

# ENERGÍA ELÉCTRICA

ENERO 2000. Nº 20



MINISTERIO  
DE INDUSTRIA  
Y ENERGÍA



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# SUMARIO

	Pág.
1. Aspectos relevantes	1
2. Demanda de energía eléctrica	2
• Evolución de la demanda	
• Cobertura de la demanda	
– Producción hidroeléctrica	
– Producción nuclear	
– Producción térmica convencional	
– Régimen especial	
– Intercambios internacionales	
3. Mercado de producción	10
– Precios finales mensuales	
– Precios finales horarios	
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Mercados de operación	
4. Red de transporte	14
5. Suministro a consumidores finales	15
• Liquidación de la facturación	
• Tarifas integrales y de acceso	
Anexo	
• Sistema peninsular. Mercados de operación. Resumen 1999	

#### Fuentes de información:

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

#### Portada:

Central hidroeléctrica El Grado I  
Central nuclear Cofrentes

Fecha de redacción: 17 de marzo de 2000

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados  
disponibles en Internet:

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

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- El año 2000 ha comenzado con fuerza desde el punto de vista del consumo de energía eléctrica, al alcanzarse en enero una demanda de 17.970 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 11,4%, la más alta registrada en los últimos cuatro años.
- A este importante crecimiento ha contribuido en gran medida el efecto de las bajas temperaturas registradas en enero, que han aportado un 3,5% del incremento de la demanda. Descontando este efecto y el de la menor laboralidad, negativo en un 0,3%, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha alcanzado el 8,2%, el más alto registrado desde julio de 1998 y 0,5 puntos superior al de diciembre de 1999, con lo que, por cuarto mes consecutivo, se alcanza un crecimiento de la demanda corregida mayor que el del mes inmediato anterior.
- Este entorno de gran comportamiento de la actividad económica y bajas temperaturas que están caracterizando este comienzo del invierno ha dado lugar a que en enero, por tercer mes consecutivo, se hayan superado los máximos históricos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria. El martes 25 a las 20 horas se superó el récord de demanda de potencia media horaria, al alcanzarse los 33.236 MW. Ese mismo día se registró el nuevo récord de energía diaria con 663 GWh.
- La estructura de producción del mes de enero no difiere mucho de la registrada en el conjunto del año 1999. La producción hidroeléctrica, a pesar del bajo producible hidráulico registrado, ha aportado el 15,5% de la producción bruta mensual, un punto por encima de su contribución media durante el año 1999. Por su parte, la producción nuclear,

pese a alcanzar en enero un nuevo máximo histórico de energía generada, ha reducido ligeramente su aportación a la cobertura respecto al año anterior, situándola en el 34,6%, debido al efecto de la altísima demanda mensual registrada. Este mismo efecto ha provocado que el buen comportamiento de las generaciones hidroeléctrica y nuclear no haya incidido en una reducción de la aportación de la producción térmica convencional, que se ha situado en enero en el 49,9%, valor muy similar a su contribución en el conjunto del año 1999.

- Al igual que en el sistema peninsular, en el conjunto de sistemas extrapeninsulares el año 2000 ha entrado con fuerza en lo que se refiere al consumo eléctrico. La demanda bruta del mes de enero ha ascendido a 874 GWh, con una tasa de crecimiento del 10,5%, dos puntos y medio superior a la del mismo mes del año anterior y al incremento medio durante todo el año 1999, aunque casi un punto por debajo del crecimiento mensual de la demanda peninsular.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el mes de enero ha sido de 7,18 PTA/kWh, un 17,5% mayor que en enero del año anterior, debido al fuerte incremento del precio de compra de energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en enero ha sido 9,65 PTA/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción ascendió a 6,98 PTA/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada se situó en 7,43 PTA/kWh, un 19,8% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.
- En enero, los precios en el mercado de producción han experimentado un aumento significativo, tanto respecto a diciembre como a enero de 1999. El precio medio final ha sido 6,71 PTA/kWh, un 12,5% más que el mes anterior. El precio en el mercado diario ha aumentado un 20% mientras que la garantía de potencia ha disminuido un 11,6% y el conjunto Otros mercados ha bajado un 3,8%.
- Respecto al mes de enero de 1999, el precio final ha aumentado un 22,7%, como consecuencia del aumento del 35% del mercado diario. Tanto la garantía de potencia como el concepto de otros mercados han disminuido un 9,1% y un 10,8% respectivamente.

Balance eléctrico	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>15.314</b>	<b>9,5</b>	<b>15.314</b>	<b>9,5</b>	<b>155.647</b>	<b>3,2</b>
Régimen especial	2.467	30,6	2.467	30,6	24.489	23,9
Intercambios internacionales	189	-22,5	189	-22,5	5.660	71,2
<b>Demanda bruta</b>	<b>17.970</b>	<b>11,4</b>	<b>17.970</b>	<b>11,4</b>	<b>185.797</b>	<b>6,8</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>817</b>	<b>11,3</b>	<b>817</b>	<b>11,3</b>	<b>9.424</b>	<b>8,4</b>
Régimen especial	56	0,0	56	0,0	737	18,8
<b>Demanda bruta</b>	<b>874</b>	<b>10,5</b>	<b>874</b>	<b>10,5</b>	<b>10.160</b>	<b>9,1</b>

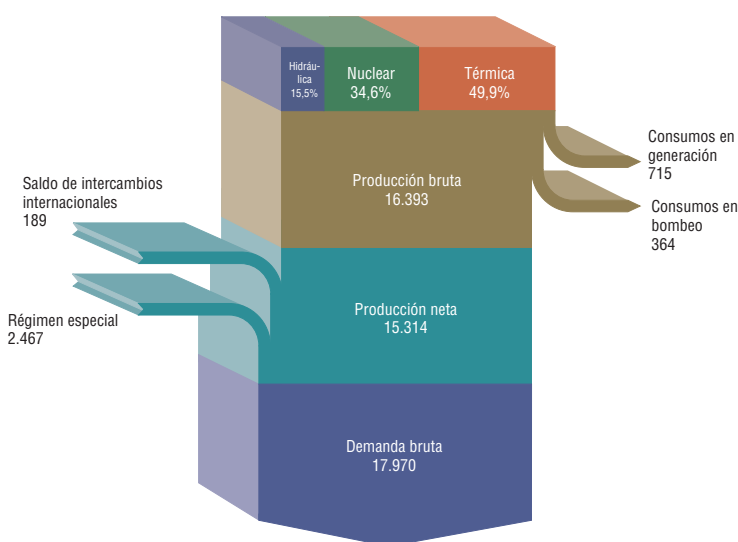
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

Coste de adquisición de la energía	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Suministro a tarifa (*)</b>	<b>7,43</b>	<b>20,36</b>	<b>7,43</b>	<b>20,36</b>	<b>6,83</b>	<b>7,68</b>
Mercado de producción	6,98	23,31	6,98	23,31	6,29	7,53
Régimen especial	9,65	-1,53	9,65	-1,53	9,76	-3,65
<b>Suministro libre (**)</b>	<b>6,20</b>	<b>20,22</b>	<b>6,20</b>	<b>20,22</b>	<b>5,03</b>	<b>-3,70</b>
<b>Total</b>	<b>7,18</b>	<b>17,52</b>	<b>7,18</b>	<b>17,52</b>	<b>6,53</b>	<b>3,25</b>
En cts. Euro	4,32		4,32		3,92	

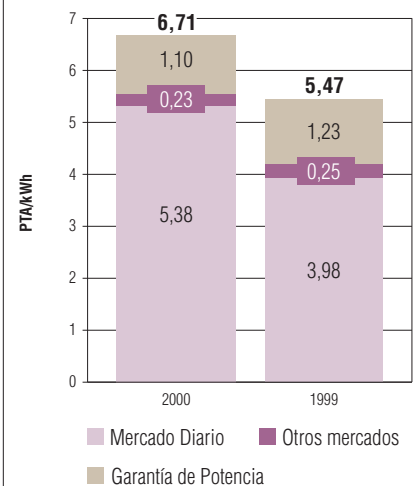
(\*) Distribuidores y Exportaciones REE.

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

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



### MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO. ENERO



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de enero fue de 17.970 GWh, con un crecimiento del 11,4% respecto al año anterior. Esta tasa de crecimiento mensual es la más alta registrada en los últimos cuatro años.

- La laboralidad tuvo una influencia negativa sobre la variación de la demanda, reduciendo en 0,3 puntos su crecimiento, debido a que, si bien la festividad del día 1 se produjo en sábado (viernes el año anterior), este año la festividad de Reyes se produjo un jueves, con el consiguiente efecto puente.

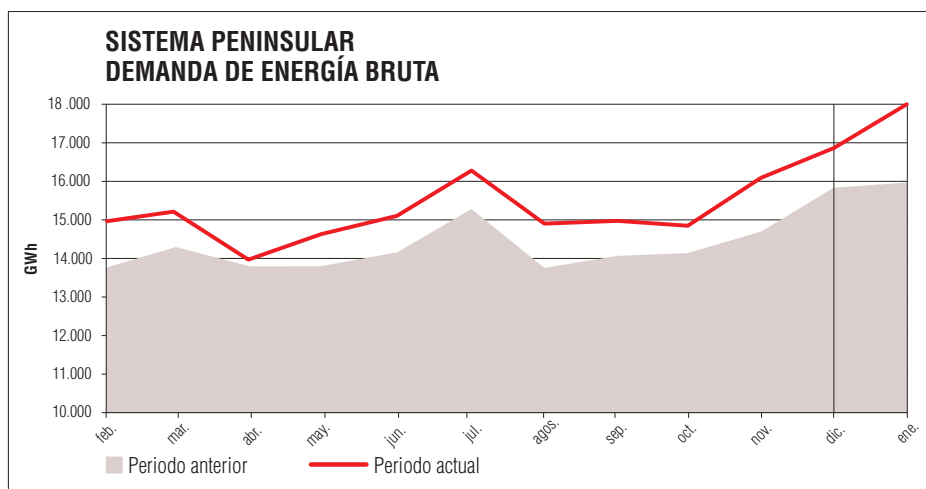
- Las bajas temperaturas registradas este enero, inferiores a las de enero de 1999 y al valor característico para este mes, influyeron positivamente sobre la evolución de la demanda, aportando 3,5 puntos a su crecimiento. Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las del año anterior durante casi todos los días del mes. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 11,9 °C, frente a los 13,6°C del año anterior, y las mínimas registraron un valor medio diario de 2,7°C, 2,1°C menos que en enero de 1999.

- Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, la demanda tuvo un crecimiento estimado del 8,2%, el más alto registrado desde julio de 1998 y 0,5 puntos superior al de diciembre de 1999, con lo que, por cuarto mes consecutivo, se alcanza un crecimiento de la demanda corregida mayor que el del mes inmediato anterior.

- Tras el crecimiento registrado en el mes de enero, el incremento acumulado de la demanda en los últimos doce meses se ha situado en el 6,8%, valor prácticamente idéntico al que se contabilizó en enero de 1999. Por su parte, el crecimiento interanual de la demanda corregida ha alcanzado en enero el 6,0%, valor igualmente muy similar al registrado en el mismo período del año anterior.

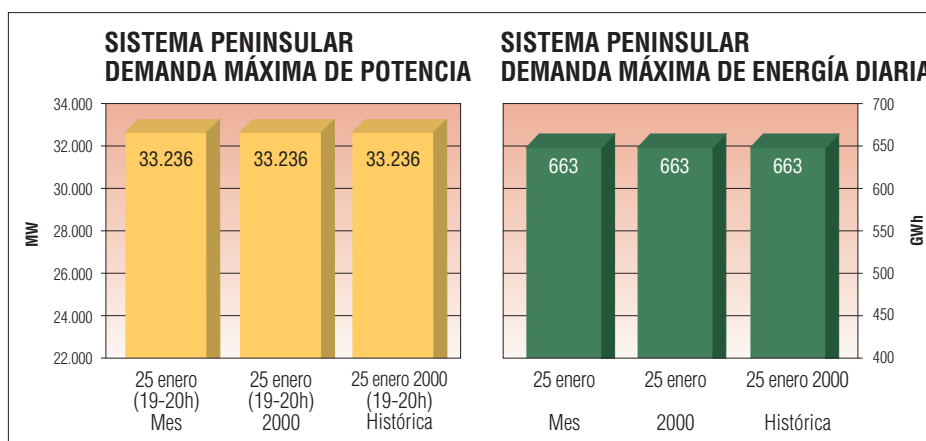
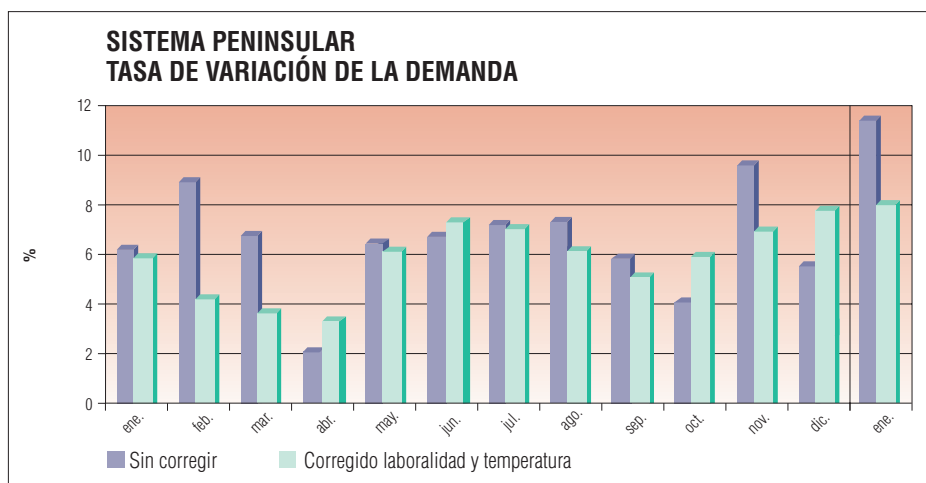
- En el mes de enero se han superado los máximos históricos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria que se habían registrado en diciembre. El martes 25 a las 20 horas se superó el récord de demanda de potencia media horaria, al alcanzarse los 33.236 MW, casi 2.000 MW por encima del anterior máximo. Ese mismo día se registró el nuevo récord de energía diaria con 663 GWh, un 6,6% superior al registrado en diciembre.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero la demanda ha ascendido a 874 GWh, con una tasa de crecimiento del 10,5%, dos puntos y medio superior a la del mismo mes del año anterior pero casi un punto por debajo del crecimiento mensual de la demanda peninsular. En términos interanuales, en el mes enero el crecimiento de la demanda se ha situado en el 9,1%, más de un punto por encima del mismo período del año anterior.



