,7
<b>Suministro libre (***)</b>	<b>3,753</b>	<b>6,5</b>	<b>17,3</b>	<b>3,210</b>	<b>-9,2</b>	<b>3,180</b>	<b>-8,7</b>
Mercado diario	3,132	2,0	16,7	2,813	-10,1	2,776	-9,6
Otros mercados	0,326	-5,5	44,9	0,251	-2,2	0,249	-3,0
Garantía de potencia	0,295	170,6	1,0	0,146	-2,4	0,156	-1,0

Energías	Noviembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/oct.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>17.981</b>	<b>5,2</b>	<b>7,5</b>	<b>195.036</b>	<b>4,9</b>	<b>212.698</b>	<b>5,1</b>
Suministro a tarifa (**)	10.205	14,8	0,3	109.590	-4,8	120.844	-4,0
Suministro libre (***)	7.418	-4,2	19,8	80.959	22,9	86.947	22,7
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>250</b>	<b>39,2</b>	<b>49,0</b>	<b>1.253</b>	<b>13,3</b>	<b>1.417</b>	<b>16,3</b>

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.

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

#### Precio final del mercado de producción (c€/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
L1	3,254	2,574	2,562	2,473	2,459	2,465	2,417	2,280	2,045	2,461	2,407	2,439	2,559	2,650	2,452	2,488	2,236	2,475	3,471	3,751	3,985	4,194	3,706	3,473	<b>2,850</b>
M2	3,433	2,807	2,589	2,481	2,438	2,436	2,773	3,685	3,939	4,186	4,136	4,228	4,243	4,058	3,773	3,795	3,835	4,099	5,162	5,499	4,134	4,128	3,082	3,415	<b>3,777</b>
X3	2,652	2,407	2,106	2,083	2,032	2,193	2,677	3,121	3,146	3,516	3,625	3,670	3,713	3,436	3,316	3,306	3,487	3,813	5,444	5,314	3,948	3,558	3,638	3,752	<b>3,416</b>
J4	2,943	2,692	2,485	2,472	2,319	2,309	2,803	3,564	3,463	3,692	3,725	4,240	3,884	3,476	3,265	3,311	3,491	3,634	4,939	5,417	3,782	3,576	2,571	2,982	<b>3,434</b>
V5	4,002	2,608	2,307	2,300	1,920	2,167	2,471	2,755	3,001	3,049	3,232	3,244	3,327	3,049	2,949	2,948	3,143	3,185	3,913	4,038	3,294	3,290	2,989	3,109	<b>3,042</b>
S6	3,567	3,206	2,679	2,669	2,447	2,378	2,399	2,495	2,674	3,160	3,378	3,430	3,441	3,328	3,363	3,071	3,040	3,181	3,703	3,657	4,437	3,840	3,985	4,256	<b>3,258</b>
D7	3,230	2,588	2,357	2,270	1,921	1,870	1,862	1,810	1,861	2,169	2,450	2,496	2,519	2,548	2,612	2,572	2,593	2,693	3,415	3,578	4,108	4,149	3,557	4,089	<b>2,786</b>
L8	2,873	2,479	1,999	1,913	1,926	1,878	2,352	3,229	3,859	4,018	4,598	4,710	4,544	3,934	3,344	3,481	3,648	3,988	5,670	5,904	5,626	4,805	3,022	3,655	<b>3,809</b>
M9	2,736	2,479	1,859	1,847	1,884	1,790	2,427	2,934	3,296	3,218	3,403	3,305	3,383	2,946	2,606	2,904	3,135	3,186	3,744	3,859	3,463	3,192	2,383	2,251	<b>2,891</b>
X10	2,502	2,092	1,827	1,796	<b>1,765</b>	1,771	2,360	2,685	2,872	2,966	3,250	3,219	3,213	2,989	2,972	2,962	3,269	3,544	3,765	3,957	3,654	3,257	2,954	2,787	<b>2,916</b>
J11	2,750	2,445	1,845	1,831	1,789	1,804	2,278	2,622	2,929	3,070	3,222	3,183	3,155	3,176	2,809	2,958	3,477	3,515	3,880	4,545	3,974	3,812	3,490	3,857	<b>3,088</b>
V12	3,549	3,128	2,631	2,522	2,223	2,486	2,917	3,687	4,528	4,355	4,337	4,556	4,269	4,037	3,801	3,631	3,821	3,976	4,340	4,892	4,247	4,108	3,734	3,915	<b>3,800</b>
S13	3,459	3,071	2,736	2,623	2,514	2,520	2,511	2,781	2,898	3,170	3,203	3,209	3,115	3,001	2,889	2,712	2,691	2,843	3,512	3,496	3,425	3,229	3,071	2,894	<b>3,001</b>
D14	3,082	2,708	2,364	2,357	2,248	2,219	2,254	2,055	2,036	2,517	2,683	2,738	2,919	2,922	2,929	2,703	2,626	2,633	3,168	3,511	3,775	3,856	3,392	3,166	<b>2,831</b>
L15	2,853	2,728	2,221	2,105	1,902	2,090	2,803	3,372	3,590	3,826	4,289	4,622	4,568	4,394	3,620	3,567	3,808	4,133	5,460	5,756	5,332	4,925	4,049	3,467	<b>3,895</b>
M16	3,277	3,071	2,662	2,551	2,351	2,462	2,919	4,000	4,086	4,844	4,774	4,986	4,601	4,437	3,869	3,841	4,063	5,024	5,534	5,740	5,358	5,392	4,367	4,214	<b>4,225</b>
X17	4,295	3,448	2,722	2,731	2,596	2,721	3,273	4,317	4,718	5,224	5,440	5,745	5,418	5,434	4,610	4,768	5,340	5,499	6,558	6,727	6,067	6,009	4,748	4,668	<b>4,859</b>
J18	4,440	3,862	2,937	2,778	2,751	2,753	3,141	3,868	4,269	4,765	5,234	5,177	4,643	4,638	4,274	3,977	4,241	4,901	5,593	6,826	5,545	4,984	4,285	3,747	<b>4,397</b>
V19	4,111	3,438	2,979	2,950	2,751	2,774	3,288	4,071	4,491	4,382	4,188	4,243	3,939	3,722	3,531	3,663	3,841	4,236	4,965	5,465	4,944	4,908	4,310	4,522	<b>4,050</b>
S20	4,294	3,907	3,536	3,739	2,902	2,930	2,853	3,062	3,971	4,574	4,590	4,580	4,558	4,615	4,648	4,522	4,467	4,485	5,705	6,430	6,393	6,170	4,917	5,092	<b>4,556</b>
D21	4,845	4,103	3,572	3,118	2,922	2,889	2,888	2,786	2,699	3,194	3,665	3,735	3,702	3,978	3,725	3,386	3,182	3,718	4,612	4,711	5,140	5,620	4,740	4,697	<b>3,889</b>
L22	4,291	4,092	3,155	3,056	2,835	2,837	3,529	4,645	4,965	4,930	5,356	5,505	5,100	4,799	4,485	4,481	4,673	5,275	6,306	6,764	5,413	5,169	4,398	4,299	<b>4,716</b>
M23	4,219	4,044	3,124	2,993	2,777	2,927	4,047	4,338	4,572	4,791	4,882	5,024	4,768	4,868	4,303	4,337	4,584	5,067	6,005	6,385	5,405	5,013	4,444	4,539	<b>4,552</b>
X24	4,336	4,181	3,151	3,065	2,829	2,830	4,116	4,527	5,011	4,964	5,109	5,020	4,960	5,017	4,620	4,686	4,931	5,218	5,812	6,253	5,175	5,164	4,676	4,739	<b>4,685</b>
J25	4,545	4,346	3,421	3,092	2,978	2,979	4,119	4,470	5,127	5,379	5,296	5,280	5,270	5,093	4,817	4,851	5,116	6,011	6,580	6,489	5,632	5,650	5,127	4,948	<b>4,934</b>
V26	4,929	4,459	3,896	3,331	3,070	3,008	4,279	4,701	5,195	5,602	6,168	5,983	5,817	5,250	5,024	5,181	5,348	5,543	6,465	6,198	5,515	5,433	4,699	4,934	<b>5,075</b>
S27	4,997	4,605	4,086	4,074	3,518	3,432	3,340	3,307	3,416	4,305	4,270	4,910	4,657	4,634	4,263	3,826	3,732	3,875	5,199	5,998	5,876	5,646	4,995	5,203	<b>4,499</b>
D28	4,152	3,859	3,491	3,324	2,985	2,873	2,847	2,633	2,671	3,254	3,905	3,893	3,916	3,965	3,915	3,887	3,754	3,945	4,979	5,300	6,451	6,452	5,164	5,349	<b>4,136</b>
L29	4,347	3,238	2,853	2,679	2,549	2,628	3,266	3,748	3,717	4,198	4,879	4,812	4,864	4,387	3,893	4,285	4,594	5,178	6,836	6,748	5,728	5,388	4,796	4,776	<b>4,452</b>
M30	4,419	4,292	3,791	3,398	3,019	3,096	4,254	4,538	5,076	5,548	5,886	5,676	5,546	5,321	5,037	5,065	5,312	5,924	6,994	<b>7,029</b>	6,093	5,497	4,825	4,712	<b>5,108</b>
Media	<b>3,776</b>	<b>3,353</b>	<b>2,838</b>	<b>2,722</b>	<b>2,518</b>	<b>2,545</b>	<b>3,039</b>	<b>3,508</b>	<b>3,806</b>	<b>4,096</b>	<b>4,315</b>	<b>4,371</b>	<b>4,243</b>	<b>4,077</b>	<b>3,781</b>	<b>3,776</b>	<b>3,941</b>	<b>4,266</b>	<b>5,186</b>	<b>5,457</b>	<b>4,927</b>	<b>4,742</b>	<b>4,045</b>	<b>4,101</b>	<b>3,964</b>

