

# ENERGÍA ELÉCTRICA

NOVIEMBRE 1999. Nº 18



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
– Mercado diario	
– Mercados intradiarios	
– Otros mercados	
– Garantía de potencia	
– Precios finales	
4. Red de transporte	13
5. Facturación de la energía eléctrica	14
• Ingresos liquidables	
• Consumo a tarifa regulada	
6. La energía eléctrica en la Unión Europea	16
• Producción hidroeléctrica y con fuentes de energía renovables. 1998	
Anexo	
• Principales disposiciones de desarrollo de la ley 54/1997, del Sector Eléctrico	

#### Fuentes de información:

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

#### Portada:

Central térmica Besós  
Central hidroeléctrica de bombeo puro Estangento

Fecha de redacción: 17 de enero de 2000

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación disponible en Internet:

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

## 1. ASPECTOS RELEVANTES

- En el mes de noviembre se ha acentuado la línea de elevado crecimiento del consumo de energía eléctrica que está caracterizando el año 1999, al alcanzarse una demanda mensual de 16.079 GWh, un 9,5% superior a la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento mensual es la mayor registrada desde el mes de julio de 1998.
- Las bajas temperaturas registradas en el mes de noviembre han contribuido en buena medida a este alto crecimiento, aportando el 2,9% del incremento de demanda mensual. Por su parte, la menor laboralidad de noviembre ha restado un 0,1% a la demanda, con lo que una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,7%, el tercer valor más alto del año y 2,4 puntos superior al registrado en noviembre de 1998.
- La progresiva recuperación de la actividad económica a partir del mes de mayo, tras la ligera desaceleración observada en el primer cuatrimestre del año, ha aproximado paulatinamente el valor del crecimiento de demanda atribuible a este efecto a los elevados registros del año 1998, situándolo en noviembre en el 5,7%, apenas 0,3 puntos por debajo del mismo período del año anterior.
- La combinación de bajas temperaturas y fuerte actividad económica ha dado lugar a nuevos valores máximos históricos de demanda de potencia horaria y de energía diaria. El lunes 22 a las 20 horas se registró el máximo histórico de demanda de potencia media horaria con 30.963 MW, y el jue-

ves 25 el de demanda de energía diaria con 619,8 GWh.

- En el mes de noviembre la producción hidroeléctrica ha alcanzado su mayor registro mensual del año, superando en casi 1.000 GWh a su generación media mensual hasta octubre, y ha aportado el 19,1% de la producción bruta del mes, cinco puntos más que en el conjunto de los diez primeros meses del año. Por su parte, la producción nuclear ha alcanzado igualmente en noviembre su mayor producción mensual del año, favorecida por la ausencia total de actuaciones programadas en las centrales, y ha aportado el 38,6% de la producción bruta, tres puntos por encima de su contribución media hasta octubre. Esta recuperación de la producción hidroeléctrica y nuclear ha reducido la contribución de las centrales térmicas convencionales hasta el 42,3%, casi nueve puntos por debajo de su aportación acumulada en el período enero-octubre.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de noviembre la demanda ha ascendido a 812 GWh, un 7,4% superior a la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento mensual, la más baja registrada desde el mes de octubre de 1998, es más de tres puntos inferior a la del mismo mes del año anterior y se sitúa casi dos puntos por debajo del crecimiento medio de la demanda extrapeninsular durante los primeros diez meses del año.
- La valoración de la generación en los primeros once meses de 1999 ha ascendido a 1.086.071 MPTA, con un coste medio de 6,41 PTA/kWh. El coste de la generación neta de las empresas y de las importaciones netas ascendió a 5,97 y 5,08 PTA/kWh, respectivamente. El coste medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 9,79 PTA/kWh.
- El precio medio mensual final en el mercado de producción de energía eléctrica de noviembre ha sido 6,01 PTA/kWh, un 10,0% más que el mes anterior. Este aumento se debe en su mayor parte al incremento del precio del mercado diario, un 11,1%, al que hay que unir los aumentos de los segmentos de otros mercados, un 69,9%, garantía de potencia, un 2,3%, y mercado intradiario, un 15,4%.
- Respecto al mes de noviembre de 1998 el precio final ha disminuido un 3,9%, consecuencia principalmente de la reducción en un 4% del precio del mercado diario, al que hay que añadir los descensos de los precios de la garantía de potencia y de otros mercados, un 2% y un 17,1% respectivamente.

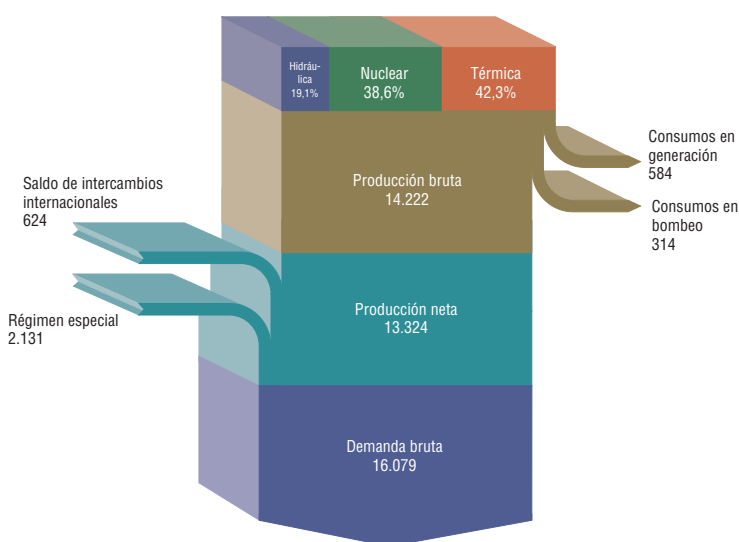
Balance eléctrico	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>13.324</b>	<b>4,7</b>	<b>140.150</b>	<b>3,0</b>	<b>154.022</b>	<b>3,0</b>
Régimen especial	2.131	27,1	21.927	23,3	23.758	22,0
Intercambios internacionales	624	120,0	5.276	67,6	5.529	85,6
<b>Demanda bruta</b>	<b>16.079</b>	<b>9,5</b>	<b>167.353</b>	<b>6,6</b>	<b>183.310</b>	<b>6,6</b>
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>						
<b>Producción neta</b>	<b>763</b>	<b>7,3</b>	<b>8.550</b>	<b>8,2</b>	<b>9.292</b>	<b>8,1</b>
Régimen especial	49	8,9	677	22,4	733	23,2
<b>Demanda bruta</b>	<b>812</b>	<b>7,4</b>	<b>9.227</b>	<b>9,1</b>	<b>10.025</b>	<b>9,1</b>