Demanda bruta	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>17.970</b>	<b>11,4</b>	<b>17.970</b>	<b>11,4</b>	<b>185.797</b>	<b>6,8</b>
Efectos						
Laboralidad	-	-0,3	-	-0,3	-	0,1
Temperatura	-	3,5	-	3,5	-	0,8
Activ. económica y otros	-	8,2	-	8,2	-	6,0
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>874</b>	<b>10,5</b>	<b>874</b>	<b>10,5</b>	<b>10.160</b>	<b>9,1</b>

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



## COBERTURA DE LA DEMANDA

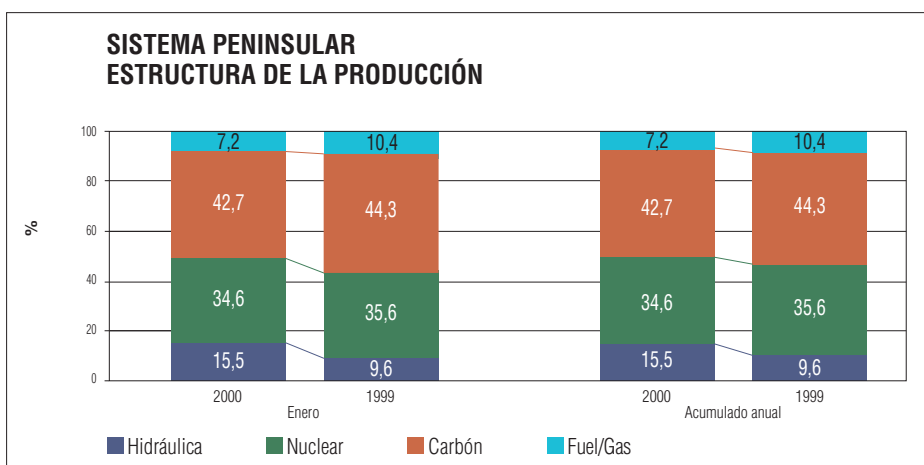
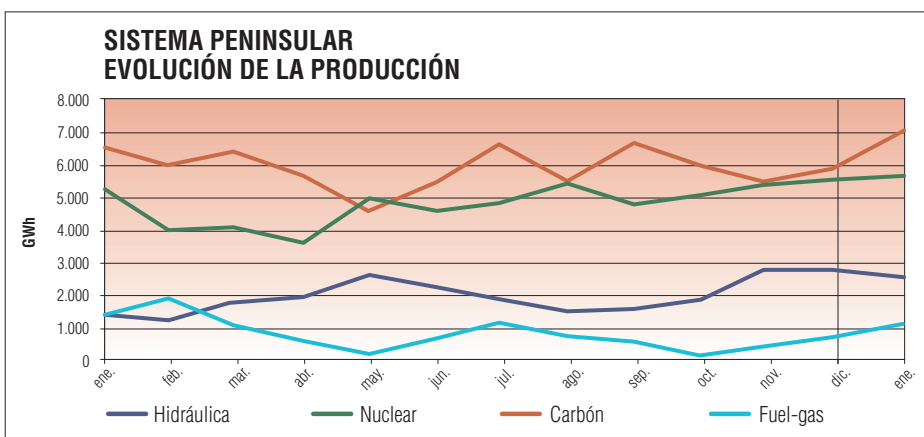
- La producción bruta peninsular en el mes de enero ascendió a 16.393 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 8,3%, una de las más altas de los últimos meses, debido al altísimo crecimiento de demanda registrado.
- El año 2000 se ha iniciado con una estructura de producción muy similar a la registrada en el conjunto del año anterior. La producción nuclear, pese a alcanzar de nuevo en enero un máximo histórico de producción mensual, ha aportado el 34,6% de la producción bruta del mes, un punto menos que en el conjunto de 1999, debido al efecto relativo del extraordinario crecimiento de la demanda mensual. Este mismo factor ha conducido a una producción hidroeléctrica superior a la habitual en las condiciones de baja hidraulicidad de enero, que ha representado el 15,5% de la producción bruta total, seis puntos por encima de la registrada en enero de 1999.
- Por su parte, a pesar del comportamiento relativamente bueno de las generaciones nuclear e hidroeléctrica, la producción térmica convencional ha mantenido su alto peso específico y ha aportado el 49,9% de la producción bruta mensual, contribución prácticamente idéntica a la del conjunto del año 1999, si bien se sitúa casi cinco puntos por debajo de la registrada en enero del año anterior, en el que la producción hidroeléctrica fue muy baja.
- El importante incremento de la demanda bruta de enero respecto al mes anterior, 1.839 GWh, ha sido cubierto en su mayor parte con el incremento de la producción neta, que ha aportado 1.328 GWh adicionales. Por su parte, las adquisiciones de energía al régimen especial han acentuado en enero las altas tasas de crecimiento de los últimos meses del año anterior y han contribuido a la cobertura del crecimiento de la demanda mensual con 578 GWh.
- El saldo importador de los intercambios internacionales en el mes de enero ha ascendido a 189 GWh, reduciéndose notablemente tanto respecto al mes de enero del año anterior como respecto al saldo medio mensual habitual durante 1999. De esta forma, su aportación a la cobertura de la demanda se ha situado en enero en apenas el 1%, dos puntos menos que su contribución acumulada en el año 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero las centrales de carbón y las centrales de fuel han incrementado su producción en similar medida, en torno al 11%, para hacer frente al importante crecimiento de la demanda mensual registrado. De esta forma el peso relativo de ambas tecnologías en la cobertura de la demanda ha sido muy similar al registrado tanto en enero de 1999, como en el acumulado de este año.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	2.533	73,5	2.533	73,5	25.214	-15,2
Nuclear	7.749	5.675	5,2	5.675	5,2	59.142	-0,3
Carbón	11.273	6.998	4,4	6.998	4,4	72.602	13,6
Fuel-Gas	8.214	1.187	-24,8	1.187	-24,8	9.528	33,1
<b>Producción bruta</b>	<b>43.760</b>	<b>16.393</b>	<b>8,3</b>	<b>16.393</b>	<b>8,3</b>	<b>166.486</b>	<b>3,9</b>
Consumos generación		-715	5,8	-715	5,8	-7.269	11,0
Consumos bombeo		-364	-22,4	-364	-22,4	-3.570	28,4
<b>Producción neta</b>		<b>15.314</b>	<b>9,5</b>	<b>15.314</b>	<b>9,5</b>	<b>155.647</b>	<b>3,2</b>
Régimen especial	6.493	2.467	30,6	2.467	30,6	24.489	23,9
Intercambios internacionales		189	-22,5	189	-22,5	5.660	71,2
Importaciones		532	12,1	532	12,1	8.342	73,8
Exportaciones		-343	48,1	-343	48,1	-2.681	79,2
<b>Demanda bruta</b>		<b>17.970</b>	<b>11,4</b>	<b>17.970</b>	<b>11,4</b>	<b>185.797</b>	<b>6,8</b>

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

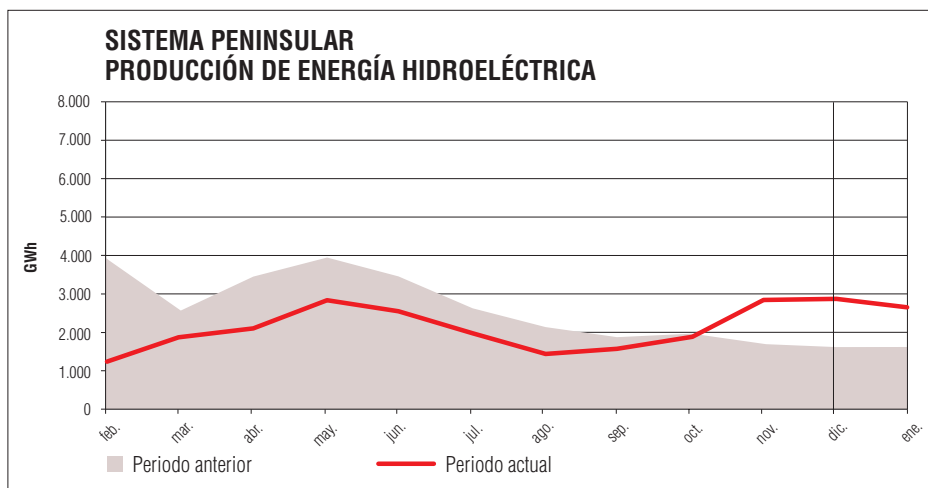
Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-100,0	0	-100,0	2	-39,3
Carbón	510	310	10,9	310	10,9	3.507	10,6
Fuel-oil	2.267	570	11,2	570	11,2	6.638	7,1
<b>Producción bruta</b>	<b>2.778</b>	<b>879</b>	<b>11,1</b>	<b>879</b>	<b>11,1</b>	<b>10.146</b>	<b>8,2</b>
Consumos generación		-62	8,1	-62	8,1	-723	6,0
<b>Producción neta</b>		<b>817</b>	<b>11,3</b>	<b>817</b>	<b>11,3</b>	<b>9.424</b>	<b>8,4</b>
Régimen especial	155	56	0,0	56	0,0	737	18,8
<b>Demanda bruta</b>		<b>874</b>	<b>10,5</b>	<b>874</b>	<b>10,5</b>	<b>10.160</b>	<b>9,1</b>

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



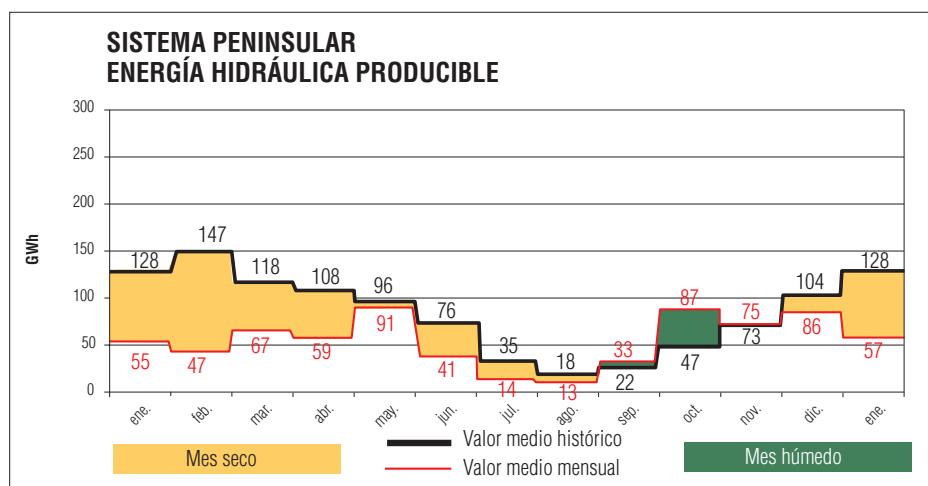
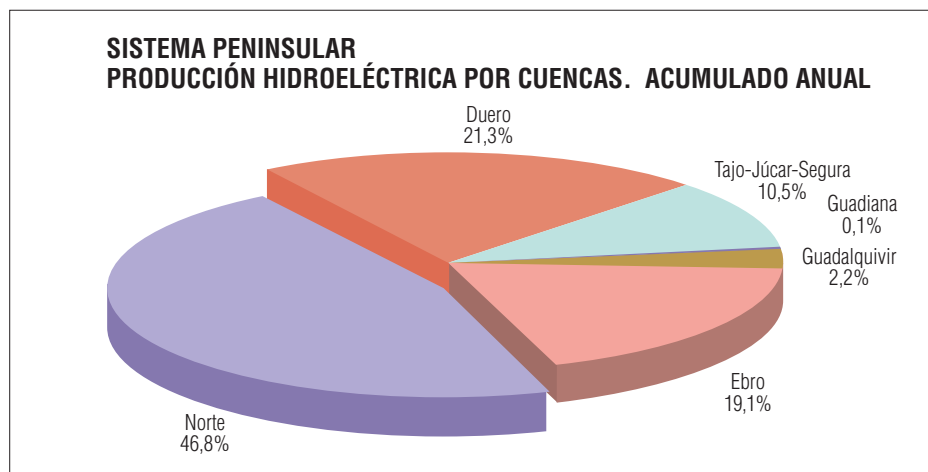
### Producción hidroeléctrica

- En el mes de enero, la producción hidroeléctrica ha ascendido a 2.533 GWh, con lo que se mantiene la ligera tendencia de recuperación de esta tecnología iniciada el pasado mes de noviembre después del notable producible hidráulico registrado en octubre. Pese a que, al igual que sucediera en 1999, el primer mes del año ha sido muy seco, la producción mensual registrada ha mejorado en un 73,5%, debido a que el mes de enero de 1999 venía precedido de otros dos meses con una hidráulicidad muy baja.
- La producción hidroeléctrica de enero representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 15,5%, casi seis puntos mayor que la del mismo mes del año anterior y un punto por encima de la registrada en el conjunto del año 1999.
- A pesar de la ligera recuperación de la producción hidroeléctrica durante los últimos tres meses, en términos interanuales la generación alcanzada en enero se ha situado en 25.214 GWh, todavía un 15,2% por debajo del mismo período del año anterior.
- En el mes de enero, todas las cuencas hidrográficas han mejorado sus producciones respecto a enero del año anterior, destacando los notables crecimientos de las cuencas Norte y Duero. Esta recuperación ha incidido en mayor medida en las cuencas de la mitad norte peninsular, que han aportado en el mes de enero el 87,2% de la producción hidroeléctrica total, más de tres puntos por encima de su contribución en el conjunto del año 1999.
- Durante el mes de enero, las precipitaciones han sido muy escasas, concentrándose principalmente en la primera quincena del mes. Estas precipitaciones han sido inferiores al valor característico del mes en todas las zonas.
- Desde el punto de vista hidrológico, el mes de enero ha sido muy seco, registrándose una energía producible de 1.780 GWh, prácticamente idéntico al registrado en enero del año anterior, que apenas representa el 45% del valor medio histórico para este mes. Este producible es el octavo valor más bajo registrado en un mes de enero desde 1920.
- La baja hidráulicidad registrada en el mes de enero ha situado el producible hidráulico acumulado en los últimos doce meses en 20.433 GWh, un 68% de su valor histórico medio.
- En el mes de enero, la producción hidroeléctrica ha superado ampliamente el valor del producible hidráulico mensual, con lo que el volumen de



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.185	133,6	1.185	133,6	9.267	4,4
Duero	3.550	540	86,3	540	86,3	5.534	-31,5
Tajo-Júcar-Segura	4.093	267	55,6	267	55,6	2.887	-39,4
Guadiana	233	2	572,7	2	572,7	216	22,1
Guadalquivir	1.016	56	1,2	56	1,2	927	-16,9
Ebro	3.483	483	10,8	483	10,8	6.384	-5,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.524</b>	<b>2.533</b>	<b>73,5</b>	<b>2.533</b>	<b>73,5</b>	<b>25.214</b>	<b>-15,2</b>
Canarias	1	0	-100,0	0	-100,0	2	-39,3
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-100,0</b>	<b>0</b>	<b>-100,0</b>	<b>2</b>	<b>-39,3</b>