Mínimo: 1,765      Precios de 1,765 a 3,162      Precios de 3,162 a 4,272      Precios de 4,272 a 7,029      Máximo: 7,029  
 Percentiles del 33% de los valores registrados en el mes.

pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

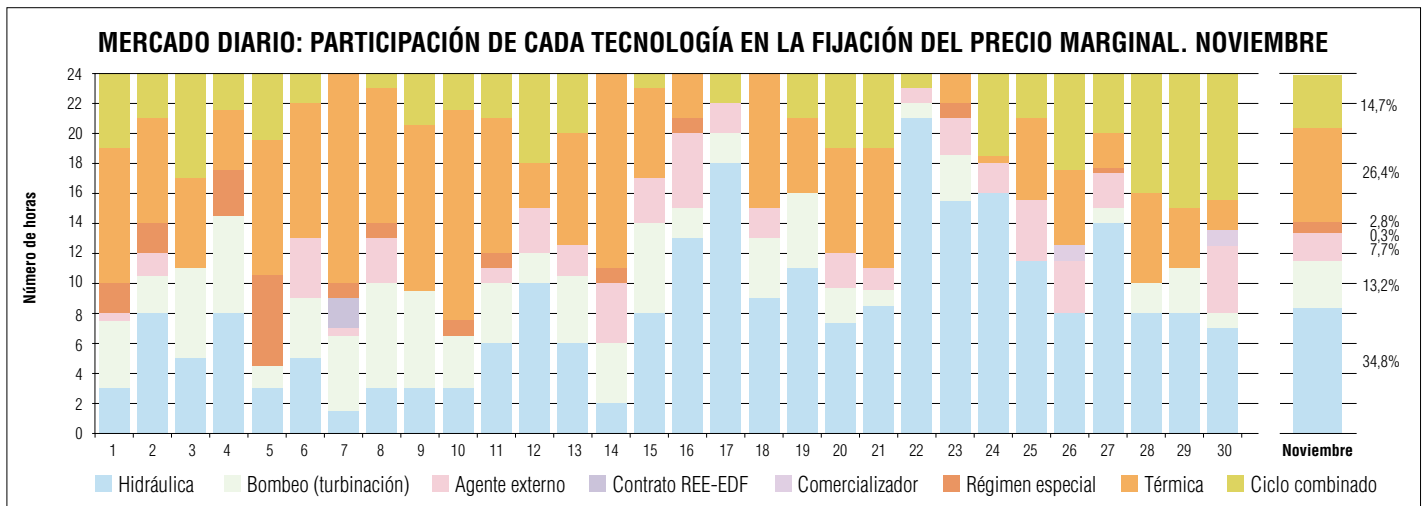
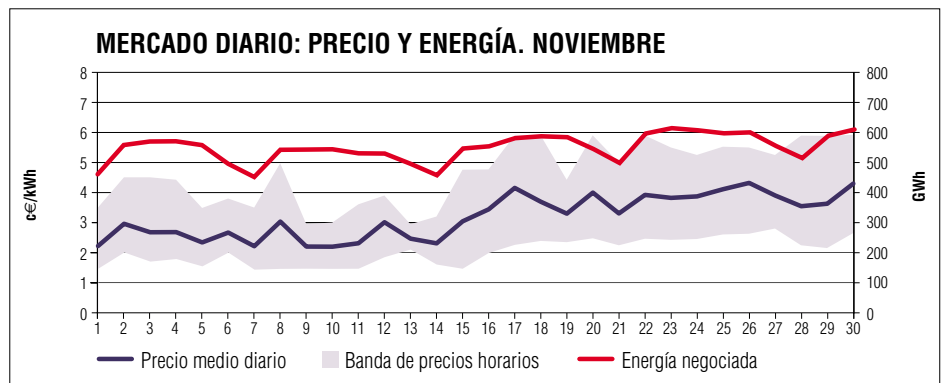
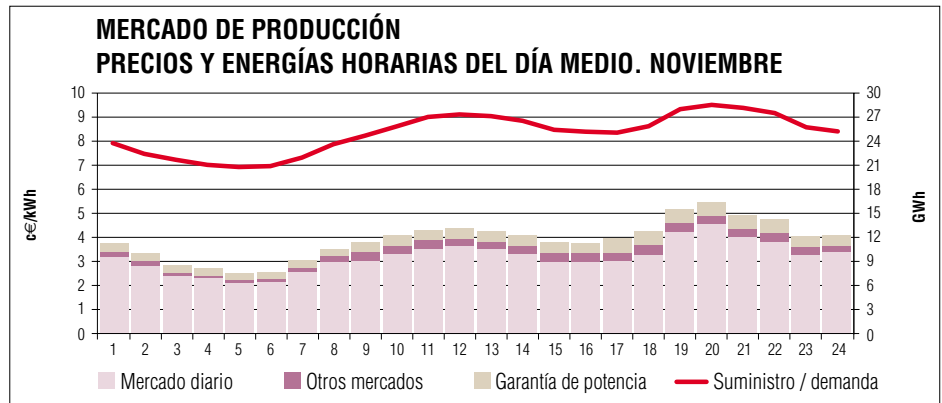
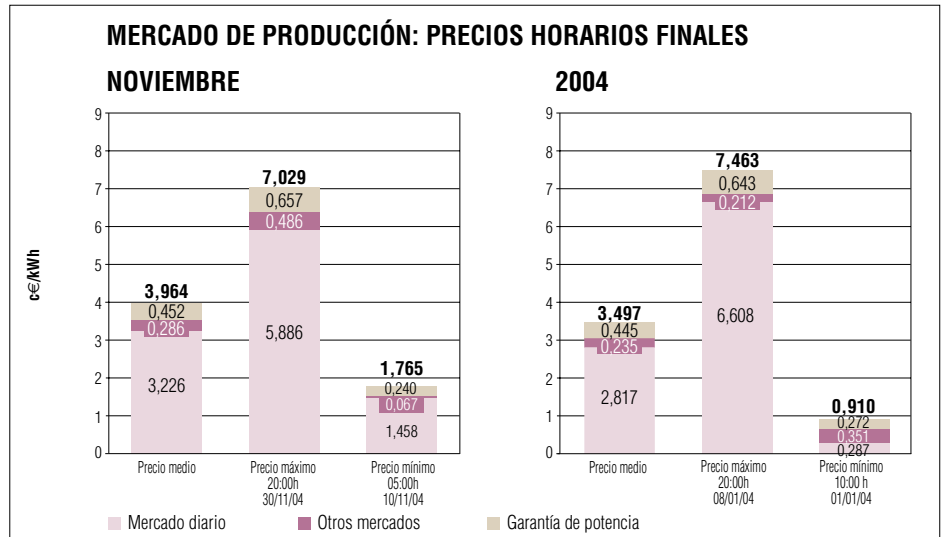
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de noviembre, precio valle, ha sido 2,986 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,230 c€/kWh.

### Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 7,029 c€/kWh, en la hora 20 del martes 30, mientras que el precio mínimo fue 1,765 c€/kWh en la hora 5 el miércoles 10.
- 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 2,518 y 5,457 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 20,8 y 28,5 GWh.

### Mercado diario

- En noviembre, el precio medio del mercado diario ha sido 3,226 c€/kWh, la energía intercambiada 16.537 GWh y el volumen económico contratado de 533,50 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 91,9% de la energía y el 74,9% del volumen económico.
- La curva de precios medios ha mostrado oscilaciones a lo largo de todo el mes, aunque ha sufrido importantes ascensos las últimas dos semanas del mes.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de noviembre, ha sido de 1,431 c€/kWh, el cual se alcanza el domingo 7, a las 8 y 9 horas. Por el contrario el precio máximo del mes 5,924 c€/kWh se ha alcanzado durante la hora 19 del martes 30.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, en relación con el



mes anterior, los gráficos muestran un ligero ascenso de la producción con todas las tecnologías, destacando el incremento de producción hidráulica y nuclear.

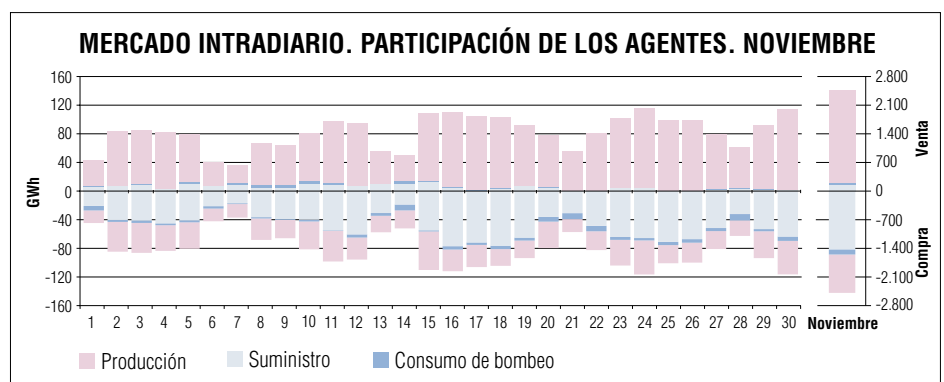
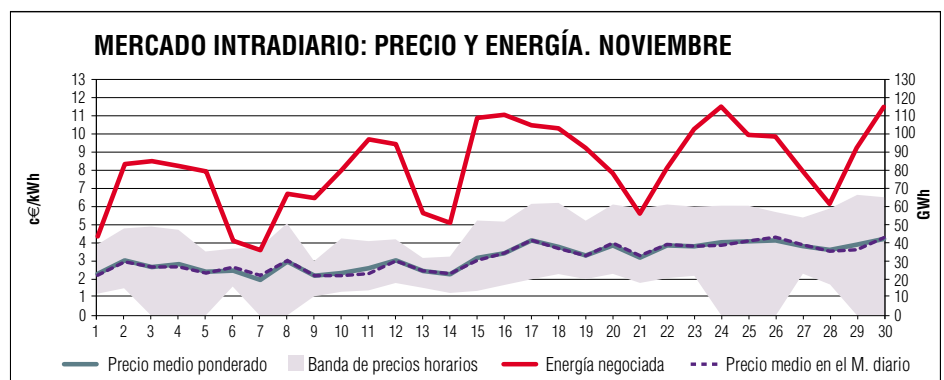
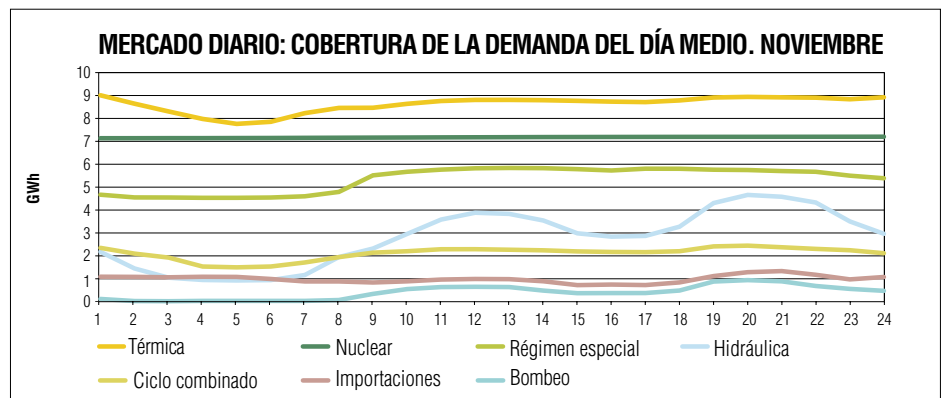
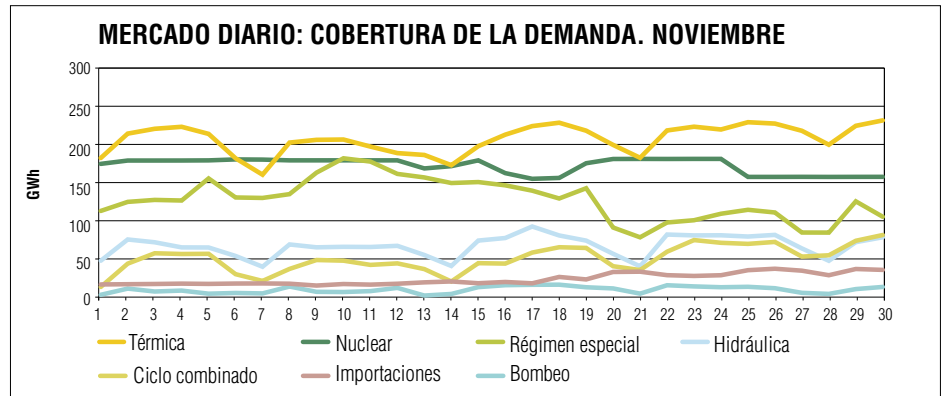
- En relación la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de noviembre, los grupos hidráulico y de bombeo han continuado incrementado el número de horas que marcan marginal, siendo la tecnología que marca marginal el mayor número de horas, 47,9%. Al igual que ocurre con los grupos de ciclo combinado, los cuales incrementan su porcentaje hasta situarse en un 14,7%. Por su parte, los grupos térmicos han reducido su participación, marcado marginal un 26,4%. Los agentes externos, en noviembre han incrementado el número de horas que marcan marginal, situándose en un 7,7 % del total de horas. El régimen especial ha marcado marginal el 2,8% de las horas.

## Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,330 c€/kWh, un 4,5% más que el mes anterior y un 3,2% superior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 2.462 GWh, un 0,5% menos que el mes anterior. De esta energía, el 46,2% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 53,8% restante, 1.324 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda, destinada al consumo de bombeo, 86 GWh, y al suministro, 1.238 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto un incremento de 0,026 c€/kWh.
- Se pueden observar diferencias en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1.922, 202, 92, 79, 84 y 82 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 2,70 y 4,93 c€/kWh el 80% de los días.

## Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de noviembre ha sido de 81,20 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,452 c€/kWh, igual a la del mes anterior y



que supone el 11,4% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste de 1,11 M€, con una repercusión sobre el

precio medio del mercado de 0,006 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 250 GWh en el mes de noviembre, un 39,2% más que el mes anterior.

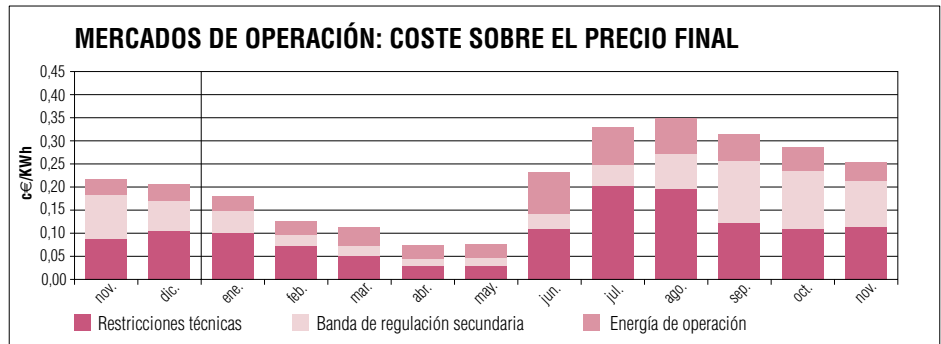
**Mercados de Operación**

• El coste neto de los mercados de operación en noviembre ha sido 0,254 c€/kWh, lo que equivale a un 6,4% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 11,8% inferior al del mes pasado y un 16,5% superior al coste registrado en noviembre de 2003.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas se ha situado en 584 GWh, un 3,5% de la energía correspondiente al mercado diario. Dicha energía ha resultado superior en un 63,6% a la del mismo mes del año anterior, esta variación en la energía programada se debe al hecho de que la demanda casada ha sido muy inferior a la finalmente programada, por lo que hay que programar grupos térmicos necesarios para garantizar la seguridad del sistema que sí resultaban casados en el mercado diario en años anteriores. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 7,263 c€/kWh, un 3,0% superior al del mes de noviembre del año 2003.

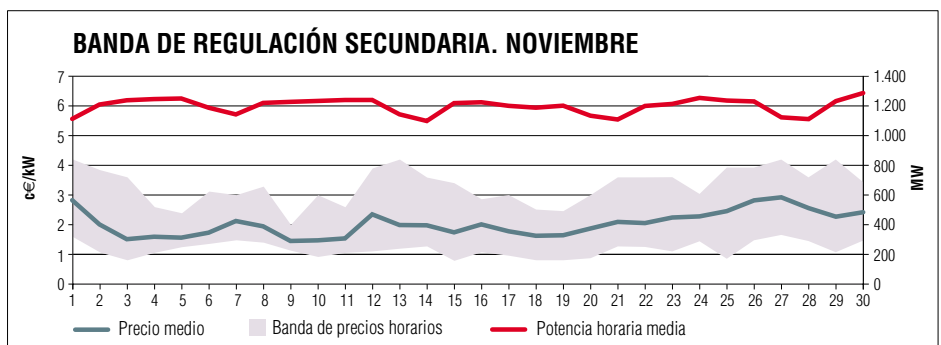
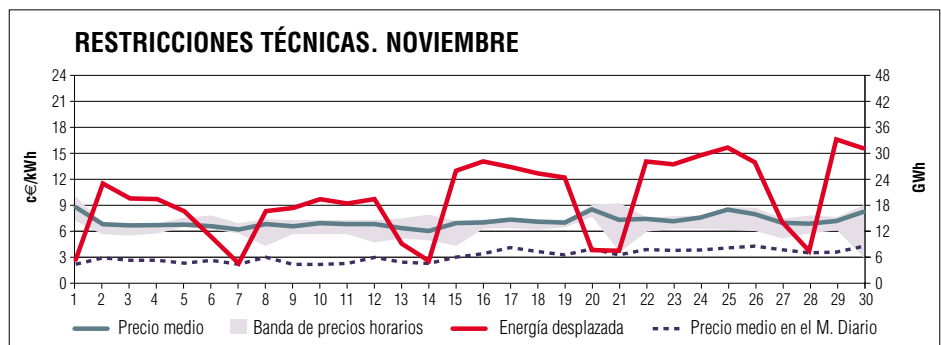
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.202 MW, repartidos en 698 MW a subir y 504 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,033 c€/kWh más del doble del precio registrado en el mes de octubre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,100 c€/kWh, un 20,0% menos al del mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 661 GWh, un 8,4% menos que en octubre, repartida en 355 GWh a subir y 306 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 4,661 c€/kWh, inferior en un 5,8% al del mes anterior y el de recompra 1,577 c€/kWh, un 5,9% inferior al registrado en octubre. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,041 c€/kWh, un 24,1% inferior al del mes anterior.