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

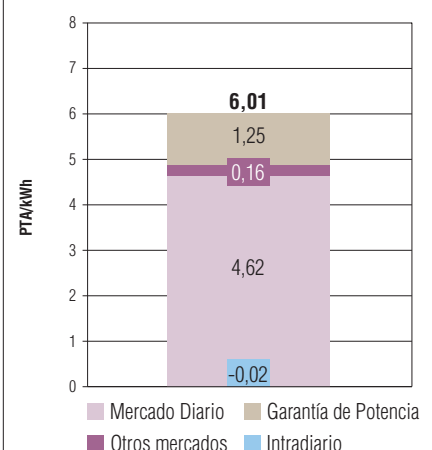
Valoración de la generación	Acumulado 1999			
	Coste total		Coste unitario	
	MPTA	%	PTA/kWh	%
Generación neta de las empresas	839.747	77,3	5,97	-6,9
Intercambios internacionales (*)	38.171	3,5	5,08	-20,7
Régimen especial	208.153	19,2	9,79	52,7
<b>Total</b>	<b>1.086.071</b>	<b>100,0</b>	<b>6,41</b>	<b>-</b>

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

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



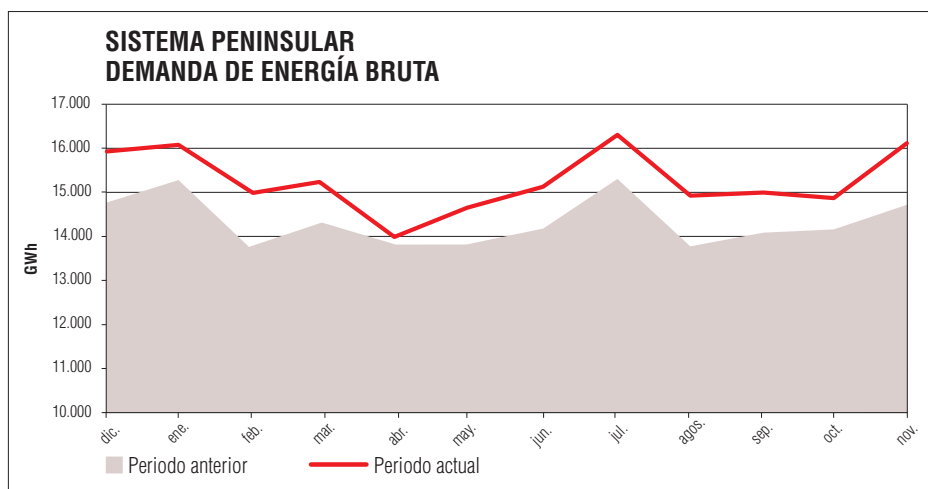
### MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO. NOVIEMBRE