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



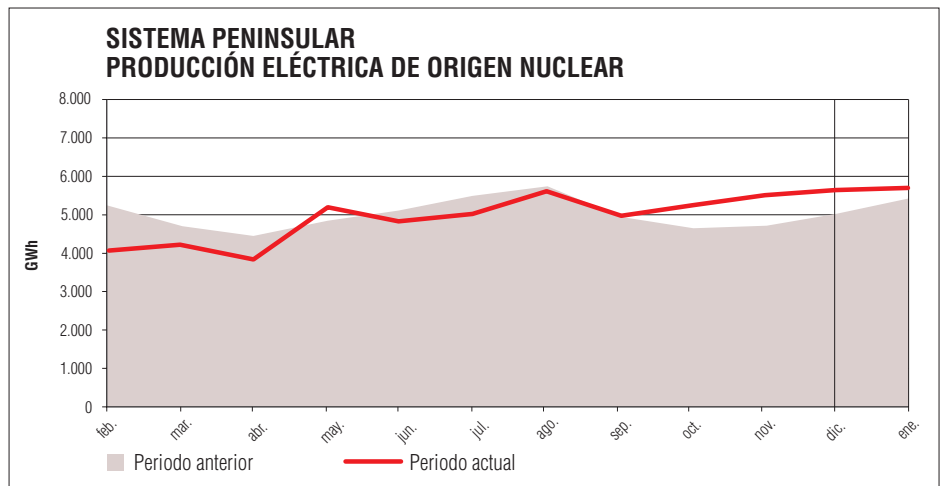
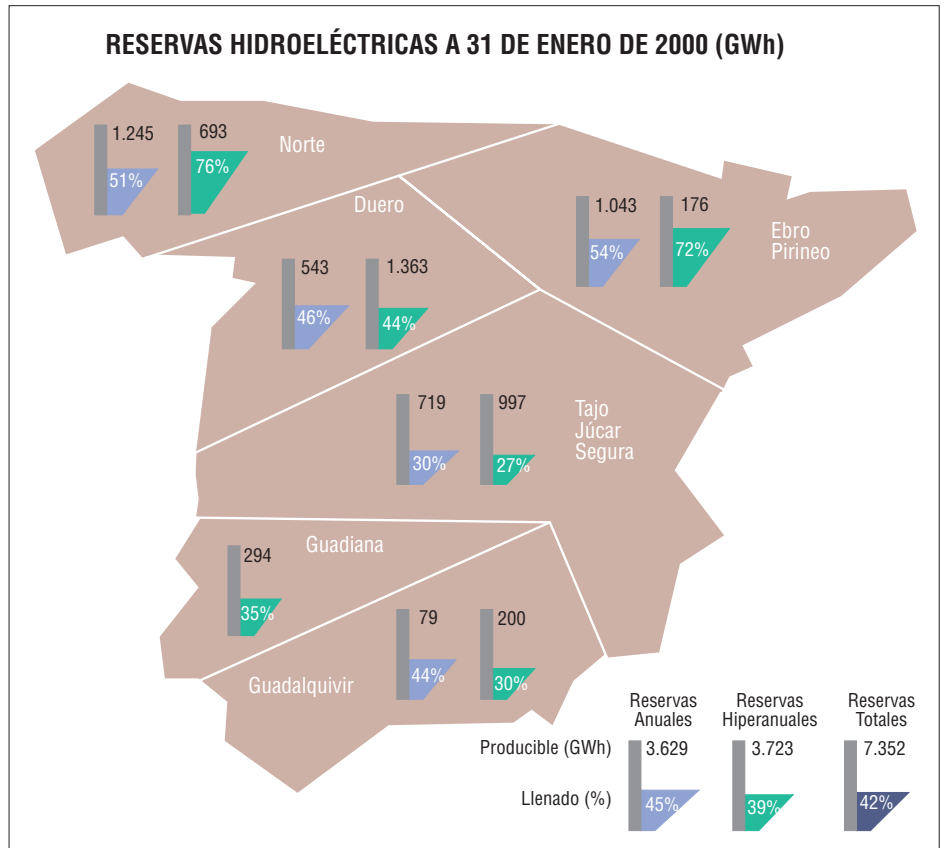
**Energía hidráulica producible:** es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo.

reservas de los embalses se ha reducido respecto al mes anterior, situándose al finalizar el mes en 7.352 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 41,7%, más de tres puntos por debajo del registrado el mes pasado. Este volumen de reservas es inferior en casi doce puntos al contabilizado al finalizar el mes de enero de 1999, consecuencia de la baja hidráulicidad del año 1999 en relación con el año 1998.

- Las reservas de los embalses de régimen anual ascendían al finalizar el mes de enero a 3.629 GWh, con un volumen de llenado del 44,5%, seis puntos inferior al del mes anterior, e igualmente 1,4 puntos por debajo del registrado al finalizar el mes de enero de 1999. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 53,7% en la cuenca Ebro y un mínimo del 29,5% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.723 GWh, con un nivel de llenado del 39,0%, valores ambos prácticamente idénticos a los del mes anterior, si bien todavía muy por debajo de los más de 9.000 GWh y el 56% de llenado alcanzados en enero de 1999. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 76,2%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 26,5% de llenado.

**Producción nuclear**

- Al igual que sucediera el pasado mes de diciembre, en el mes de enero la producción nuclear ha alcanzado un nuevo máximo histórico, al registrarse una generación mensual de 5.675 GWh. Este registro es consecuencia tanto de la ausencia de actuaciones programadas en las centrales durante el mes como del extraordinario crecimiento de la demanda mensual.
- La producción del mes de enero supera en un 5,2% a la del mismo mes del año anterior, y representa una aportación a la producción bruta mensual del 34,6%. Esta contribución, a pesar de la elevada producción mensual, se sitúa un punto por debajo tanto de la registrada en el año anterior como de la aportación media durante el año 1999, debido al efecto de la altísima demanda registrada este mes.
- El día 1 de enero hubo una reducción programada de potencia al 60% en todas las centrales, por indicación de Red Eléctrica.
- En el mes de enero, la disponibilidad del equipo nuclear ha sido del 100%, ante la ausencia total de actuaciones programadas en las centrales. Por su



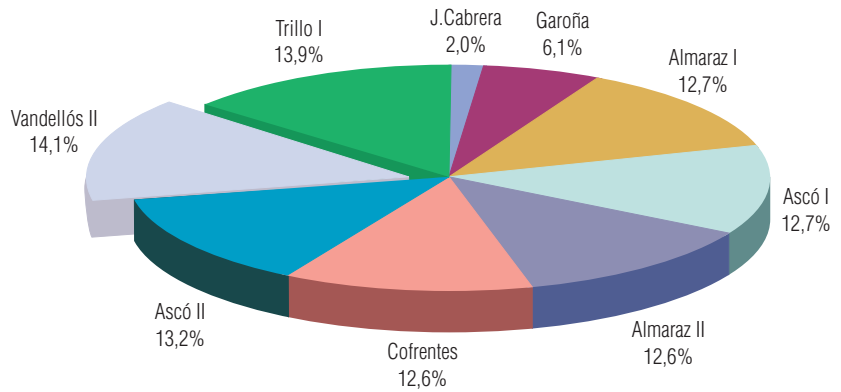
Producción bruta Nuclear	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	5,8	112	5,8	1.182	1,6
Garoña	466	345	138,2	345	138,2	3.683	-2,9
Almaraz I	974	721	0,5	721	0,5	7.254	-13,4
Ascó I	979	722	-0,4	722	-0,4	8.473	10,8
Almaraz II	983	718	-0,1	718	-0,1	8.394	34,7
Cofrentes	1.025	715	-2,3	715	-2,3	7.755	-10,2
Ascó II	1.015	751	4,1	751	4,1	7.548	-2,1
Vandellós II	1.082	801	8,0	801	8,0	7.588	-13,1
Trillo I	1.066	790	0,2	790	0,2	7.265	3,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.749</b>	<b>5.675</b>	<b>5,2</b>	<b>5.675</b>	<b>5,2</b>	<b>59.142</b>	<b>-0,3</b>

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

parte, el factor de carga se ha situado en el 98,4%, muy similar al del mes anterior y casi diez puntos por encima del registrado en el conjunto del año 1999.

- El repunte de la producción nuclear observado desde el pasado mes de agosto ha ido aproximando paulatinamente el valor de la generación interanual con esta tecnología a sus registros habituales. Así, la producción nuclear de los últimos doce meses se ha situado en enero en 59.142 GWh, apenas un 0,3% por debajo de la registrada para el mismo período en enero del año anterior. Esta producción representa una contribución a la producción bruta del período del 35,5%, casi dos puntos por debajo del período febrero 98-enero 99, debido al efecto del elevado crecimiento de la demanda interanual.
- Durante el mes de enero se han fabricado 19 elementos de combustible nuclear tipo PWR para el grupo II de la central de Almaraz. De igual forma, este mes se han fabricado 30 elementos tipo BWR para la central de Gundremmingen, en Alemania, y 7 para la central TVO de Finlandia. Por el contrario, en enero no se han importado elementos de combustible de ningún tipo.

**PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL**



Grupo	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,1	0,0	0,0	94,1	0,0	0,0
Garoña	99,4	0,0	0,0	99,4	0,0	0,0
Almaraz I	99,5	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Ascó I	99,2	0,0	0,0	99,2	0,0	0,0
Almaraz II	98,2	0,0	0,0	98,2	0,0	0,0
Cofrentes	93,7	0,0	0,0	93,7	0,0	0,0
Ascó II	99,5	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Vandellós II	99,6	0,0	0,0	99,6	0,0	0,0
Trillo	99,7	0,0	0,0	99,7	0,0	0,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>98,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>98,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>

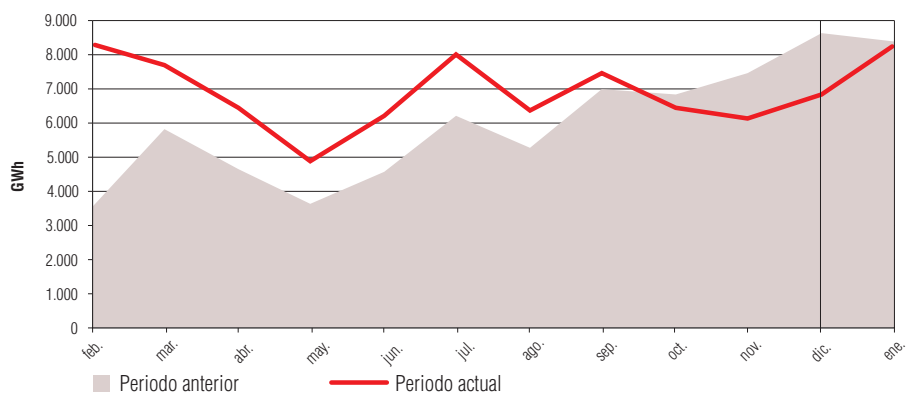
**Producción térmica convencional**

- En el mes de enero, la producción bruta de los grupos térmicos convencionales ha ascendido a 8.185 GWh, el tercer valor mensual más alto de siempre, sólo superado por los registros de los meses de enero y febrero de 1999.
- Esta producción representa una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 49,9%, casi cinco puntos inferior a la del mes de enero de 1999, debido a que en éste último mes la producción térmica compensó la escasa aportación de la generación hidroeléctrica.
- Por tecnologías, en el mes de enero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 71% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 14,5% de la producción mensual mientras que las centrales de fue-gas han aportado el 14,5 restante.
- 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

Combustible nuclear	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	31.505	31.505	285.600
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	19	19	259
Exportación	0	0	96
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	0
Exportación	37	37	256
Nº elementos importación:			
PWR	0	0	48
BWR	0	0	62

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

**SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL**



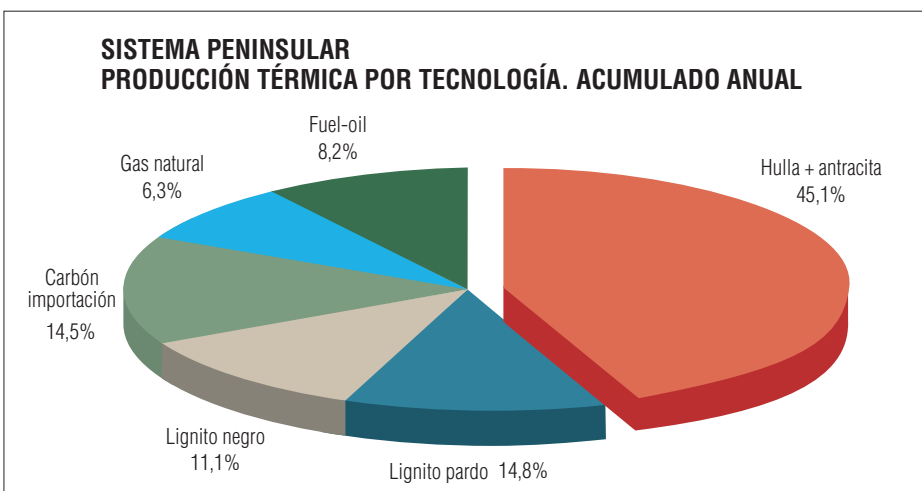
- apoyo para la combustión del carbón.
- De esta forma, en el mes de enero la producción térmica obtenida utilizando como combustible el carbón de importación fue del 32,2%, dieciocho puntos más que la aportación de las centrales de esta tecnología. En la misma línea, la producción alcanzada utilizando como combustible el fuel o el gas ha aportado el 18,5% de la producción térmica total, cuatro puntos más que la registrada en centrales de estas tecnologías.
  - La disponibilidad del equipo térmico durante el mes de enero se ha situado en el 92,1%, casi tres puntos más que en el mismo mes del año anterior. Por su parte, la fuerte demanda de energía de enero ha conducido a una elevada utilización del equipo térmico, que ha alcanzado un factor de carga del 56,4%, ocho puntos por encima del factor de carga medio registrado durante el conjunto del año 1999.
  - En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero las centrales de carbón y las centrales de fuel han incrementado su producción en similar medida, en torno al 11%, para hacer frente al importante crecimiento de la demanda mensual registrado
  - El consumo de combustible durante el mes de enero ha ascendido a 3.007 kTEC, valor prácticamente igual al registrado en el mes de enero del año anterior, con lo que al finalizar el mes los parques de las centrales térmicas convencionales almacenaban un volumen de existencias equivalente a 5.495 kTEC, un 10,7% inferior al contabilizado a finales del mes anterior.