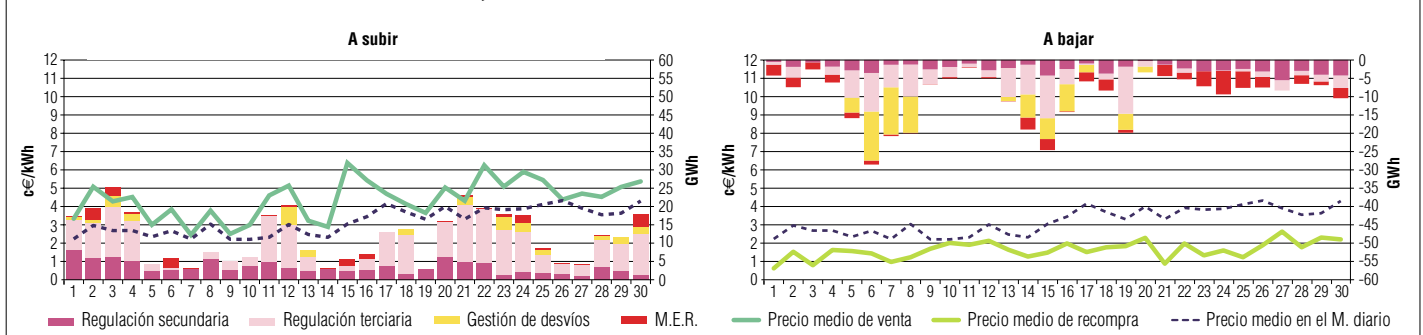


Mercados de operación Noviembre	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>0,113</b>	<b>584</b>		<b>7,263</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>0,100</b>	<b>698</b>	<b>504</b>	<b>2,033</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>0,041</b>	<b>355</b>	<b>306</b>	<b>4,661</b>	<b>1,577</b>
Regulación secundaria		101	72	3,921	2,393
Regulación terciaria		202	109	4,624	1,713
Gestión de desvíos		29	69	3,880	1,596
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		22	56	9,403	0,237
<b>Total</b>	<b>0,254</b>				

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

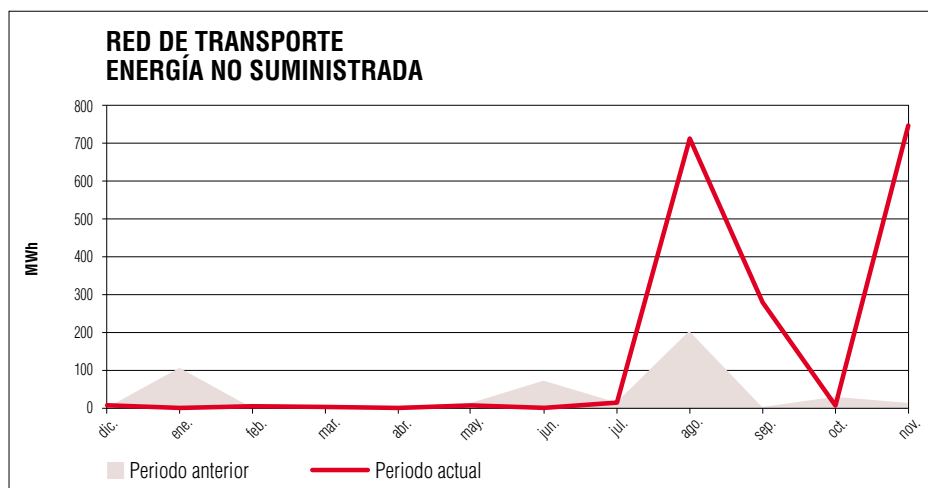


**ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. NOVIEMBRE**

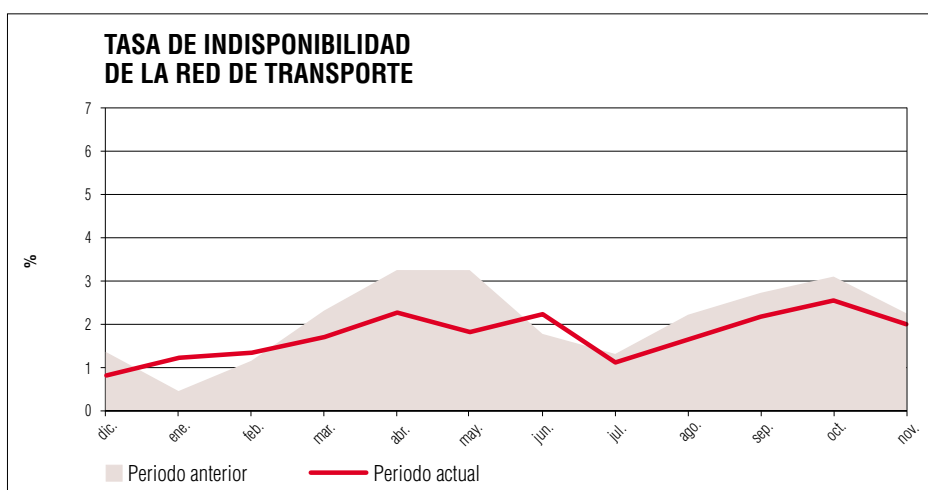


## 4. RED DE TRANSPORTE

- 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 noviembre se han registrado tres cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte. El primero de ellos se ha registrado en Madrid, con una energía no suministrada de 103,43 MWh. El segundo de los cortes se produce en Andalucía, con una energía no suministrada de 638,8 MWh y el último de ellos, se ha registrado en Aragón, con 4,2 MWh de energía no suministrada. Durante los últimos doce meses, la ENS ha sumado un total de 1.779,1 MWh, de los cuales, 4,7 MWh corresponden a incidencias en las instalaciones de Red Eléctrica anteriores a la adquisición de los nuevos activos.
- El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte, durante el mes de noviembre, ha sido de 1,640 minutos, situando el valor acumulado de los últimos doce meses en un total de 4,045 minutos, valor muy superior a los 0,983 minutos registrados en el mismo periodo de año anterior.
- La tasa de disponibilidad de la red de transporte durante el mes de noviembre se ha situado en un 98,0 %, porcentaje superior en 0,3 puntos al alcanzado el mismo mes del año 2003.