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

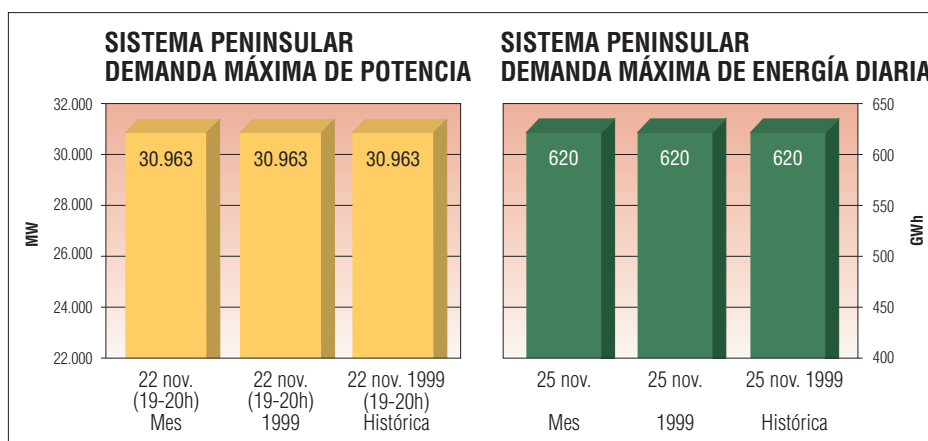
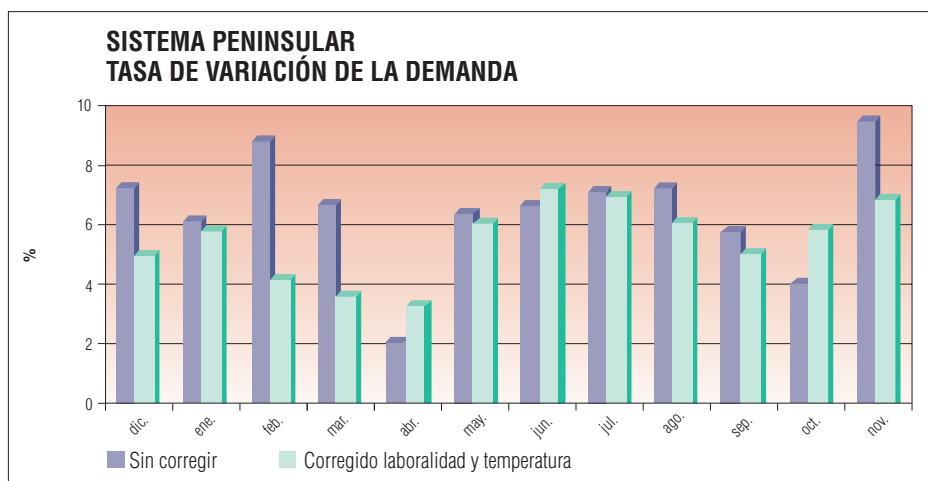
### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de noviembre fue de 16.079 GWh, con un crecimiento del 9,5% respecto al año anterior. Esta tasa de incremento mensual es la más alta registrada desde el mes de julio de 1998.
  - La laboralidad tuvo una influencia negativa de 0,1 puntos sobre la variación de la demanda, debido a que la festividad del día 1 se produjo en lunes mientras que el año anterior fue un domingo.
  - Las bajas temperaturas registradas, más frías que las del noviembre anterior y que el valor característico para este mes, tuvieron una notable influencia positiva sobre la demanda, aportando 2,9 puntos a su crecimiento. Durante casi todos los días del mes, tanto las temperaturas máximas como las mínimas, registraron valores inferiores a los del año anterior; las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 14,8 °C frente a los 16,6 °C del año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 6,2 °C, 1,2 °C menos que en 1998.
  - Corregidos los efectos de la laboralidad y de las temperaturas, el crecimiento de la demanda en el mes de noviembre se estima en un 6,7%, 2,4 puntos por encima del registrado el mismo mes del año anterior.
- Después del elevado crecimiento registrado en noviembre, la tasa de incremento acumulado de la demanda supera por primera vez durante el año 1999 a la del año anterior, situándose en un 6,6%. El efecto conjunto de la laboralidad y la temperatura ha sido la causa del 0,9% de este crecimiento, medio punto más que en el mismo período del año anterior, mientras que el crecimiento de la actividad económica ha aportado el 5,7%, valor que, si bien se sitúa todavía 0,3 puntos por debajo de los once primeros meses de 1998, mantiene su línea ascendente tras un flojo inicio de año.
- En el mes de noviembre se superaron los valores máximos históricos de demanda de potencia horaria y de energía diaria. El lunes 22 se registró el máximo histórico de demanda de potencia media horaria con 30.963 MW a las 20 horas, y el jueves 25 el de demanda de energía diaria con 619,8 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de noviembre la demanda ha ascendido a 812 GWh, un 7,4% superior a la del mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento mensual, la más baja registrada desde el mes de octubre de 1998, es más de tres puntos inferior a la alcanzada en el mismo mes del año anterior y se sitúa casi dos puntos por debajo del crecimiento medio de la demanda extrapeninsular durante los primeros diez meses del año.



Demanda bruta	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.079</b>	<b>9,5</b>	<b>167.353</b>	<b>6,6</b>	<b>183.310</b>	<b>6,6</b>
Efectos						
Laboralidad	-	-0,1	-	0,0	-	0,0
Temperatura	-	2,9	-	0,9	-	1,0
Activ. económica y otros	-	6,7	-	5,7	-	5,6
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>812</b>	<b>7,4</b>	<b>9.227</b>	<b>9,1</b>	<b>10.025</b>	<b>9,1</b>