**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	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.009	3.692	6,9	3.692	6,9	38.417	19,6
Lignito pardo	1.950	1.214	-0,7	1.214	-0,7	13.914	-1,2
Lignito negro	1.450	907	6,4	907	6,4	7.375	4,8
Carbón importación	1.864	1.185	1,0	1.185	1,0	12.895	20,8
Gas natural (*)	3.582	515	32,8	515	32,8	3.247	19,7
Fuel-oil	4.632	672	-43,6	672	-43,6	6.281	41,2
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.487</b>	<b>8.185</b>	<b>-1,2</b>	<b>8.185</b>	<b>-1,2</b>	<b>82.130</b>	<b>15,5</b>
Carbón	510	310	10,9	310	10,9	3.507	10,6
Fuel-oil	2.267	570	11,2	570	11,2	6.638	7,1
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.777</b>	<b>879</b>	<b>11,1</b>	<b>879</b>	<b>11,1</b>	<b>10.144</b>	<b>8,3</b>

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



Tecnología	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.
Hulla + antracita	82,6	0,0	2,9	82,6	0,0	2,9
Lignito pardo	83,7	1,6	2,9	83,7	1,6	2,9
Lignito negro	84,1	0,0	3,4	84,1	0,0	3,4
Carbón importación	85,4	0,0	5,5	85,4	0,0	5,5
Gas natural (*)	19,2	0,0	8,7	19,2	0,0	8,7
Fuel-oil	19,5	0,0	17,4	19,5	0,0	17,4
<b>Sistema peninsular</b>	<b>56,4</b>	<b>0,2</b>	<b>7,7</b>	<b>56,4</b>	<b>0,2</b>	<b>7,7</b>
Carbón	81,6	0,0	0,1	81,6	0,0	0,1
Fuel-oil	34,7	2,3	4,3	34,7	2,3	4,3
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>43,5</b>	<b>1,8</b>	<b>3,5</b>	<b>43,5</b>	<b>1,8</b>	<b>3,5</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

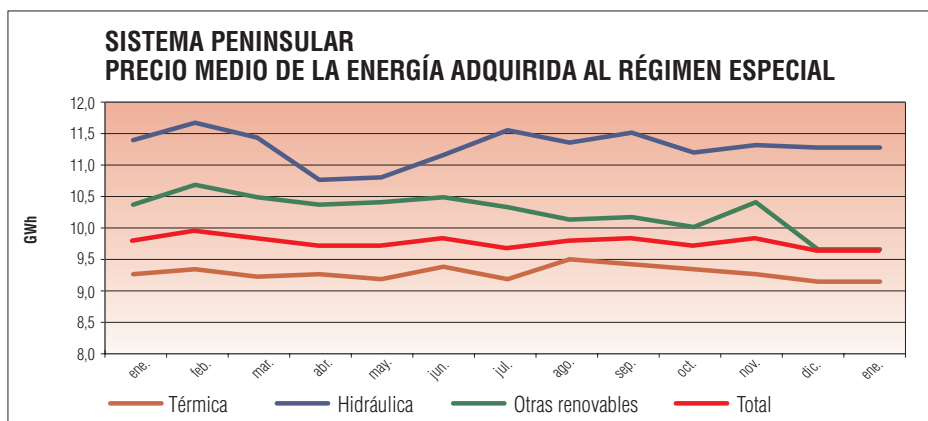
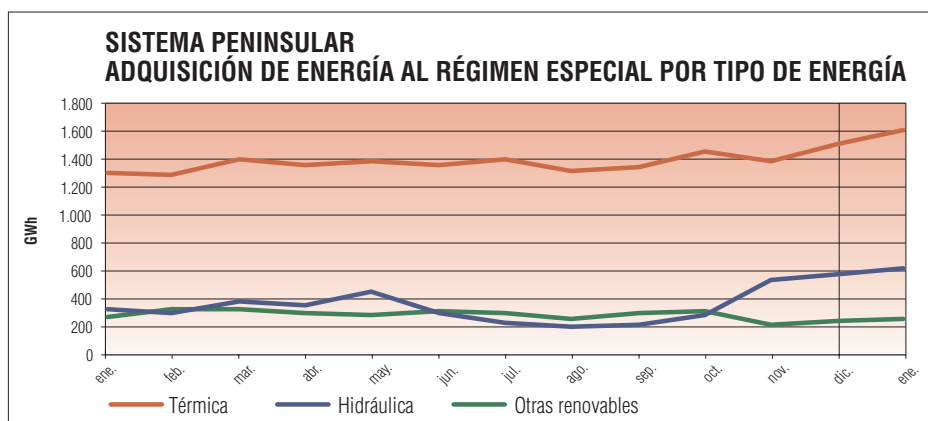
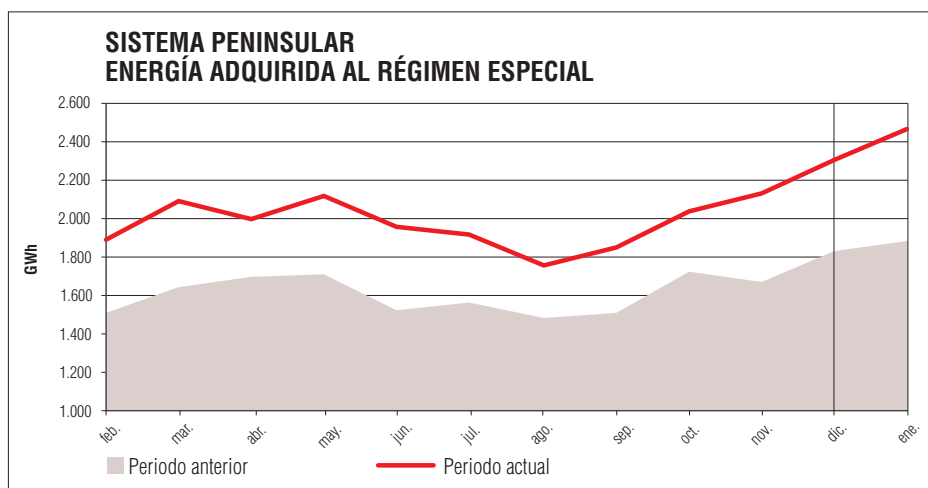
Combustible	Enero					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.187	6,2	2.449	-9,6	3.111	1.187	6,2	3.111	10.218	-2,7	26.910
Lignito pardo	197	-30,2	16	-71,6	459	197	-30,2	459	2.675	-14,1	6.382
Lignito negro	161	5,5	1.206	6,3	462	161	5,5	462	1.316	6,7	3.830
Carbón importación	973	7,9	1.244	65,1	2.638	973	7,9	2.638	11.818	37,5	33.149
Gas natural (**)	180	101,5	-	-	685	180	101,5	685	1.027	20,1	3.614
Gas siderúrgico	32	-2,1	-	-	78	32	-2,1	78	437	29,3	1.161
Fuel-oil	277	-40,0	580	42,6	752	277	-40,0	752	2.479	40,0	7.085
<b>Sistema peninsular</b>	<b>3.007</b>	<b>-1,0</b>	<b>5.495</b>	<b>8,6</b>	<b>8.185</b>	<b>3.007</b>	<b>-1,0</b>	<b>8.185</b>	<b>29.970</b>	<b>13,5</b>	<b>82.130</b>
Carbón	97	0,9	123	38,9	310	97	0,9	310	1.157	12,0	3.507
Fuel-oil	128	18,8	89	23,2	570	128	18,8	570	1.425	9,3	6.638
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>224</b>	<b>10,3</b>	<b>212</b>	<b>31,8</b>	<b>879</b>	<b>224</b>	<b>10,3</b>	<b>879</b>	<b>2.582</b>	<b>10,5</b>	<b>10.144</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 el mes de enero se ha mantenido la línea de fuertes crecimientos de las adquisiciones de energía al régimen especial que ha caracterizado los últimos meses del año 1999, al alcanzarse un volumen de energía adquirida de 2.467 GWh, un 30,6% superior a la del mes de enero del año anterior.
- La distribución de esta energía por tipo de combustible es muy similar a la registrada durante el año anterior. La producción térmica ha aportado el 65% de la energía adquirida, la energía hidráulica el 25% y otras renovables el 10%. Tanto la producción térmica como la hidráulica han incrementado su generación respecto al año anterior, especialmente esta última que casi ha duplicado su producción. Por su parte la energía procedente de otras fuentes de energía renovables ha reducido su producción en un 8,5% respecto a enero de 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 56 GWh, valor prácticamente idéntico al registrado en el mismo mes del año anterior, y ha aportado el 6,4% de la demanda mensual, un punto menos que su contribución acumulada durante el año 1999.
- En el mes de enero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,65 PTA/kWh. Este precio es inferior en un 1,5% al del mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 2000.
- Por tipo de combustible, el precio más alto correspondió a la energía procedente de centrales hidráulicas, 11,28 PTA/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 10,35 PTA/kWh y la procedente de centrales térmicas 9,05 PTA/kWh. Los tres tipos de combustibles redujeron su precio medio respecto al mes de enero del año anterior.

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



Combustible	Potencia MW	Enero				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	3.927	1.604	23,7	9,05	-2,3	1.604	23,7	9,05	-2,3	16.773	20,5	9,28	-4,5
Hidráulica	1.280	617	90,9	11,28	-1,6	617	90,9	11,28	-1,6	4.377	29,2	11,31	-2,5
Otras renovables	1.286	247	-8,5	10,35	-0,5	247	-8,5	10,35	-0,5	3.339	35,4	10,31	-1,8
<b>Sistema peninsular</b>	<b>6.493</b>	<b>2.467</b>	<b>30,6</b>	<b>9,65</b>	<b>-1,5</b>	<b>2.467</b>	<b>30,6</b>	<b>9,65</b>	<b>-1,5</b>	<b>24.489</b>	<b>23,9</b>	<b>9,76</b>	<b>-3,7</b>
Térmica	85	33	0,0	-	-	33	0,0	-	-	455	19,9	-	-
Hidráulica	0	0	-	-	-	0	-	-	-	0	-	-	-
Otras renovables	70	23	0,1	-	-	23	0,1	-	-	281	17,1	-	-
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>155</b>	<b>56</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>56</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>737</b>	<b>18,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

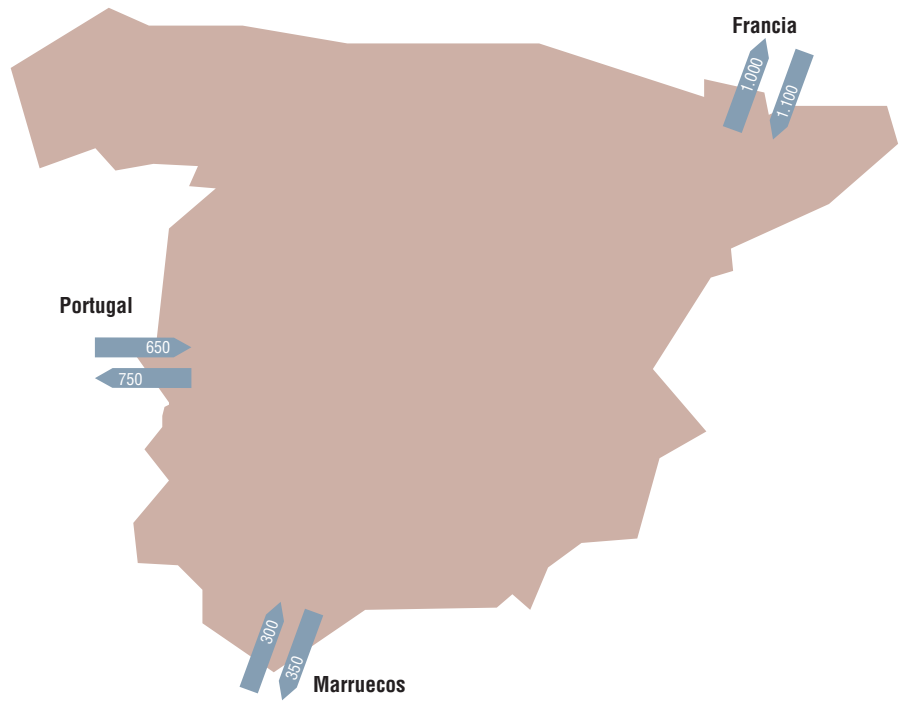
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

## Intercambios internacionales

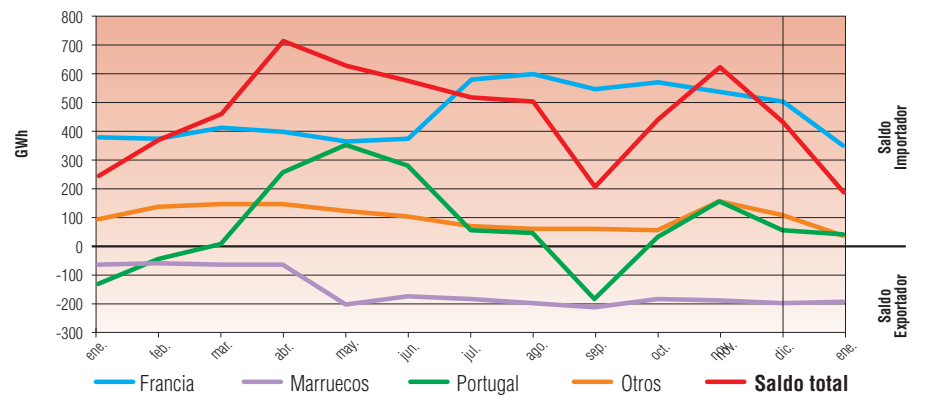
- En el mes de enero el saldo importador de los intercambios internacionales ha sido de 189 GWh. Este saldo es notablemente inferior al registrado el año anterior y se aleja igualmente de los valores medios mensuales alcanzados durante todo el año 1999, consecuencia de la extensión durante los primeros días del mes de los efectos del fuerte temporal sufrido por Francia durante los últimos días de diciembre y de la finalización el día 10 de enero de la autorización provisional concedida a EDF para participar en el mercado de producción español como agente externo vendedor.
- Los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado un saldo importador de 301 GWh. Por el contrato entre RED ELÉCTRICA y EDF se importaron 368 GWh, lo que supone una utilización del 90,0%, mientras que por el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE se exportaron 67 GWh, con una utilización del 100%.
- Los intercambios de energía realizados por los agentes aportaron en enero un saldo exportador de 106 GWh, con unos volúmenes de importaciones y exportaciones de 165 y 271 GWh, respectivamente.
- A Marruecos se exportaron 128 GWh, 125 por las exportaciones realizadas por UNIÓN FENOSA y 3 GWh más por las operaciones de ONE como agente externo en el mercado español.
- El saldo importador con Portugal procedente de intercambios realizados por los agentes ascendió a 48 GWh. REN, actuando como agente externo, realizó operaciones de venta por un total de 116 GWh y de compra por 4 GWh, a lo que se añaden las operaciones de exportación realizadas por IBERDROLA, ENDESA ENERGÍA e HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO por un total de 30 GWh, 31 GWh y 4 GWh, por sus respectivos contratos con REN. De la energía exportada por Iberdrola, el 17% se corresponde a la ejecución de un contrato bilateral físico con REN.
- Por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y FEDA, en el mes de enero se ha exportado a Andorra un total de 41 GWh.
- El saldo con Francia derivado de los intercambios de los agentes resultó exportador en 21 GWh. EDF, actuando como agente externo, realizó operaciones de venta por 13 GWh. Por su parte, IBERDROLA GENERACIÓN llevó a cabo operaciones de exportación a Francia por un volumen total de 34 GWh.
- Finalmente, el saldo con otros países ascendió a 36 GWh, resultado de las operaciones de venta en el mercado español realizadas por ELECTRABEL.
- El saldo mensual de los intercambios internacionales del mes de enero se completa con los intercambios de apoyo y desvíos entre sistemas, que este mes ha resultado exportador en 5 GWh.
- En el mes de enero, 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 ENERO (MW)



## SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR PAÍSES

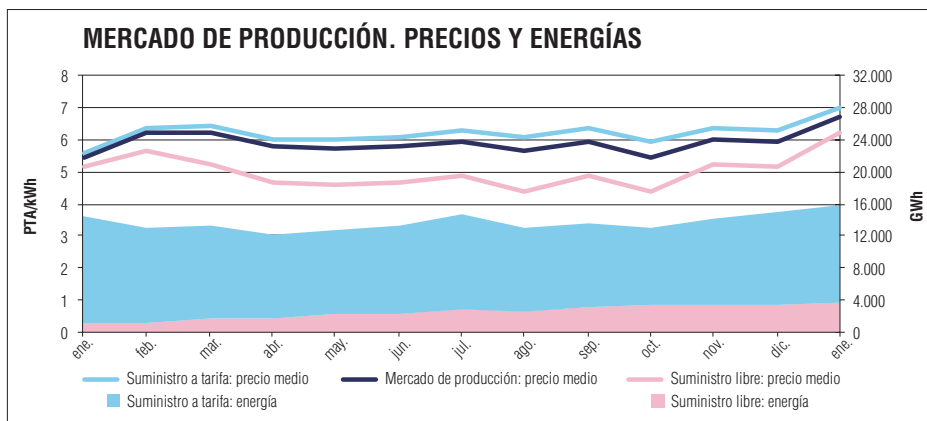


Intercambios internacionales (GWh)	Enero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	41	-41	0	41	-41	0	232	-232
Francia	13	34	-21	13	34	-21	1.036	34	1.002
Marruecos	0	128	-128	0	128	-128	0	1.155	-1.155
Portugal	116	69	48	116	69	48	1.467	440	1.027
Otros	36	0	36	36	0	36	1.187	0	1.187
<b>Agentes</b>	<b>165</b>	<b>271</b>	<b>-106</b>	<b>165</b>	<b>271</b>	<b>-106</b>	<b>3.690</b>	<b>1.860</b>	<b>1.830</b>
Francia	368	0	368	368	0	368	4.587	0	4.587
Marruecos	0	67	-67	0	67	-67	0	782	-782
<b>Contratos REE</b>	<b>368</b>	<b>67</b>	<b>301</b>	<b>368</b>	<b>67</b>	<b>301</b>	<b>4.587</b>	<b>782</b>	<b>3.805</b>
Andorra	0	1	-1	0	1	-1	1	1	1
Francia	0	1	-1	0	1	-1	40	23	18
Marruecos	0	3	-3	0	3	-3	3	10	-7
Portugal	0	1	-1	0	1	-1	20	6	14
<b>Apoyo y desvíos</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>-5</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>-5</b>	<b>65</b>	<b>40</b>	<b>26</b>
<b>Total intercambios</b>	<b>532</b>	<b>343</b>	<b>189</b>	<b>532</b>	<b>343</b>	<b>189</b>	<b>8.342</b>	<b>2.681</b>	<b>5.660</b>

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### Precios finales mensuales

- El comportamiento del mercado eléctrico en enero se ha caracterizado por un importante aumento de los precios y de la demanda.
- El precio medio ha sido 6,71 PTA/kWh y la demanda se elevó a 16.335 GWh. Respecto de enero de 1999, ambas cifras suponen un aumento de 22,7% y 9,4%, respectivamente. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 5,97 PTA/kWh, un 3,6% superior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de energía de distribuidores y exportaciones que resultan de los contratos de REE se han elevado a 12.239 GWh con un precio medio de 6,98 PTA/kWh, un 23,3% superior al de enero de 1999.
- Continúa el fuerte aumento de las compras de energía de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos. La cifra de 3.713 GWh de enero multiplica por 3,7 veces la registrada en enero de 1999. El precio medio ha sido 6,20 PTA/kWh, un 20,2% superior al de enero de 1999.
- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de enero ha sido 17.992 MPTA, suponiendo un



Precios	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
<b>Mercado de producción</b>	<b>6,71</b>	<b>22,7</b>	<b>6,71</b>	<b>22,7</b>	<b>5,97</b>	<b>3,6</b>
Mercado diario	5,38	35,0	5,38	35,0	4,58	8,6
Otros mercados	0,23	-9,1	0,23	-19,6	0,16	-42,5
Garantía de potencia	1,10	-10,8	1,10	-10,8	1,23	-2,9
<b>Suministro a tarifa</b>	<b>6,98</b>	<b>23,3</b>	<b>6,98</b>	<b>23,3</b>	<b>6,29</b>	<b>7,5</b>
Mercado diario	5,38	33,9	5,38	33,9	4,59	8,6
Otros mercados	0,28	-13,9	0,28	-13,9	0,20	-38,0
Garantía de potencia	1,32	0,3	1,32	0,3	1,50	15,2
<b>Suministro libre</b>	<b>6,20</b>	<b>20,2</b>	<b>6,20</b>	<b>20,2</b>	<b>5,03</b>	<b>-3,7</b>
Mercado diario	5,49	35,5	5,49	35,5	4,61	25,1
Otros mercados	0,22	-60,5	0,22	-60,5	0,14	-39,4
Garantía de potencia	0,48	-10,6	0,48	-10,6	0,28	-78,7

Energías	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Mercado de producción (*)</b>	<b>16.335</b>	<b>9,4</b>	<b>16.335</b>	<b>9,4</b>	<b>168.211</b>	<b>6,6</b>
Suministro a tarifa (**)	12.239	-8,7	12.586	-8,7	132.768	-12,5
Suministro libre (***)	3.713	273,2	3.713	273,2	31.435	1.029,1
<b>Contratos bilaterales</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>36</b>	<b>-48,9</b>

(\*) 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 (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
S1	8,74	8,11	7,94	9,75	3,63	3,37	3,24	3,13	3,24	3,14	3,34	3,34	4,52	4,54	4,50	4,65	4,41	5,09	6,29	6,89	6,70	6,61	6,31	6,31	5,52
D2	6,07	5,54	3,41	3,27	3,19	3,16	3,14	3,00	3,06	3,15	3,36	4,44	4,51	4,58	4,67	4,62	4,51	4,88	5,96	6,08	6,34	6,34	6,06	5,67	4,72
L3	6,63	4,56	4,28	3,97	3,40	3,19	3,77	3,45	3,68	6,13	5,52	6,10	6,49	6,24	5,55	6,29	5,92	6,86	7,47	7,56	7,89	7,45	6,54	6,16	5,84
M4	4,21	3,32	3,25	3,23	2,94	2,90	2,93	2,66	3,17	3,90	5,17	5,98	6,26	6,17	6,05	6,20	6,33	6,59	7,78	7,23	6,74	6,55	6,22	6,00	5,22
X5	5,56	4,61	4,55	4,42	4,35	4,19	4,45	4,56	4,47	7,64	7,71	7,82	7,79	6,76	5,65	5,67	5,04	5,96	7,83	8,91	8,83	8,23	7,46	6,73	6,32
J6	5,26	3,44	3,77	3,33	3,26	3,29	3,20	3,12	3,14	3,36	5,36	5,46	5,27	5,22	5,23	5,11	5,00	5,08	5,93	6,39	7,03	7,15	7,18	6,18	5,00
V7	4,63	4,51	4,26	4,15	4,07	4,11	4,23	5,06	7,49	7,63	7,71	7,56	7,70	7,15	7,15	7,23	7,47	7,83	8,96	8,92	8,72	7,82	7,01	5,68	6,73
S8	3,56	5,44	4,25	4,21	4,09	3,96	3,95	4,16	4,19	4,21	5,31	5,57	5,61	5,66	5,30	5,38	5,27	5,39	6,43	6,42	6,80	6,70	6,24	5,99	5,27
D9	4,67	5,25	3,38	3,30	3,25	3,23	3,23	3,14	3,14	3,19	4,71	5,26	5,28	5,29	5,39	5,31	5,22	5,21	5,89	6,29	6,23	6,27	6,10	5,59	4,86
L10	4,68	4,31	4,45	4,46	3,49	3,89	4,53	4,65	7,88	8,17	8,24	8,57	8,51	8,13	7,91	8,17	8,38	8,73	9,39	9,48	9,41	8,98	8,18	7,71	7,42
M11	4,71	4,54	4,44	4,49	4,48	4,40	4,72	4,89	7,84	8,29	8,32	8,41	8,32	8,09	7,89	7,80	7,78	8,20	9,17	9,30	9,17	8,60	8,05	7,77	7,29
X12	5,12	4,56	4,54	4,57	4,48	4,44	4,59	5,01	7,93	7,99	8,09	7,92	7,93	7,63	7,07	7,28	7,09	7,60	8,07	9,14	8,64	7,98	7,62	7,65	6,96
J13	5,00	4,58	4,51	4,49	4,44	4,46	4,57	5,22	8,34	8,11	8,33	8,44	8,57	8,41	7,87	7,98	8,18	8,59	9,61	9,34	9,05	8,32	7,73	7,43	7,37
V14	5,57	4,69	4,58	4,47	4,48	4,37	4,58	5,71	8,23	7,99	8,50	8,42	8,35	7,83	7,15	7,36	7,60	8,07	9,27	9,31	9,06	7,76	7,14	7,54	7,17
S15	6,52	5,99	4,63	4,53	4,51	4,34	4,39	4,41	4,37	4,61	5,70	6,24	5,94	5,94	5,65	5,14	5,21	5,25	6,09	6,47	6,57	6,60	6,05	6,47	5,56
D16	6,26	5,52	3,62	3,34	3,26	3,20	3,16	3,13	3,11	3,18	4,66	5,04	4,82	4,89	4,77	4,64	4,62	4,48	5,06	6,27	5,98	6,37	6,45	6,41	4,81
L17	4,81	4,26	4,43	4,62	4,53	4,51	4,74	6,02	8,63	8,34	8,72	8,82	8,72	8,24	7,99	8,06	8,46	8,47	9,16	9,36	9,27	8,76	7,86	7,56	7,54
M18	5,65	4,77	4,62	4,60	4,56	4,58	4,68	6,01	8,49	8,55	8,55	8,58	8,55	8,08	7,81	7,91	8,32	8,16	9,32	9,30	9,28	8,72	7,84	7,50	7,47
X19	5,26	4,85	4,64	4,61	4,58	4,58	4,71	5,68	8,81	8,84	8,81	8,79	8,80	8,75	8,27	8,24	8,84	8,81	9,49	9,47	9,47	9,06	8,42	8,16	7,69
J20	5,39	4,73	4,72	4,63	4,55	4,55	4,68	5,94	8,47	8,72	8,76	8,71	8,69	8,35	8,08	8,21	8,42	8,58	9,34	9,37	9,33	8,88	8,36	7,97	7,58
V21	5,47	4,68	4,66	4,60	4,55	4,45	4,75	7,32	8,51	8,68	8,59	8,54	8,56	8,00	7,20	7,27	7,52	8,16	9,21	9,28	9,22	8,77	8,24	8,11	7,44
S22	6,76	6,35	4,77	4,65	4,62	4,63	4,67	4,64	4,70	5,33	6,37	6,19	5,99	5,66	5,91	5,80	5,40	5,90	5,22	6,25	6,19	6,23	6,34	6,57	5,69
D23	7,03	6,22	3,66	3,60	3,46	3,25	3,19	3,15	3,07	3,16	5,64	5,91	5,80	5,73	5,65	5,62	5,52	5,58	6,42	6,69	6,80	6,95	6,90	6,79	5,40
L24	5,01	4,72	4,72	4,63	4,58	4,53	4,81	7,13	8,18	8,57	8,55	8,41	8,38	7,87	7,31	7,27	7,85	7,83	9,32	9,31	9,26	8,24	8,17	7,84	7,44
M25	4,85	4,79	4,73	4,69	4,63	4,63	4,73	6,12	8,30	8,73	8,84	8,79	8,91	8,44	8,26	8,29	8,66	8,78	9,92	10,00	9,35	9,02	7,46	7,36	7,64
X26	7,35	4,99	4,80	4,76	4,65	4,62	5,06	8,87	8,72	8,82	8,85	8,89	9,12	9,09	8,68	8,66	9,18	9,06	9,59	9,53	9,35	8,91	8,16	8,12	8,02
J27	8,74	4,83	4,82	4,79	4,70	4,74	4,96	8,67	8,96	8,77	9,23	9,14	9,24	8,90	8,87	8,88	9,25	9,48	9,62	9,60	9,64	9,29	8,95	8,81	8,20
V28	7,25	4,85	4,78	4,74	4,68	4,64	4,73	8,83	8,53	8,79	9,04	9,03	8,98	8,79	8,21	8,66	8,93	9,02	9,49	9,52	9,49	9,23	8,21	8,08	7,92
S29	7,20	6,53	4,81	4,60	4,55	4,48	4,46	4,53	4,75	6,43	8,15	8,53	8,15	7,08	7,25	6,62	6,38	7,48	7,50	7,85	7,73	7,67	7,23	7,26	6,64
D30	8,25	7,20	4,74	3,97	4,00	3,39	3,38	3,17	3,14	3,41	5,30	6,17	6,11	6,00	5,95	5,74	5,77	5,89	7,35	8,26	8,38	8,77	8,69	8,05	6,08
L31	4,99	4,37	4,39	4,61	4,54	4,48	4,92	4,96	8,68	9,01	9,03	9,13	9,14	9,19	8,77	8,99	9,46	9,61	10,02	9,96	9,77	9,57	8,87	7,75	7,94
Media	5,85	5,05	4,49	4,44	4,18	4,13	4,29	5,25	6,63	7,00	7,46	7,60	7,60	7,30	6,97	7,03	7,16	7,44	8,24	8,45	8,34	7,98	7,45	7,16	6,71

Mínimo: 2,66      Precios de 2,66 a 5,08      Precios de 5,08 a 6,38      Precios de 6,38 a 10,00      Máximo: 10,02  
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 1999.

coste unitario, calculado sobre la energía total del mercado, de 1,1 PTA/kWh, valor inferior en un 10,8% respecto al mismo mes de 1999.