Red de transporte Calidad del servicio	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	746,4	1.772,1	1.779,1
REE (Instalaciones anteriores)	4,2	4,7	4,7
REE (Instalaciones adquiridas)	742,2	1.498,7	1.505,8
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	1,640	4,027	4,045
REE (Instalaciones anteriores)	0,009	0,011	0,011
REE (Instalaciones adquiridas)	1,631	3,406	3,423



**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 el periodo a calcular.

**Tasa de indisponibilidad:** Indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros.

Red de transporte Tasa de indisponibilidad (*)	Noviembre	Acumulado anual
	%	%
<b>Total</b>	<b>1,998</b>	<b>1,808</b>

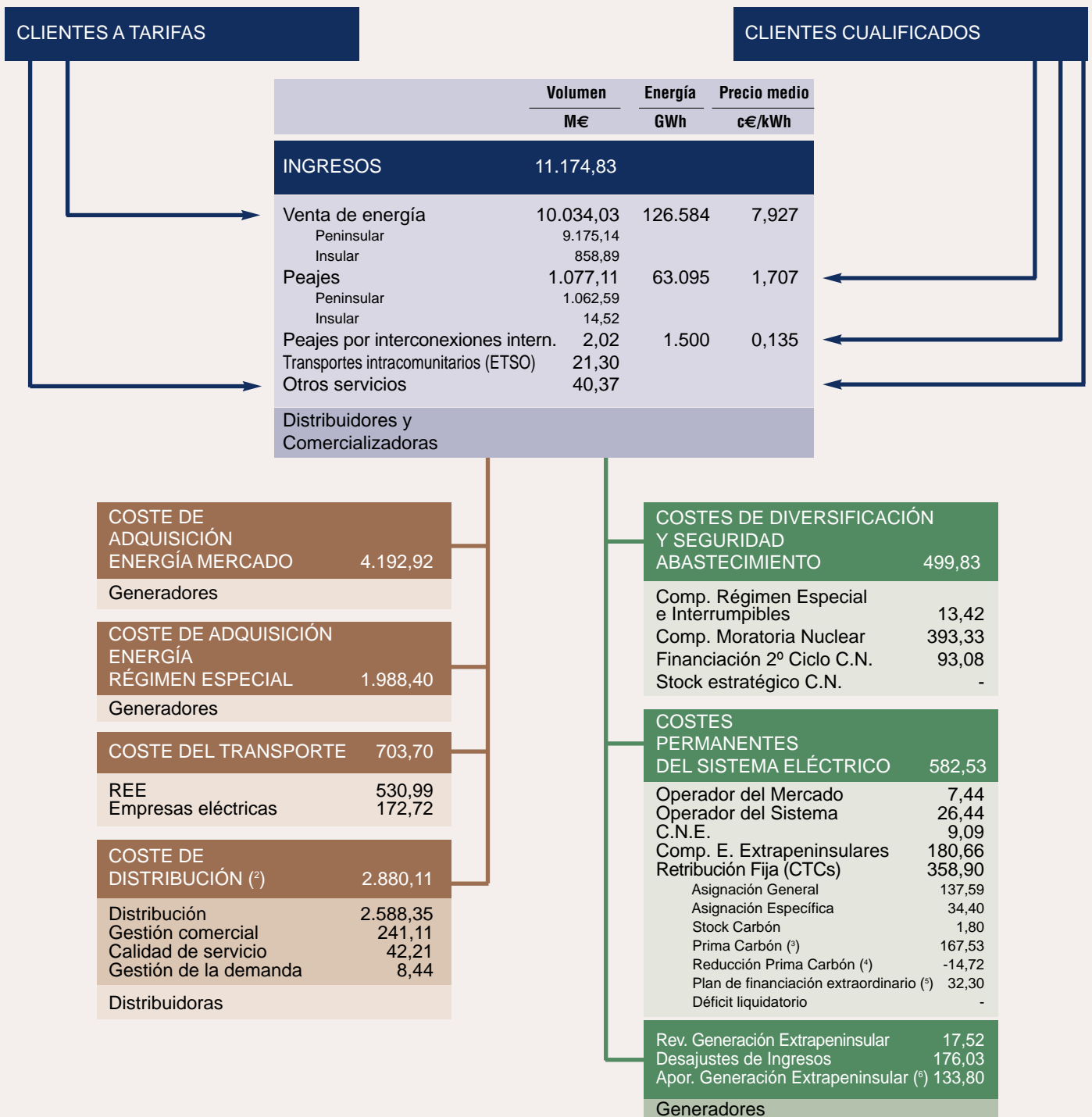
(\*) Al objeto de proporcionar un mayor desglose de la información de acuerdo con la normativa vigente, se están revisando los criterios de clasificación de los datos necesarios para el cálculo de las indisponibilidades de la red. Los conceptos que se detallarán serán los siguientes: a) mantenimiento preventivo y predictivo, b) causas ajenas al mantenimiento, c) mantenimiento correctivo y d) circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño.

## 5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

## LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS  
Liquidación nº 11, 2004. Periodo Enero-Noviembre (1)

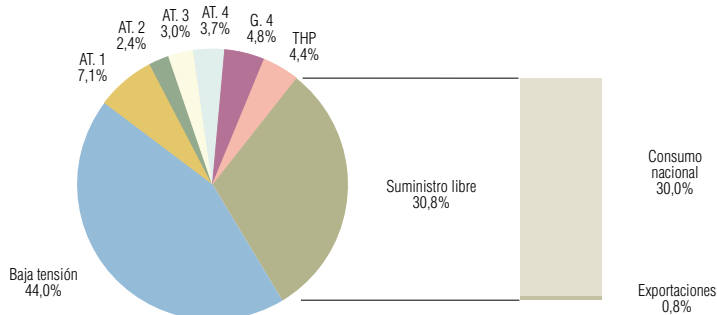
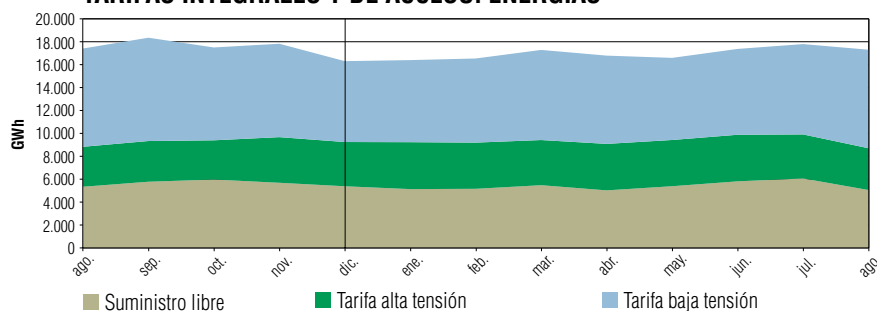
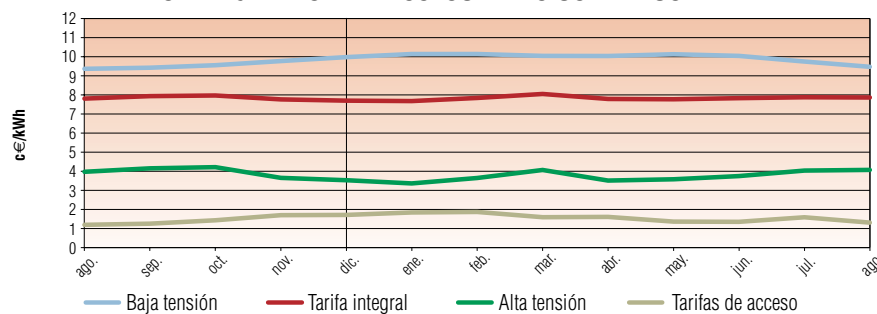
(Millones de euros)