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



## COBERTURA DE LA DEMANDA

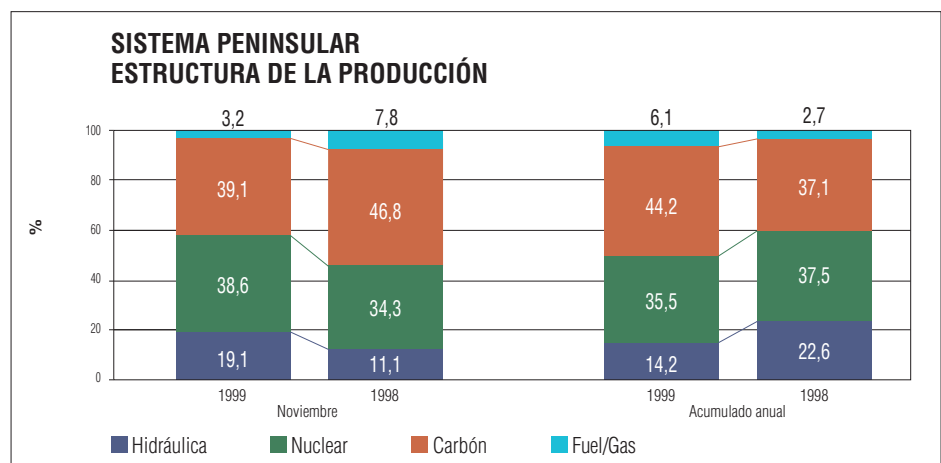
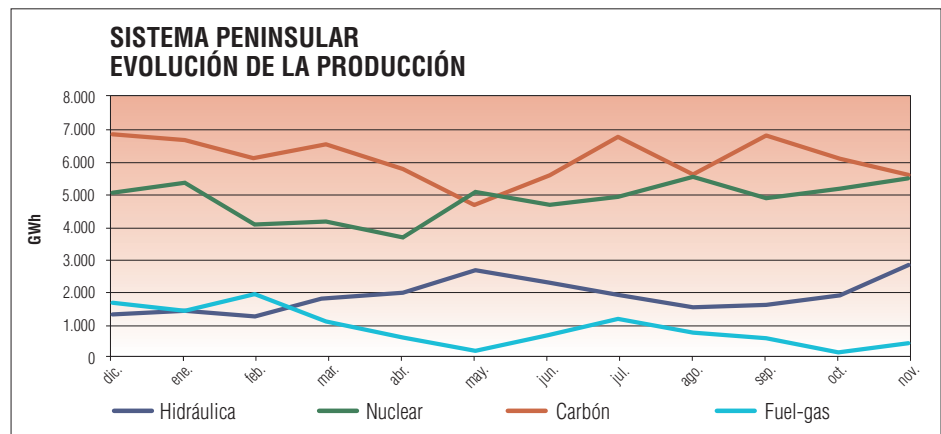
- La producción bruta peninsular en el mes de noviembre fue 14.222 GWh, un 4,9% superior a la del mismo mes del año anterior.
- La estructura de producción del mes de noviembre presenta como rasgo más destacable la notable recuperación de la aportación de la producción hidroeléctrica, que ha registrado este mes su producción más alta del año, 2.717 GWh, casi 1.000 GWh más que su generación media durante los anteriores diez meses de 1999. Esta generación representa una aportación a la producción bruta mensual del 19,1%, cinco puntos más que en el acumulado del período enero-octubre.
- De igual forma, la producción nuclear ha registrado en noviembre su generación más alta del año, favorecida por la ausencia total de actuaciones programadas en las centrales, y ha aportado el 38,6% de la producción bruta mensual, más de tres puntos mayor que su contribución acumulada hasta el mes anterior.
- Como consecuencia de estas elevadas aportaciones de la producción hidroeléctrica y nuclear, las centrales térmicas convencionales han reducido su peso específico en la generación de energía respecto a meses anteriores y han aportado el 42,3% de la producción bruta mensual. Esta contribución, la segunda más baja del año 1999, se sitúa casi nueve puntos por debajo de su aportación acumulada hasta el mes de octubre.
- El importante incremento de la demanda bruta del mes de noviembre respecto al año anterior, casi 1.400 GWh ha sido cubierto en su mayor parte por el crecimiento de la energía adquirida al régimen especial y del saldo importador de los intercambios internacionales, que han aportado el 58% de la energía adicional necesaria.
- Pese a que la estructura de producción de noviembre difiere significativamente de la que ha presidido el año 1999, no altera sustancialmente la del conjunto del año, que respecto a 1998 se caracteriza por la reducción de la contribución de la producción hidroeléctrica y nuclear, compensada con mayor aportación de la producción térmica convencional.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de noviembre la producción con centrales de carbón ha aportado casi el 80% de la energía adicional necesaria para cubrir el incremento de demanda mensual. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado en noviembre el 6% de la demanda bruta, un punto y medio por debajo de su contribución acumulada hasta octubre.

Balance eléctrico peninsular	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	2.717	79,8	21.338	-34,5	22.751	-39,9
Nuclear	5.485	18,1	53.227	-1,4	58.256	-0,5
Carbón	5.565	-12,4	66.261	24,2	73.100	27,8
Fuel-Gas	455	-56,8	9.184	133,4	10.908	143,3
<b>Producción bruta</b>	<b>14.222</b>	<b>4,9</b>	<b>150.009</b>	<b>4,3</b>	<b>165.014</b>	<b>4,4</b>
- Consumos generación	584	-6,5	6.578	16,9	7.260	18,6
- Consumos bombeo	314	46,9	3.281	53,6	3.733	48,7
<b>Producción neta</b>	<b>13.324</b>	<b>4,7</b>	<b>140.150</b>	<b>3,0</b>	<b>154.022</b>	<b>3,0</b>
+ Régimen especial	2.131	27,1	21.927	23,3	23.758	22,0
± Intercambios internacionales	624	120,0	5.276	67,6	5.529	85,6
<b>Demanda bruta</b>	<b>16.079</b>	<b>9,5</b>	<b>167.353</b>	<b>6,6</b>	<b>183.310</b>	<b>6,6</b>

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

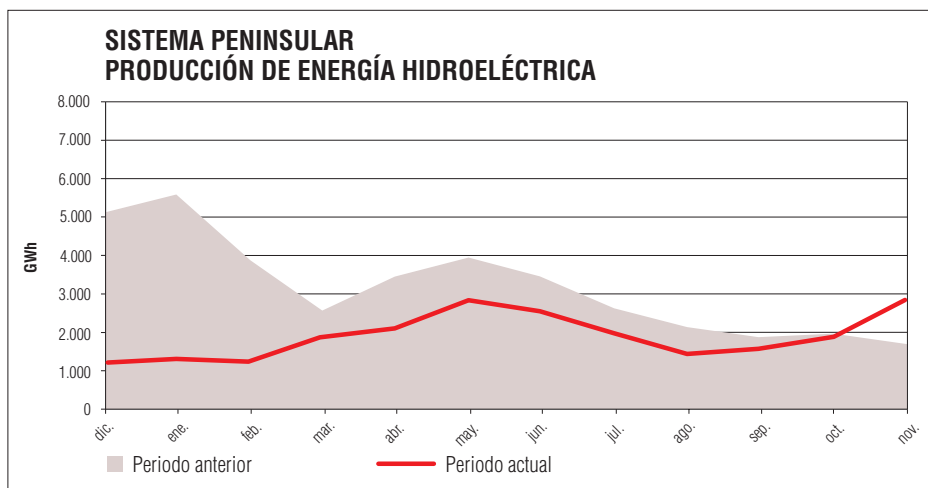
Balance eléctrico extrapeninsular	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0	-100,0	2	-38,4	2	-42,5
Carbón	261	20,3	3.187	10,3	3.440	10,2
Fuel-oil	561	2,7	6.019	6,9	6.565	6,8
<b>Producción bruta</b>	<b>822</b>	<b>7,5</b>	<b>9.208</b>	<b>8,0</b>	<b>10.007</b>	<b>7,9</b>
- Consumos generación	59	11,1	658	5,8	716	5,7
<b>Producción neta</b>	<b>763</b>	<b>7,3</b>	<b>8.550</b>	<b>8,2</b>	<b>9.292</b>	<b>8,1</b>
+ Régimen especial	49	8,9	677	22,4	733	23,2
<b>Demanda bruta</b>	<b>812</b>	<b>7,4</b>	<b>9.227</b>	<b>9,1</b>	<b>10.025</b>	<b>9,1</b>