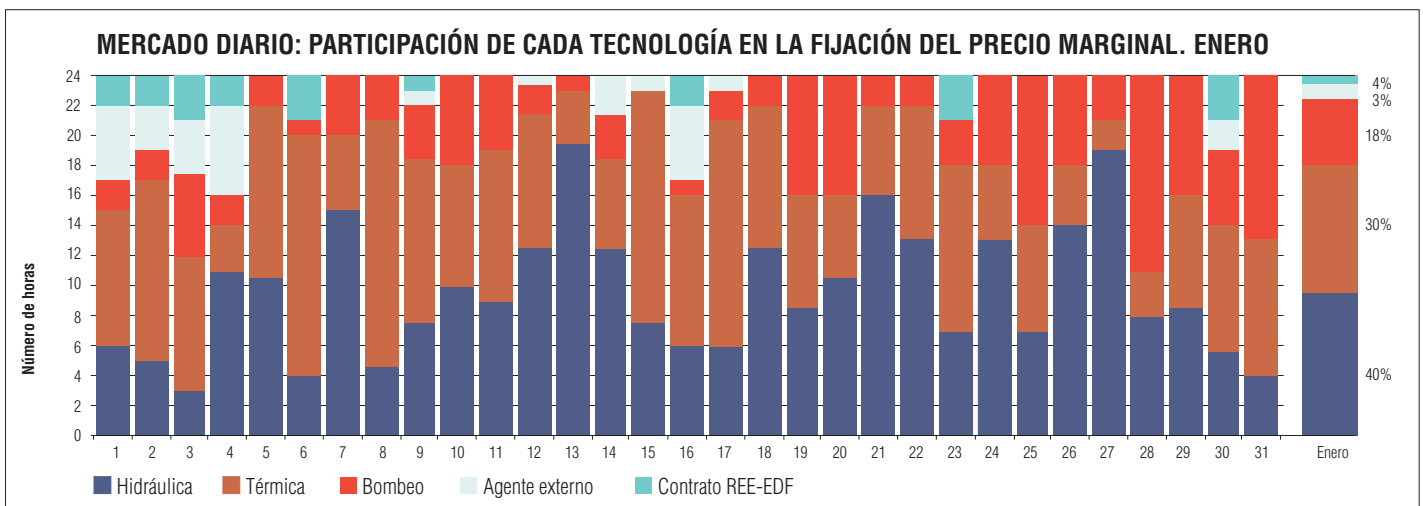
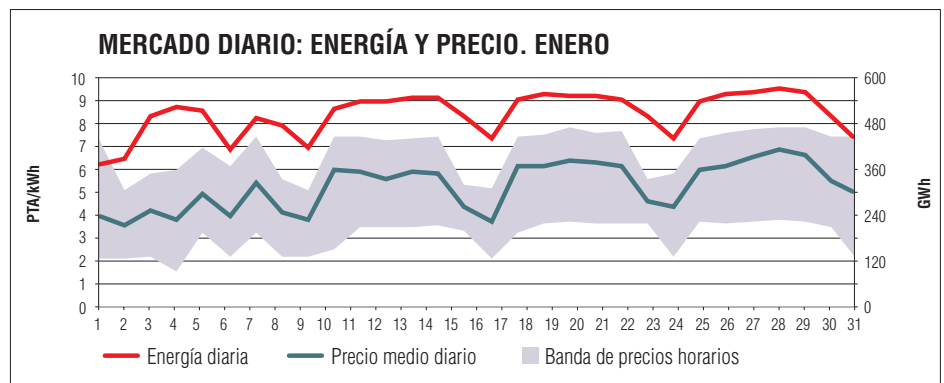
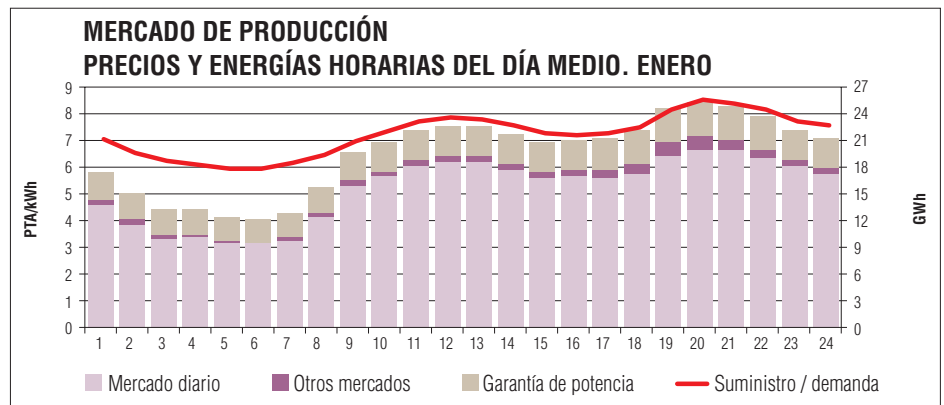
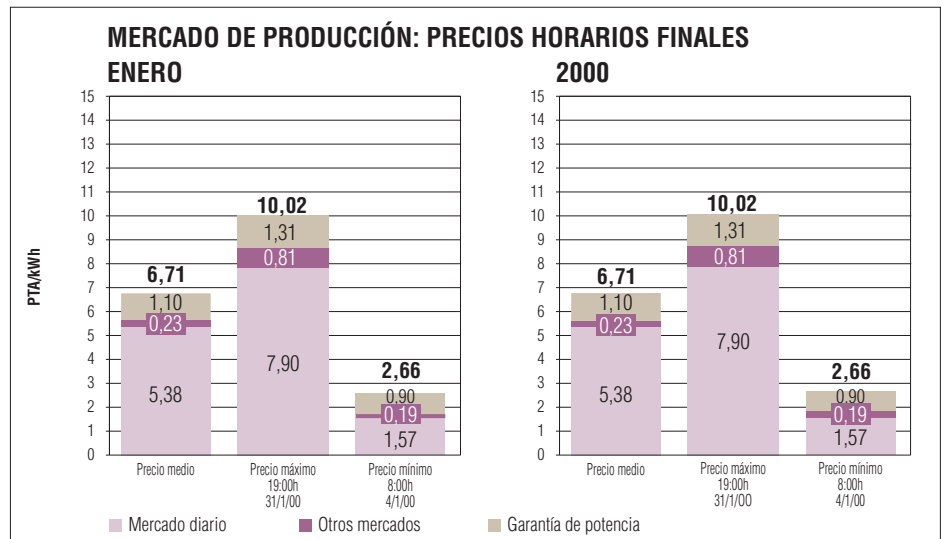
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de noviembre, precio valle, ha sido 4,669 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 7,307 PTA/kWh.
- Los contratos bilaterales físicos han sumado 35,8 GWh en el mes de enero, siendo nulos el mes anterior.

### Precios finales horarios

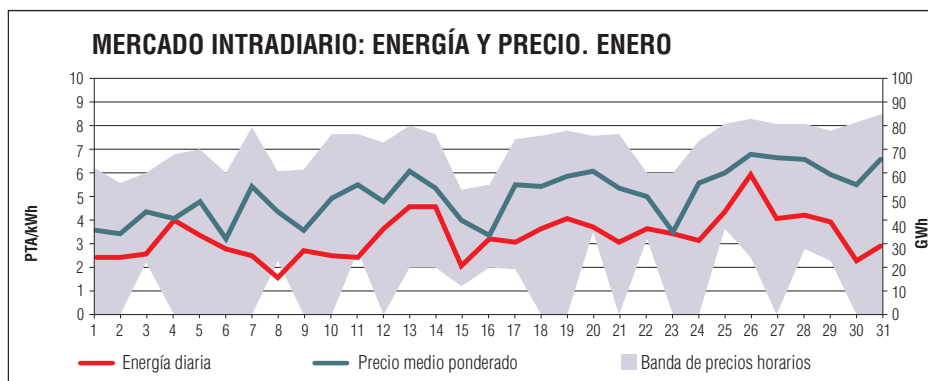
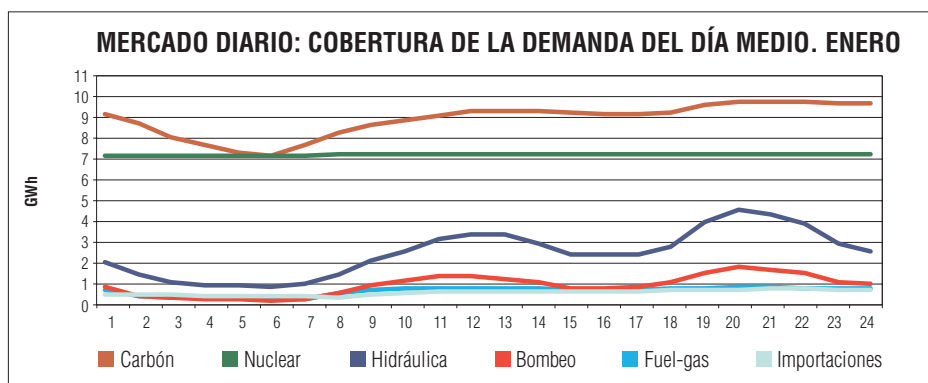
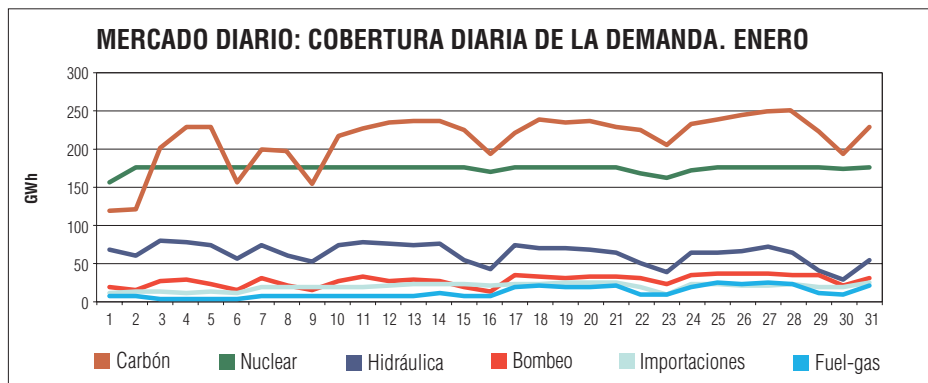
- El precio horario final máximo ha sido 10,02 PTA/kWh en la hora 18 del lunes 31 y el mínimo ha sido 2,66 PTA/kWh en la hora 8 del martes 4. La relación entre el máximo y el mínimo ha sido 3,8 veces, disminuyendo la volatilidad del mes anterior.
- Las diferencias entre el valor del precio horario final máximo y mínimo de cada día han sido superiores a 3 PTA/kWh aproximadamente un 94% de los días del mes y ha habido veinticuatro días en los que ha estado en el intervalo 4-7 PTA/kWh.
- Los precios horarios medios han oscilado entre 4,1 y 8,5 PTA/kWh.

### Mercado diario

- En enero, el precio medio del mercado diario ha sido 5,38 PTA/kWh, la energía intercambiada 15.658 GWh y el volumen económico contratado de 84.225 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 95,9% de la energía y el 76,9% del volumen económico.



- Tanto la curva de precios medios ponderados como la de precios mínimos presentan una tendencia creciente, con valores menores los fines de semana y festivos. Los precios medios ponderados se sitúan alrededor de las 4 PTA/kWh a principios de mes, subiendo a 5 PTA/kWh a finales de mes.
- Las curvas de precios máximos y medios ponderados obedecen a las fluctuaciones del perfil de la curva de energía negociada en todas las semanas del mes excepto en la primera, que incluye dos días festivos. La curva de precios mínimos es prácticamente plana en días laborables, en el entorno de 3,5 PTA/kWh.
- La diferencia entre precios máximos y mínimos se sitúa entre 1,9 y 5,3 PTA/kWh siendo dicha diferencia para el 90% de los días inferior a 4,4 PTA/kWh reflejando una disminución de la volatilidad respecto al mes de diciembre. El precio en horas valle oscila entre 7,4 y 1,9 PTA/kWh, y entre 7,9 y 1,6 PTA/kWh el resto de las horas. El precio mínimo del mes, 1,57 PTA/kWh se ha registrado en la hora 8 del martes 4, y el precio máximo del mes ha sido 7,90 PTA/kWh en la hora 19 del lunes 31. El precio medio ha sido un 35,1% superior al mes de enero del año anterior.
- La energía negociada durante el mes de diciembre, se sitúa en torno a 539 GWh/día los días laborables, 493 GWh/día los sábados y 416 GWh/día los festivos.
- El gráfico relativo a la cobertura diaria de la demanda muestra el funcionamiento en base de las centrales nucleares y la disminución de la producción de las centrales de carbón y las hidráulicas en los días festivos.
- Respecto a la cobertura de la demanda horaria, destaca la importante capacidad de modulación de la producción hidráulica y de bombeo, muy superior, en términos relativos a la de carbón.
- Los precios marginales han sido fijados en las horas valle, fines de semana y festivos, por las unidades de producción térmica, junto al contrato REE-EDF en la primera semana del mes. En el resto de las



horas son las unidades hidráulicas las que marcan marginal. Las unidades de agentes externos marcan precio en un número pequeño de horas, concentradas en la primera semana del mes. En conjunto, a lo largo de enero, las centrales hidráulicas y de bombeo han marcado el precio marginal en el 58% de las horas.

### Mercados intradiarios

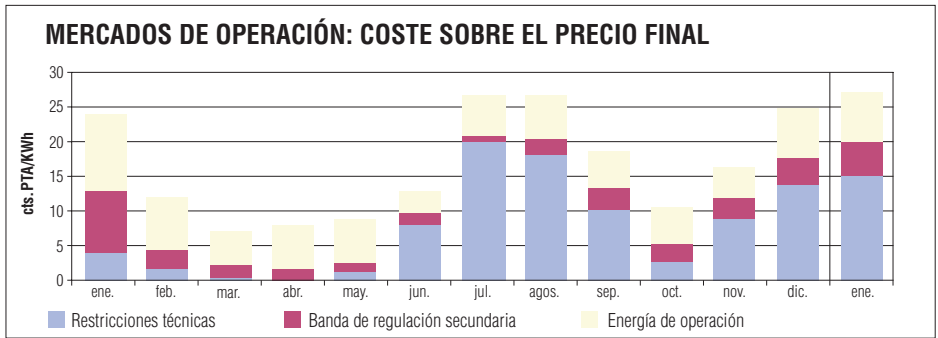
- El precio medio ponderado ha sido 5,23 PTA/kWh, un 26,3% más que el mes anterior, tan sólo un 2,3% inferior al precio medio en el mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.029 GWh, un

21,8% más que en diciembre, de la que el 41,4% se ha traducido en un aumento neto de la producción.