- (1) 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.
- (2) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, así como los costes destinados a planes de mejora de la calidad de servicio y los costes destinados a la gestión de la demanda, referidas en el Real Decreto 1802/2003 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.
- (3) Según la Orden ECO 1588/2002 de 12 de junio por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, el cobro de la prima del carbón está garantizado en situaciones de déficit de ingresos.
- (4) Imputación al año 2003 de la reducción de la Prima Carbón de los años 1998 y 1999 establecida en el punto 116 de la Decisión de la Comisión Europea de 25 de julio de 2001.
- (5) Plan de financiación extraordinario para ELCOGAS con cargo a la asignación específica de los CTCs establecido en Orden ministerial de 10 de octubre de 2001.
- (6) Importe a liquidar a los generadores en régimen ordinario de los sistemas insulares y extrapeninsulares por los distribuidores de los mismos sistemas, en aplicación de lo establecido en el párrafo 3 del artículo 18.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en agosto se ha elevado a 11.380 GWh, un 3,6 % inferior al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de agosto, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 140.327 GWh, un 1,2 % superior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en agosto ha sido 7,844 €/kWh, valor ligeramente superior al del mismo periodo del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2004.
- En agosto la energía consumida en el mercado libre representó el 30,8 % del consumo total, porcentaje similar al registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 32,0 %.
- El precio medio de las tarifas de acceso en agosto ha sido de 1,302 c€/kWh, por lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,540 c€/kWh, 4,9 % superior al del mismo periodo del año anterior.

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

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

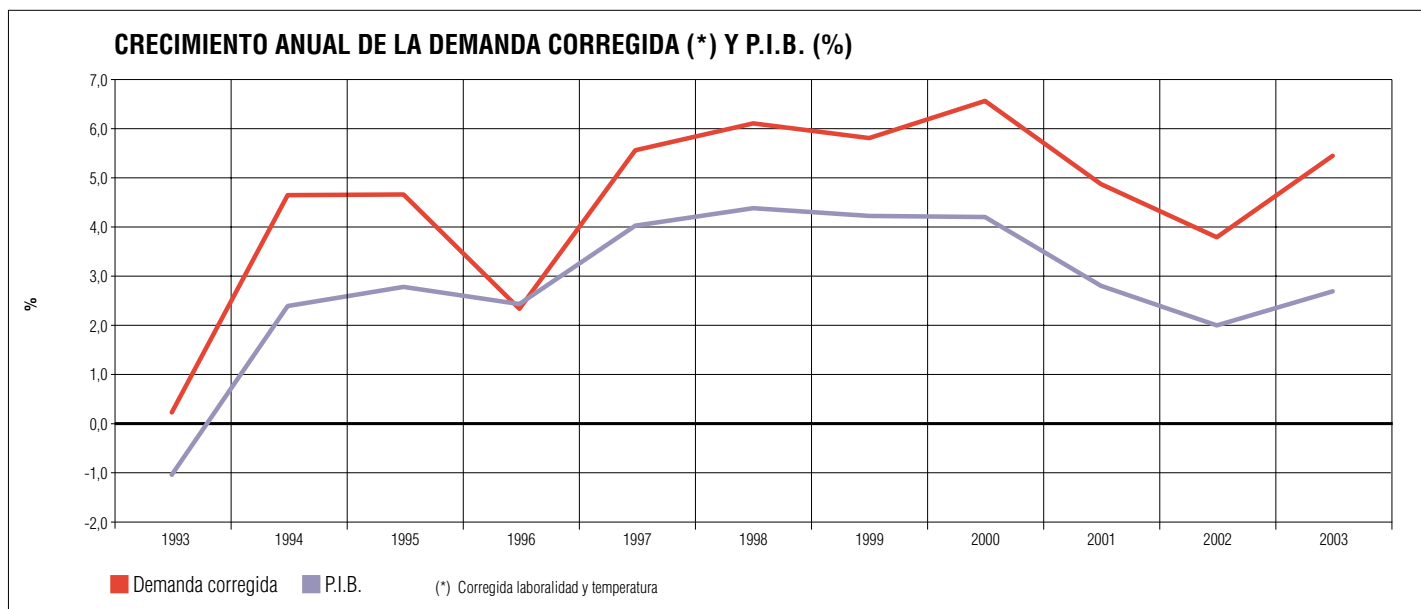
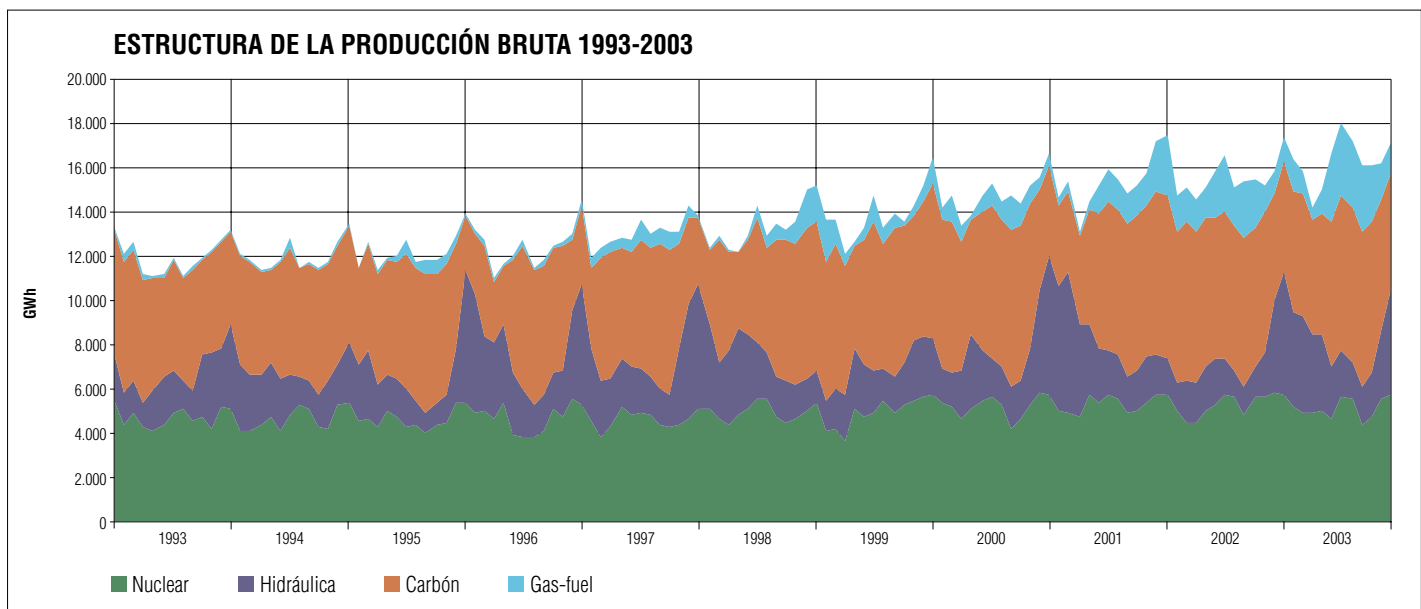
Tarifa integral	Agosto				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.161	-2,4	6,495	2,7	8.510	2,5	6,536	2,3	12.620	5,3	6,514	2,3
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	388	7,9	3,399	8,4	2.871	4,7	3,634	5,8	4.267	5,0	3,622	4,7
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	489	1,9	2,657	14,6	3.771	1,7	3,002	8,0	5.628	0,8	2,977	5,4
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	614	0,9	2,001	13,6	4.603	3,3	2,310	3,2	6.848	6,9	2,345	1,7
G.4 (Grandes consumidores)	783	1,0	2,331	3,1	6.139	3,5	2,346	1,3	9.199	3,7	2,334	1,6
Tarifa horaria de potencia	718	8,8	2,544	-2,0	6.102	3,8	3,368	-0,8	9.104	2,6	3,455	0,0
<b>Alta tensión</b>	<b>4.152</b>	<b>2,0</b>	<b>3,622</b>	<b>3,1</b>	<b>31.996</b>	<b>3,2</b>	<b>3,843</b>	<b>2,4</b>	<b>47.666</b>	<b>4,1</b>	<b>3,847</b>	<b>2,4</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>7.227</b>	<b>-6,5</b>	<b>10,270</b>	<b>2,2</b>	<b>61.388</b>	<b>-1,9</b>	<b>10,000</b>	<b>1,2</b>	<b>92.661</b>	<b>-0,2</b>	<b>9,946</b>	<b>1,1</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>11.380</b>	<b>-3,6</b>	<b>7,844</b>	<b>0,6</b>	<b>93.384</b>	<b>-0,2</b>	<b>7,890</b>	<b>0,5</b>	<b>140.327</b>	<b>1,2</b>	<b>7,874</b>	<b>0,6</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>4.924</b>	<b>3,7</b>	<b>1,334</b>	<b>1,0</b>	<b>41.943</b>	<b>4,2</b>	<b>1,595</b>	<b>0,9</b>	<b>62.217</b>	<b>4,4</b>	<b>1,623</b>	<b>0,8</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>132</b>	<b>-77,8</b>	<b>0,100</b>	<b>1,6</b>	<b>1.188</b>	<b>-74,0</b>	<b>0,140</b>	<b>3,8</b>	<b>3.743</b>	<b>-41,3</b>	<b>0,160</b>	<b>14,9</b>
<b>Total</b>	<b>5.056</b>	<b>-5,4</b>	<b>1,302</b>	<b>9,9</b>	<b>43.132</b>	<b>-3,8</b>	<b>1,555</b>	<b>8,4</b>	<b>65.960</b>	<b>0,0</b>	<b>1,540</b>	<b>4,9</b>