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



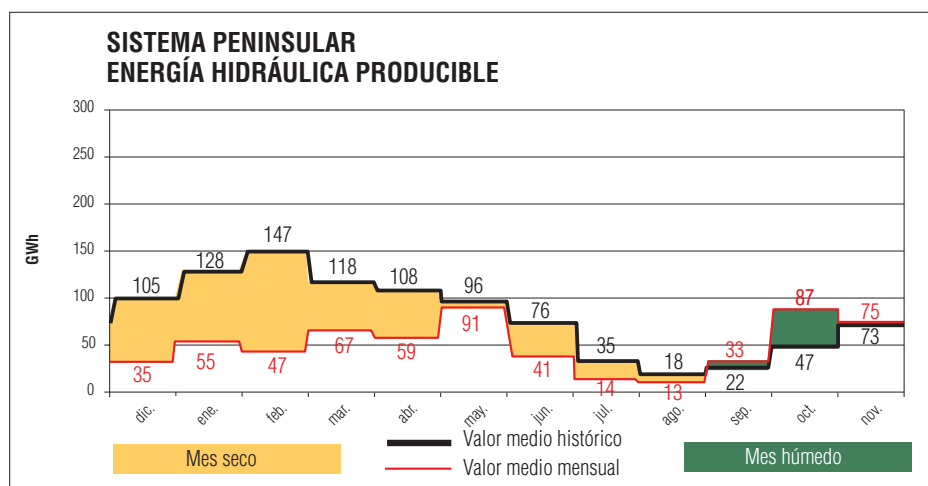
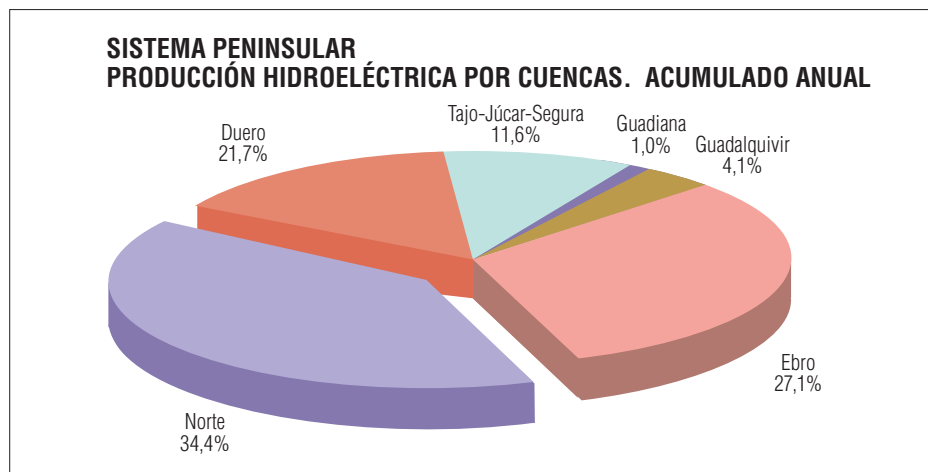
### Producción hidroeléctrica

- En el mes de noviembre, la producción hidroeléctrica ha ascendido a 2.717 GWh, el valor más alto registrado desde el mes de junio del pasado año. Esta cifra, superior en casi un 80% a la generación de noviembre del año anterior y en cerca del 50% a la producción mensual media durante los primeros diez meses del año, sitúa su aportación a la producción bruta mensual en el 19,1%, la segunda más alta del año.
- Pese a este repunte de la producción hidroeléctrica, consecuencia del buen producible hidráulico y la elevada demanda registrados en noviembre, la generación acumulada durante el año 1999 se sitúa todavía un 34,5% por debajo de la registrada en el mismo período de 1998 y ha aportado el 14,2% de la producción bruta del período, ocho puntos menos que en los once primeros meses del año anterior.
- En el mes de noviembre todas las cuencas hidrográficas, con excepción de la del Guadiana, han mejorado sus producciones respecto a noviembre del año anterior. Destacan los importantes crecimientos de la cuenca Norte, que por primera vez desde el mes de abril de 1998 ha superado los 1.000 GWh generados, y de la cuenca Tajo-Júcar-Segura, que ha duplicado tanto su producción respecto a noviembre del año anterior como su producción media mensual hasta el mes de octubre.
- Las precipitaciones durante el mes de noviembre se concentraron principalmente en la primera quincena, con excepción de la zona noroeste en donde estuvieron más repartidas. Estas precipitaciones fueron ligeramente inferiores al valor característico para este mes en todas las zonas, con excepción de las áreas de Oviedo, Santander y Granada.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de noviembre se puede calificar como normal, al alcanzarse una energía producible hidráulica de 2.239 GWh, valor prácticamente idéntico al característico para este mes. La distribución de este producible durante el mes fue desigual, concentrándose la mayor parte de las aportaciones en la primera quincena del mes.
- La recuperación del producible hidráulico en los últimos tres meses ha situado su valor acumulado en el período enero-noviembre en el 67% de su valor histórico medio, todavía muy por debajo del 98% alcanzado en el mismo período del año anterior.
- La elevada producción hidroeléctrica mensual, superior en un 21% al producible registrado, ha reducido ligeramente el volumen de reservas del con-



Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	1.166	181,5	7.346	-22,9	7.812	-29,7
Duero	3.550	504	13,8	4.634	-49,9	4.895	-54,1
Tajo-Júcar-Segura	4.093	414	104,5	2.479	-56,9	2.649	-62,0
Guadiana	233	2	-47,0	212	-16,1	215	-39,6
Guadalquivir	1.016	44	2,0	875	-26,8	935	-33,5
Ebro	3.483	588	45,3	5.791	-12,3	6.245	-14,9
<b>Sistema peninsular</b>	<b>16.524</b>	<b>2.717</b>	<b>79,8</b>	<b>21.338</b>	<b>-34,5</b>	<b>22.751</b>	<b>-39,9</b>
Canarias	1	0	-100,0	2	-38,4	2	-42,5
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-100,0</b>	<b>2</b>	<b>-38,4</b>	<b>2</b>	<b>-42,5</b>

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



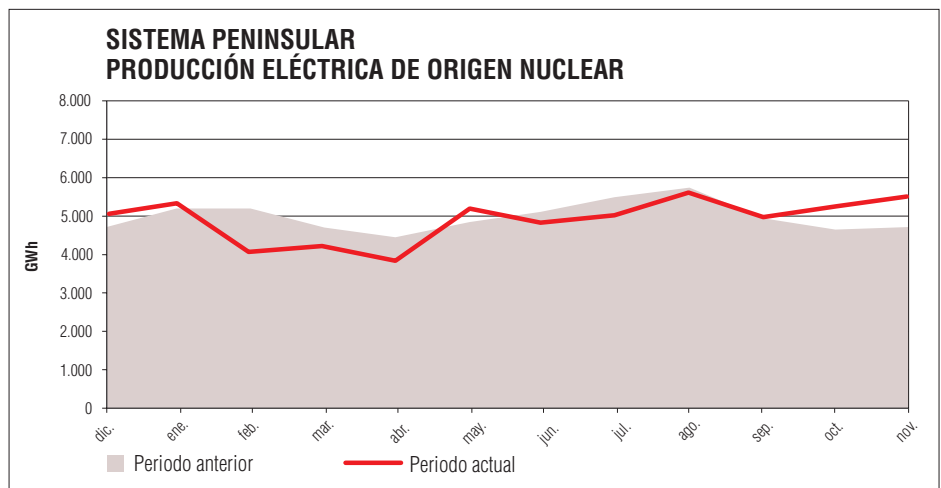
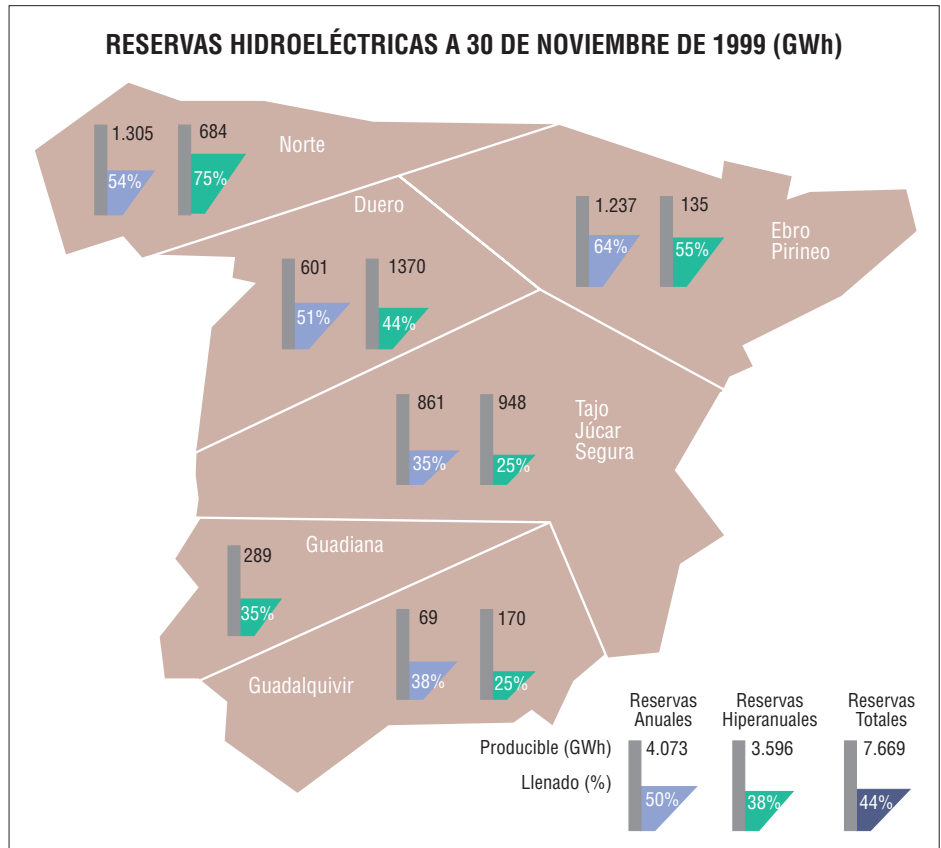
**Energía hidráulica producible:** es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo.

junto de los embalses, que al finalizar el mes se situaba en 7.669 GWh, correspondiente a un nivel de llenado del 44,2%, dos puntos por debajo del registrado el mes pasado. Este volumen de llenado de los embalses es el décimo más alto alcanzado para este mes desde el año 1965, si bien se sitúa cinco puntos por debajo del contabilizado al finalizar el mes de noviembre de 1998.