- La repercusión económica sobre el precio final del mercado de producción ha supuesto un ahorro de 1,9 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 582, 197, 97, 59, 46 y 47 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 2,8 y 7,6 PTA/kWh el 80% de los días.

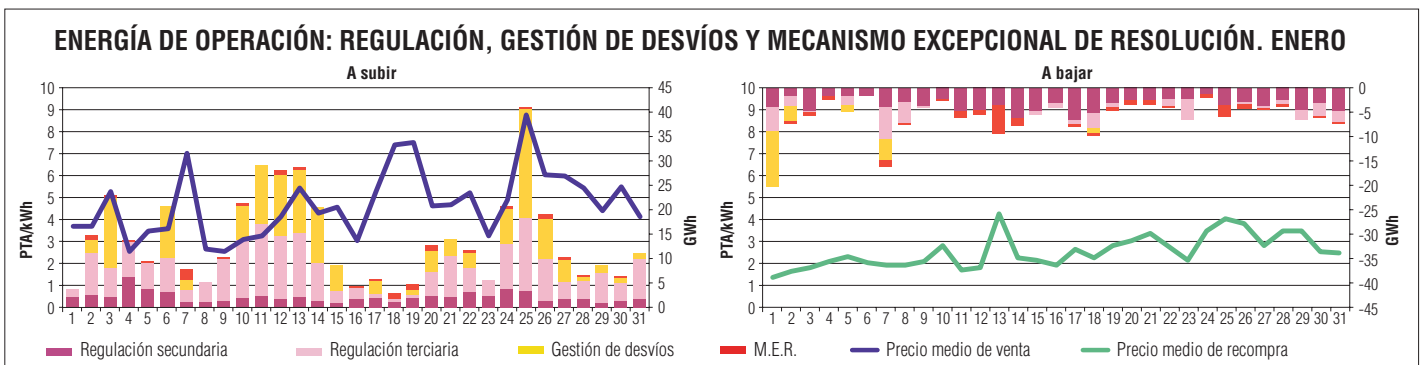
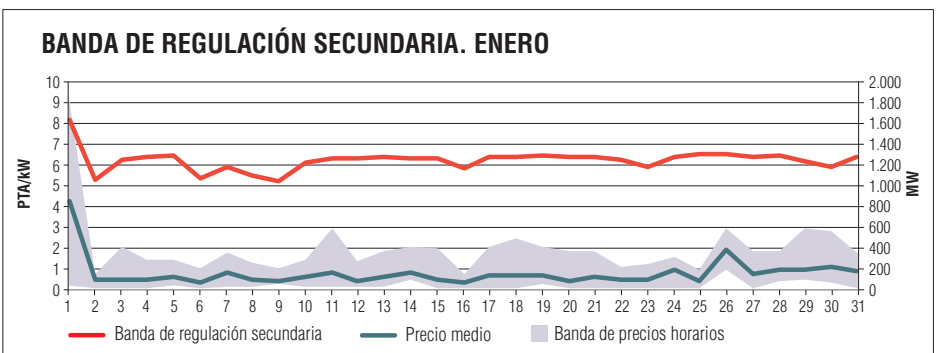
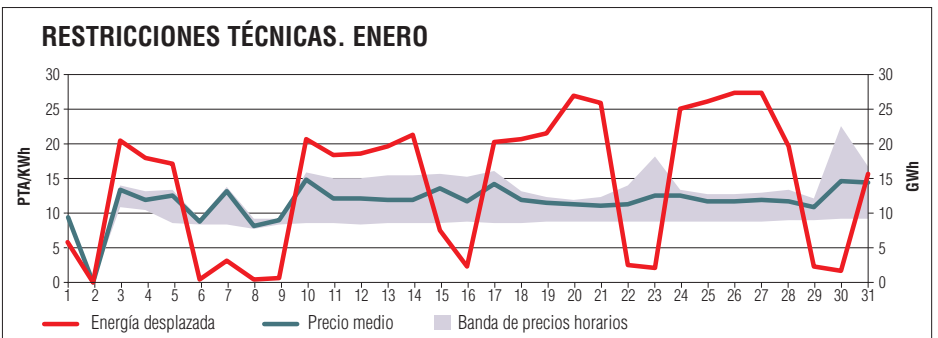
**Mercados de operación**

- La repercusión económica neta del conjunto de Mercados de operación ha supuesto un coste de 26,9 cts/kWh, un 4,0% del precio del mercado de producción, un 8,9% superior al mes anterior.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado a 438 GWh, lo que supone un 2,8% de la energía correspondiente al mercado diario, un 37,7% más que en diciembre. Este aumento se ha debido al importante aumento registrado por la demanda tanto en términos de energía como de potencia. El precio medio de la energía desplazada ha sido 12,22 PTA/kWh. La repercusión sobre el precio final del mercado de producción ha sido 14,9 cts/kWh.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada ha sido 1.260 MW, repartidos en 736 MW a subir y 524 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,84 PTA/kWh. La repercusión económica total ha significado un coste de 4,8 cts/kWh
- Energía de regulación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 431 GWh a subir y 190 a bajar, con un precio medio de 7,19 y 2,43 PTA/kWh, respectivamente. El coste conjunto sobre la energía del mercado de producción ha sido 7,2 cts/kWh.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 349 MPTA, permitiendo una disminución del precio medio del mercado de producción de 2,1 cts./kWh.



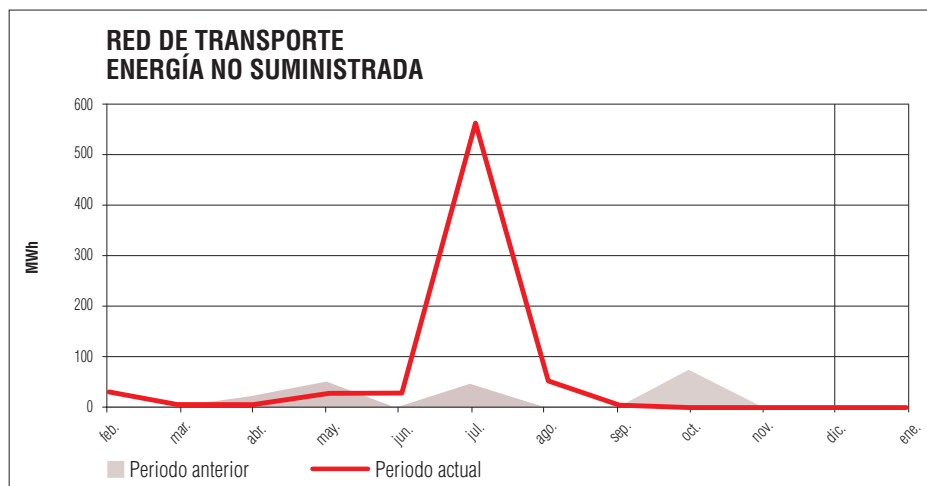
Mercados de operación Enero	Coste s/Precio final cts. PTA/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir PTA/kWh	A bajar PTA/kWh
<b>Restricciones técnicas (*)</b>	<b>14,9</b>	<b>438</b>		<b>12,22</b>	
<b>Banda de regulación secundaria (**)</b>	<b>4,8</b>	<b>736</b>	<b>524</b>	<b>0,84</b>	
<b>Energía de operación (***)</b>	<b>7,2</b>	<b>431</b>	<b>190</b>	<b>7,19</b>	<b>2,43</b>
Regulación secundaria		70	106	6,09	2,70
Regulación terciaria		197	41	7,25	2,15
Gestión de desvíos		151	21	7,09	1,66
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		14	22	13,02	2,35
<b>Total</b>	<b>26,9</b>				

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

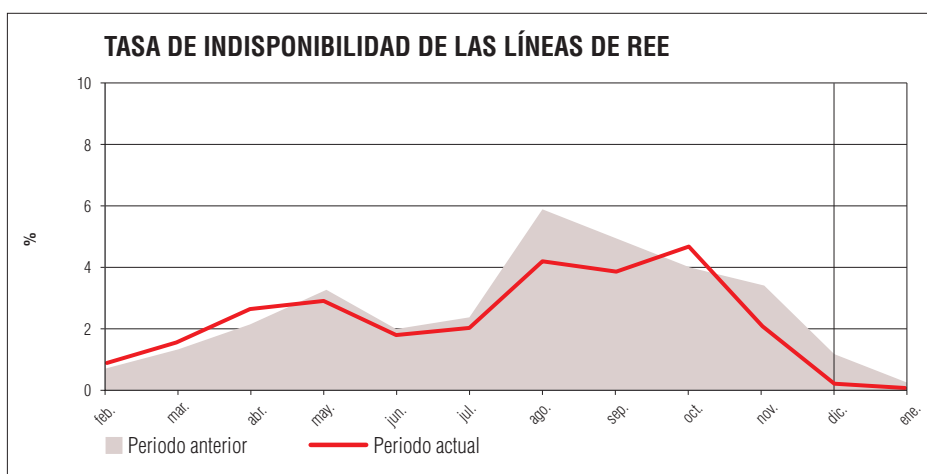


## 4. RED DE TRANSPORTE

- 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 enero no se ha registrado ningún corte de mercado debido a incidencias en la red de transporte.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 677,06 MWh, de los que apenas el 0,1% corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España. De igual forma, el valor del TIM durante el mismo período se situó en 1,915 minutos, 1,283 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se produjeron el pasado mes de julio, a las que hay que añadir las de menor cuantía registradas en los meses de febrero, junio y agosto.
- En el mes de enero, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España ha alcanzado prácticamente el 100%, mejorando notablemente la ya alta disponibilidad registrada en el mismo mes del año anterior. Estas bajas tasas de indisponibilidad son habituales en los meses de enero, en los que, como consecuencia de la previsible elevada demanda, se reducen al mínimo posible los descargos por mantenimiento preventivo.
- Tras el registro de enero, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses ha sido del 97,1%, prácticamente idéntica a la tasa interanual registrada en el mismo mes del año 1999.



Red de transporte Calidad del servicio	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
<b>Energía no suministrada (MWh)</b>			
Red de transporte	0,0	0,0	676,6
RED ELÉCTRICA	0,0	0,0	0,46
<b>Tiempo de interrupción medio (min.)</b>			
Red de transporte	-	-	1,914
RED ELÉCTRICA	-	-	0,001



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

**Tiempo de interrupción medio (TIM):** Señala el tiempo 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...).

**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	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,0	-85,7	0,0	-85,7	1,0	-22,5
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-89,1	0,0	-89,1	1,0	1.782,6
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	-28,3
<b>Total</b>	<b>0,0</b>	<b>-77,4</b>	<b>0,0</b>	<b>-77,4</b>	<b>2,9</b>	<b>9,6</b>

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

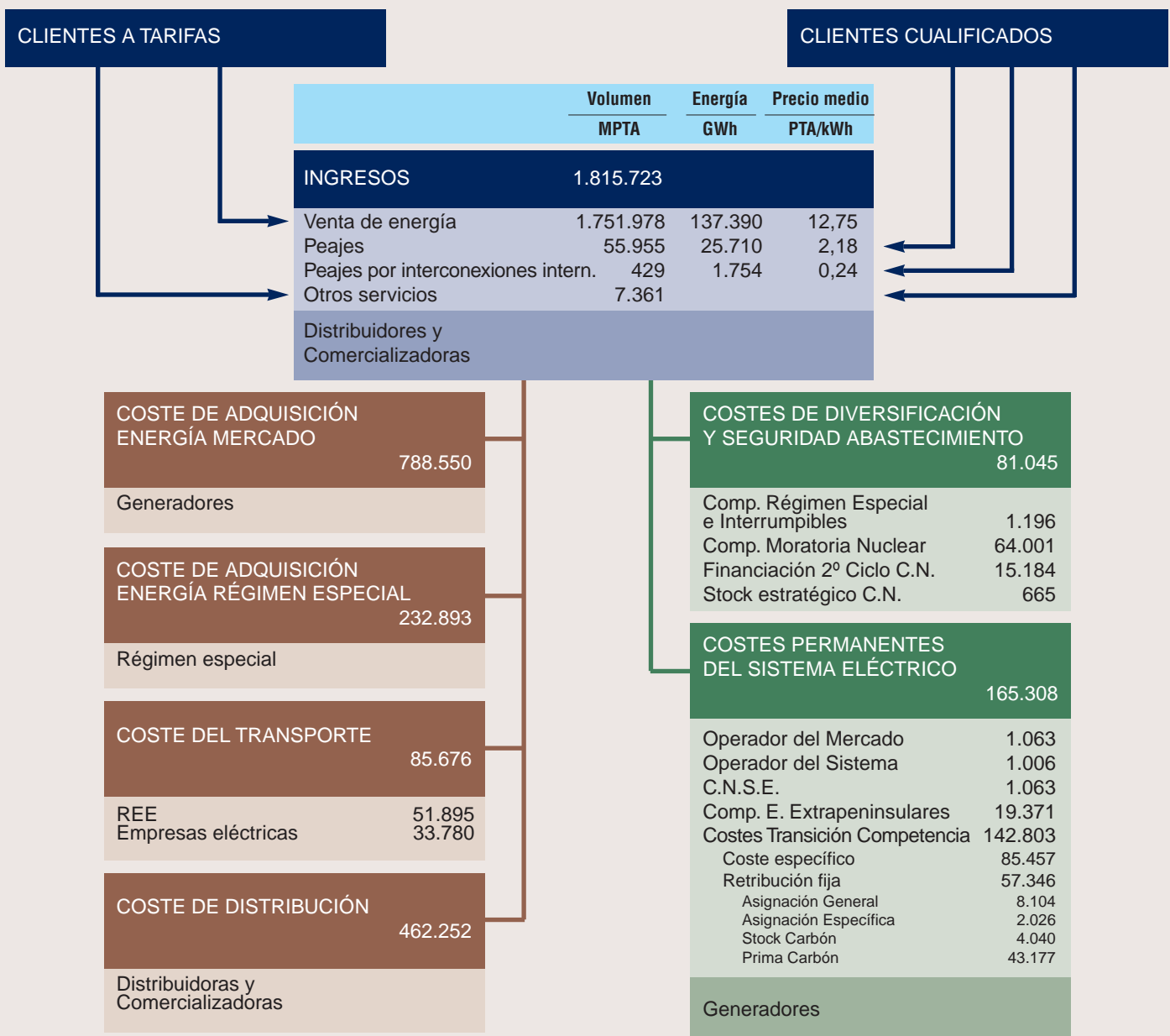
## 5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

## LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN (\*)

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 13 del año 1999, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron 1.815.723 MPTA, de los cuales el 96,5% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 3,1% a peajes.
- Del total de ingresos, el 13,6%, 246.353 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos, 142.803 MPTA corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 13 supone un 97,6% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1999. Este porcentaje se sitúa un punto por debajo del que correspondería a este período de acuerdo con la distribución temporal de costes de las actividades reguladas que se establece en el procedimiento de liquidaciones.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 12 del año 1999, se ha elevado a 788.549 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 127.800 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 60.000 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS  
Liquidación nº 13, 1999. Periodo Enero-Diciembre (\*\*)