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

SISTEMA PENINSULAR: BALANCE ELÉCTRICO 1993-2003

Balance eléctrico (GWh)	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Hidráulica	23.521	26.264	21.966	37.692	33.168	33.992	24.171	27.842	39.424	22.525	38.773
Nuclear	56.059	55.314	55.445	56.329	55.298	59.003	58.852	62.206	63.708	63.016	61.875
Carbón	61.366	60.562	64.736	52.394	62.098	60.191	72.315	76.374	68.091	78.768	72.249
Hulla+Antracita	30.891	31.758	33.188	26.627	37.337	30.052	38.182	39.450	34.671	40.313	36.708
Lignito Pardo	12.656	11.910	13.227	12.317	11.187	13.718	13.924	14.262	14.240	15.651	14.142
Lignito Negro	8.759	8.974	9.144	7.948	10.742	6.406	7.327	9.057	6.466	9.612	8.222
C. Importación	9.060	7.920	9.177	5.503	2.832	10.014	12.882	13.605	12.714	13.193	13.177
Gas natural (*)	70	119	172	680	6.597	2.396	3.090	4.380	5.420	11.781	18.683
Fuel-oil	1.816	1.388	3.697	1.469	246	3.262	6.835	5.869	6.978	10.001	4.343
<b>Producción bruta</b>	<b>142.832</b>	<b>143.647</b>	<b>146.016</b>	<b>148.564</b>	<b>157.407</b>	<b>158.844</b>	<b>165.263</b>	<b>176.672</b>	<b>183.622</b>	<b>186.090</b>	<b>195.922</b>
- Consumos generación	6.325	6.073	6.247	5.511	6.352	6.310	7.224	7.827	7.584	8.346	8.061
- Consumos bombeo	1.888	1.345	2.081	1.523	1.761	2.588	3.666	4.907	4.131	6.957	4.678
<b>Producción neta</b>	<b>134.619</b>	<b>136.229</b>	<b>137.688</b>	<b>141.530</b>	<b>149.295</b>	<b>149.946</b>	<b>154.373</b>	<b>163.938</b>	<b>171.906</b>	<b>170.788</b>	<b>183.183</b>
+ Régimen especial	5.698	8.198	9.595	13.656	16.161	19.733	24.261	26.631	30.270	35.291	41.241
± Intercambios internacionales	1.266	1.855	4.486	1.059	-3.073	3.402	5.719	4.441	3.458	5.329	1.264
<b>Demanda bruta</b>	<b>141.583</b>	<b>146.282</b>	<b>151.769</b>	<b>156.245</b>	<b>162.383</b>	<b>173.081</b>	<b>184.354</b>	<b>195.010</b>	<b>205.634</b>	<b>211.408</b>	<b>225.688</b>

(\*) Incluye ciclo combinado y GICC de ELCOGAS.





MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, TURISMO Y  
COMERCIO

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid  
Tel.: 902 446 006. 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>