- Las reservas de los embalses de régimen anual ascendían al finalizar el mes de noviembre a 4.073 GWh, con un volumen de llenado del 49,9%, casi cuatro puntos inferior al registrado en octubre debido a la alta producción mensual, pero más de ocho puntos por encima del medido al finalizar noviembre del año anterior. Este nivel de reservas oscila entre un máximo del 63,7% en la cuenca Ebro y un mínimo del 35,4% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.596 GWh, con un nivel de llenado del 37,7%, casi igual al del mes anterior, si bien todavía muy por debajo del 55% alcanzado en noviembre de 1998. Por cuencas, el máximo nivel de llenado corresponde a la cuenca Norte, con el 75,2%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas ha alcanzado el 25,2% de llenado.

### Producción nuclear

- En el mes de noviembre, la producción nuclear se ha elevado a 5.485 GWh, un 18,1% superior a la del mismo mes del año anterior. Esta alta tasa de crecimiento, poco habitual para la generación nuclear, es consecuencia más de la escasa producción registrada en el mes de noviembre de 1998, una de las más bajas de dicho año, que del buen comportamiento de este mes.
- La generación nuclear de noviembre ha sido la más alta registrada en los once meses transcurridos del año 1999, favorecida por la ausencia total de actuaciones programadas en las centrales y por el elevado factor de carga al que han generado la mayoría de los grupos.
- La generación nuclear ha generado el 38,6% de la producción bruta mensual, una de las aportaciones más altas del año, y más de tres puntos por encima de su contribución acumulada hasta el pasado mes de octubre.
- En el mes de noviembre no se ha realizado ninguna actuación programada sobre los grupos nucleares, alcanzándose la disponibilidad total del equipo. Esta ausencia de indisponibilidades ha situado el factor de carga del mes en el 99,1%, casi siete puntos por encima del registrado en el mes de octubre.

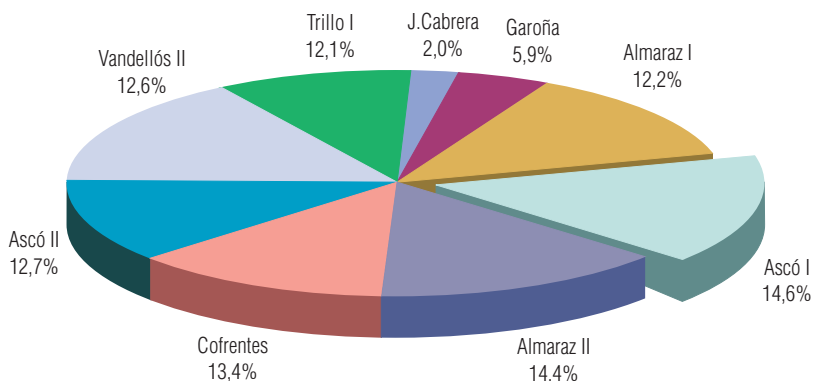


Producción bruta Nuclear	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	109	4,2	1.063	0,4	1.170	1,0
Garoña	466	322	-2,9	3.136	-14,1	3.436	-13,1
Almaraz I	974	677	-2,7	6.502	-14,1	7.221	-7,7
Ascó I	979	706	0,7	7.758	12,4	8.485	13,9
Almaraz II	983	697	-	7.672	29,8	7.833	19,7
Cofrentes	1.025	731	16,4	7.132	-7,5	7.896	-5,7
Ascó II	976	704	0,8	6.770	-2,8	7.491	-2,2
Vandellós II	1.057	773	7,3	6.727	-15,7	7.467	-13,6
Trillo I	1.066	766	0,3	6.467	3,9	7.258	4,1
<b>Sistema peninsular</b>	<b>7.687</b>	<b>5.485</b>	<b>18,1</b>	<b>53.227</b>	<b>-1,4</b>	<b>58.256</b>	<b>-0,5</b>

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

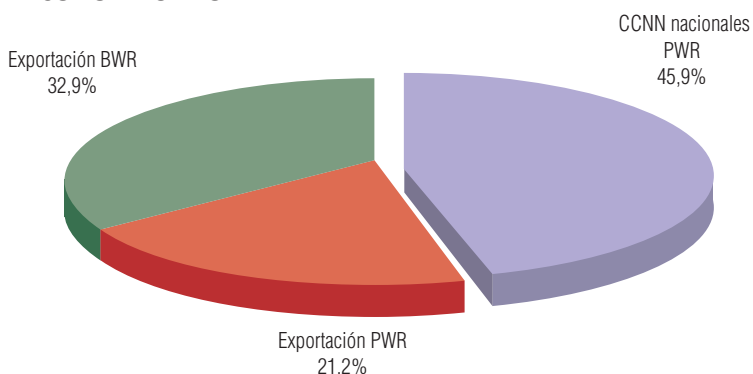
- El repunte de la producción nuclear en los últimos cuatro meses ha compensado los escasos registros del primer cuatrimestre del año, en el que se concentró una gran parte de las actuaciones programadas del año 1999, y ha situado la producción acumulada de esta tecnología hasta el mes de noviembre en 53.227 GWh, apenas un 1,4% por debajo del mismo período del año anterior. De igual forma, su aportación a la producción bruta acumulada continúa aproximándose a los valores habituales para esta tecnología, situándose en noviembre en el 35,5%, dos puntos por debajo de su contribución en el mismo período de 1998.
- A pesar de la reducción de actuaciones programadas en los últimos meses, los valores acumulados de la disponibilidad y el factor de carga todavía se encuentran por debajo de los registrados en el mismo período del año anterior. El coeficiente de disponibilidad hasta el mes de noviembre ha sido del 89,2%, casi dos puntos inferior al registrado hasta noviembre de 1998, mientras que el factor de carga ha alcanzado el 86,7%, casi dos puntos por debajo del mismo período del año anterior.
- En el mes de noviembre se han fabricado 29 elementos de combustible nuclear tipo PWR para la central de Ascó I, y 29 elementos tipo BWR para la central de Gundremmingen, en Alemania. Por el contrario, no se han importado elementos de ningún tipo.
- Durante los once meses transcurridos de 1999 se ha producido un total de 453 elementos combustibles, 295 menos que en el mismo período del año anterior. Por su parte, en estos once primeros meses se han importado 236 elementos combustibles, 196 más que en el mismo período de 1998.