(Millones de pesetas)



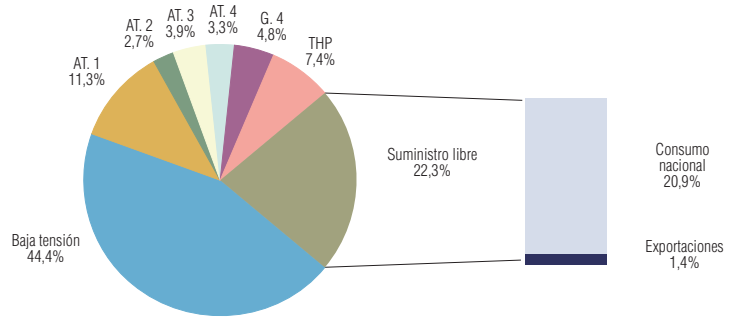
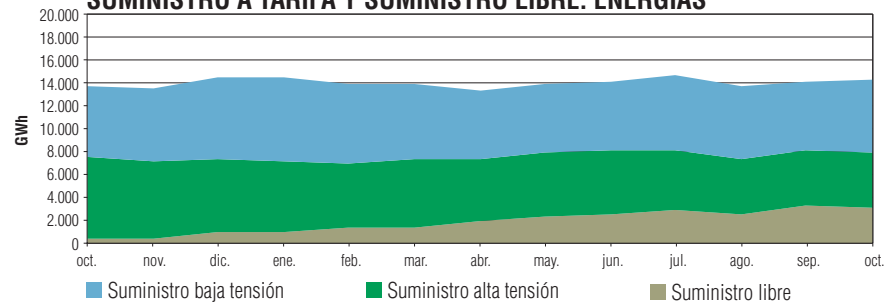
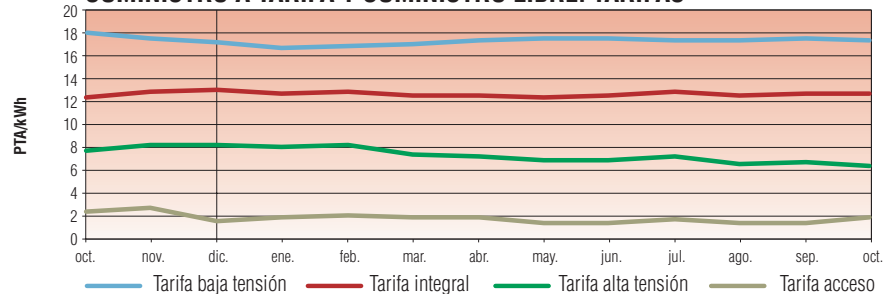
(\*) A la fecha de cierre de esta edición no se ha publicado la liquidación de costes regulados correspondiente a Enero de 2000.

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

## TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (\*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en el sistema peninsular en el mes de octubre ha ascendido a 10.903 GWh, un 17,0% inferior al registrado en el mismo mes del año anterior. Tras el dato de octubre el consumo acumulado durante el año 1999 se ha situado en 116.674 GWh, un 9,5% por debajo del mismo período del año anterior, tasa que refleja la progresiva salida de la tarifa regulada de numerosos consumidores cualificados a medida que han ido entrando en vigor los nuevos umbrales de consumo para el acceso al mercado libre.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el período enero-octubre ha sido 12,74 PTA/kWh, un 0,6% superior al del mismo período de 1998. Este dato contrasta con el descenso medio del 2,5% que resulta de la aplicación de las tarifas aprobadas para 1999, y es consecuencia del progresivo incremento del peso específico alcanzado durante este período por los consumos en baja tensión, los de mayor precio unitario, respecto al consumo total, como consecuencia de la salida de tarifa de los consumidores en alta tensión.
- En el mes de octubre el volumen de energía consumida a través del suministro libre ha alcanzado el 22,3% del consumo total del período, con lo que en los diez primeros meses de 1999 el volumen de energía suministrada fuera de la tarifa regulada se ha situado en el 15,8%.
- El precio medio de las tarifas de acceso facturadas a los consumidores cualificados durante el mes de enero ha sido de 2,08 PTA/kWh. En el período enero-octubre el precio medio se ha situado en 1,89 PTA/kWh, un 15,1% inferior al del mismo período del año anterior, consecuencia de la aplicación durante el año 1999 de las nuevas tarifas de acceso aprobadas en el Real Decreto 2820/1998.

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

SISTEMA PENINSULAR  
SUMINISTRO A TARIFA Y SUMINISTRO LIBRE: ENERGÍAS. OCTUBRESISTEMA PENINSULAR.  
SUMINISTRO A TARIFA Y SUMINISTRO LIBRE: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.  
SUMINISTRO A TARIFA Y SUMINISTRO LIBRE: TARIFAS

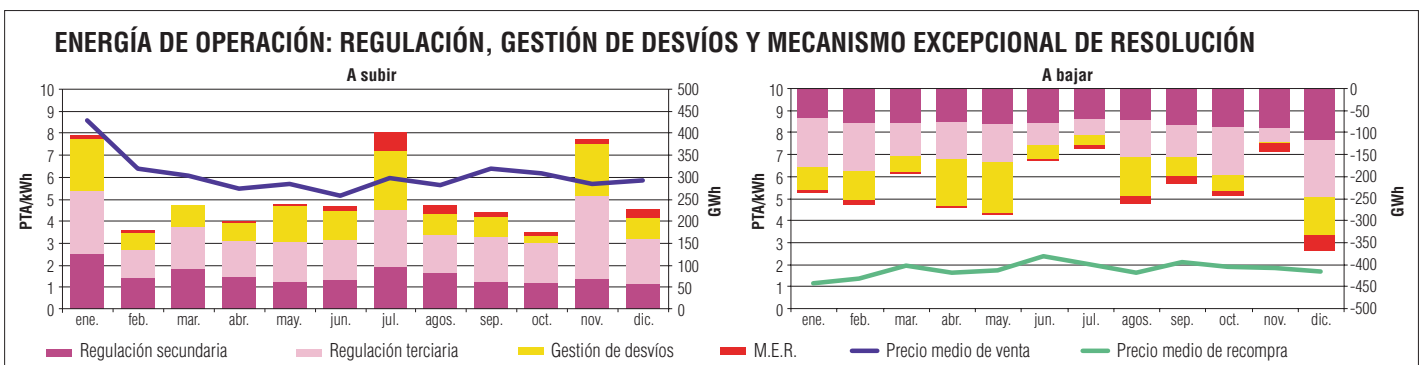
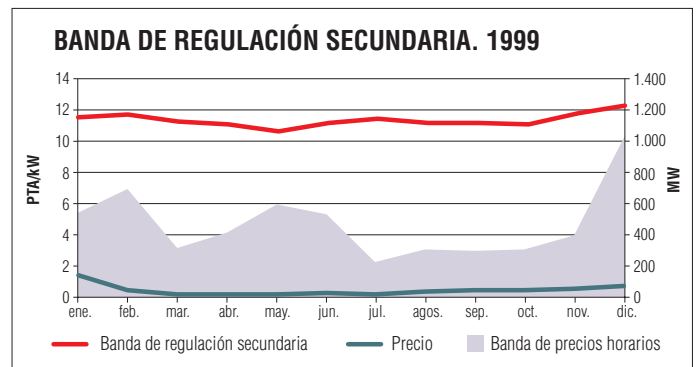
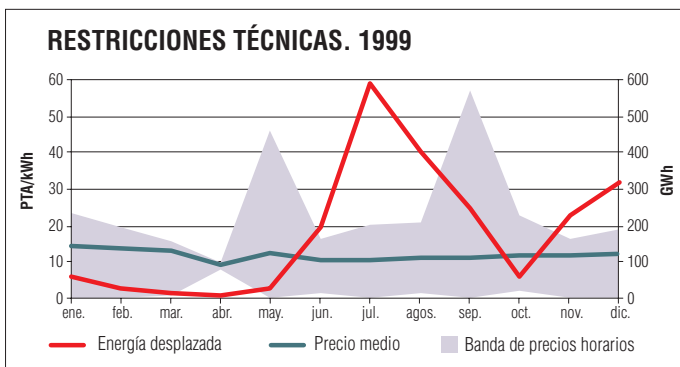
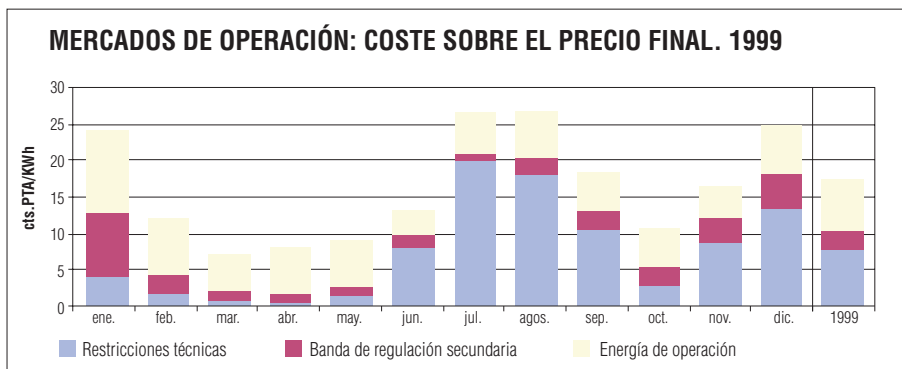
Tarifa integral	Octubre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PTA/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.584	-57,9	10,81	3,9	23.989	-35,5	10,63	1,5	31.008	-29,7	10,62	-0,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	372	-45,0	5,42	-24,1	4.192	-36,8	6,45	-14,6	5.297	-32,7	6,69	-13,4
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	546	-0,8	3,88	-6,9	4.921	-4,8	4,30	-10,0	5.805	-4,8	4,40	-11,6
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	456	-5,5	3,05	-9,5	4.018	-10,3	3,39	-11,0	4.731	-11,8	3,47	-11,2
G.4 (Grandes consumidores)	667	2,2	3,58	-0,9	6.521	2,3	3,66	-0,1	7.812	2,1	3,66	-0,9
Tarifa horaria de potencia	1.045	5,1	5,43	-6,9	9.753	3,7	5,30	-7,4	11.580	3,9	5,59	-7,4
<b>Alta tensión</b>	<b>4.670</b>	<b>-34,4</b>	<b>6,58</b>	<b>-16,5</b>	<b>53.394</b>	<b>-22,9</b>	<b>7,35</b>	<b>-8,9</b>	<b>66.233</b>	<b>-19,4</b>	<b>7,55</b>	<b>-8,5</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.232</b>	<b>3,6</b>	<b>17,35</b>	<b>-3,9</b>	<b>63.280</b>	<b>6,1</b>	<b>17,28</b>	<b>-4,0</b>	<b>76.786</b>	<b>6,5</b>	<b>17,30</b>	<b>-4,9</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>10.903</b>	<b>-17,0</b>	<b>12,74</b>	<b>1,6</b>	<b>116.674</b>	<b>-9,5</b>	<b>12,74</b>	<b>0,6</b>	<b>143.019</b>	<b>-7,3</b>	<b>12,78</b>	<b>-0,9</b>
<b>Tarifas de acceso</b>												
<b>Suministro nacional</b>	<b>2.937</b>	<b>1.196,4</b>	<b>2,20</b>	<b>-38,5</b>	<b>20.417</b>	<b>3.195,7</b>	<b>2,01</b>	<b>-41,8</b>	<b>21.583</b>	<b>-</b>	<b>2,03</b>	<b>-</b>
<b>Exportaciones</b>	<b>191</b>	<b>94,9</b>	<b>0,19</b>	<b>-3,5</b>	<b>1.399</b>	<b>279,7</b>	<b>0,22</b>	<b>20,8</b>	<b>1.600</b>	<b>-</b>	<b>0,25</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>3.128</b>	<b>863,2</b>	<b>2,08</b>	<b>-18,8</b>	<b>21.816</b>	<b>2.108,1</b>	<b>1,89</b>	<b>-15,1</b>	<b>23.183</b>	<b>-</b>	<b>1,90</b>	<b>-</b>

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

## SISTEMA PENINSULAR MERCADOS DE OPERACIÓN. RESUMEN 1999

Mercados de Operación 1999	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
<b>Coste s/precio final (cts.PTA/kWh)</b>	<b>23,9</b>	<b>12,0</b>	<b>6,9</b>	<b>7,9</b>	<b>9,0</b>	<b>13,0</b>	<b>26,4</b>	<b>26,6</b>	<b>18,4</b>	<b>10,6</b>	<b>16,5</b>	<b>24,8</b>	<b>16,6</b>
Restricciones técnicas	4,0	1,8	0,6	0,3	1,5	8,0	19,8	18,1	10,3	2,6	8,7	13,5	7,6
Banda de regulación secundaria	8,7	2,7	1,4	1,4	1,3	1,6	1,0	2,1	2,8	2,9	3,2	4,4	2,9
Energía de operación (*)	11,2	7,5	4,9	6,2	6,2	3,4	5,6	6,4	5,3	5,1	4,6	6,9	6,1
(*) Incluye el coste de la energía empleada en Regulación secundaria y Regulación terciaria, Gestión de desvíos y Mecanismos excepcional de resolución (M.E.R.)													
<b>Unidades físicas (GWh)</b>													
Restricciones técnicas (*)	60	28	10	7	27	196	585	399	246	56	223	318	2.155
Banda de regulación secundaria(**)	1.166	1.180	1.136	1.115	1.074	1.125	1.152	1.124	1.127	1.119	1.194	1.241	1.146
Energía de operación (***)													
Energía a subir	393	179	236	197	238	233	401	235	218	173	385	224	3.111
Regulación secundaria	125	69	92	73	62	67	95	80	62	60	68	57	910
Regulación terciaria	143	66	96	82	91	91	130	89	102	89	188	103	1.270
Gestión de desvíos	118	38	47	41	81	65	134	48	46	17	118	46	799
Mec. excepcional de resolución	7	6	1	1	4	10	42	18	8	7	11	18	133
Energía a bajar	-237	-265	-195	-272	-288	-166	-140	-263	-216	-246	-145	-368	-2.802
Regulación secundaria	-69	-81	-79	-78	-84	-81	-73	-72	-86	-92	-90	-117	-1.002
Regulación terciaria	-110	-110	-76	-84	-85	-51	-34	-85	-72	-106	-32	-131	-976
Gestión de desvíos	-54	-64	-37	-108	-116	-32	-25	-88	-44	-38	-3	-86	-695
Mec. excepcional de resolución	-4	-10	-3	-2	-3	-2	-8	-18	-15	-10	-20	-34	-130

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





MINISTERIO  
DE INDUSTRIA  
Y ENERGÍA

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



**RED**  
**ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

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