### 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	96,0	0,0	0,0	82,9	9,6	0,5
Garoña	94,8	0,0	2,1	84,0	12,0	0,8
Almaraz I	96,6	0,0	0,0	83,3	12,3	0,1
Ascó I	100,2	0,0	0,0	98,8	0,0	0,1
Almaraz II	98,5	0,0	0,0	97,4	0,0	0,4
Cofrentes	99,0	0,0	0,0	86,8	8,1	1,2
Ascó II	100,2	0,0	0,0	86,5	9,7	0,9
Vandellós II	101,6	0,0	0,0	81,4	9,6	2,1
Trillo	99,8	0,0	0,0	75,7	20,7	2,8
<b>Sistema peninsular</b>	<b>99,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>86,7</b>	<b>9,7</b>	<b>1,1</b>

### FABRICACIÓN NACIONAL DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES ACUMULADO ANUAL



**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.

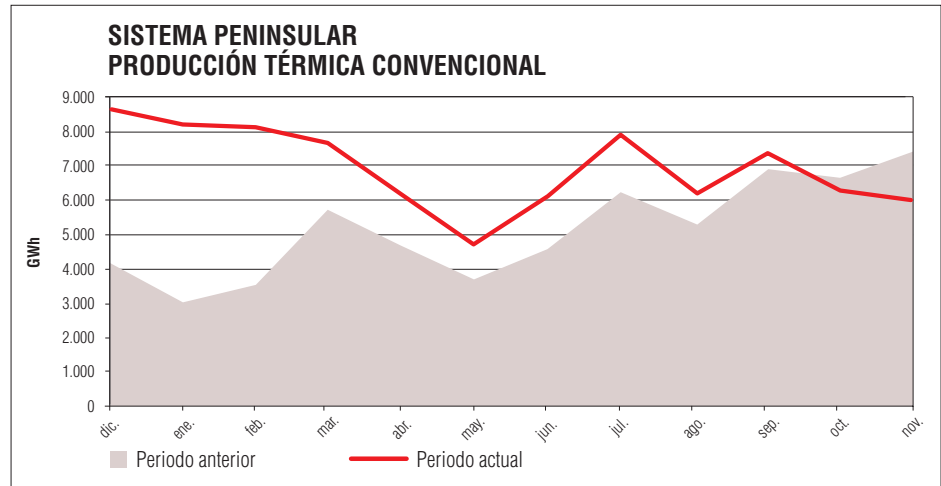
**Central tipo BWR:** Reactor de agua en ebullición.

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

Combustible nuclear	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	7.131	300.214	300.214
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	29	208	240
Exportación	0	96	96
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	0
Exportación	29	149	149
Nº elementos importación:			
PWR	0	52	52
BWR	0	184	184

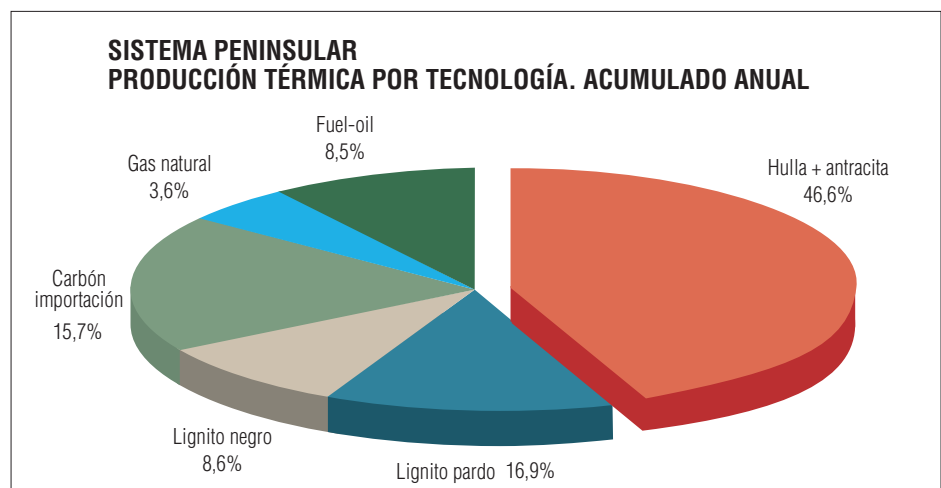
## Producción térmica convencional

- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales en el mes de noviembre ascendió a 6.020 GWh, un 18,7% inferior a la del mismo mes del año anterior. Por segundo mes consecutivo, esta tecnología reduce su generación respecto al año anterior, debido tanto a la importante mejoría de las aportaciones de las producciones hidráulica y nuclear como a la comparación con un mes, noviembre de 1998, de alta generación térmica.
- La producción térmica convencional de noviembre es la segunda más baja del año 1999 y representa una aportación a la producción bruta mensual del 42,3%, más de doce puntos inferior a la del mismo mes del año anterior y la segunda más baja en los meses transcurridos del año 1999.
- Todas las tecnologías han reducido su producción respecto a noviembre del año anterior, con excepción de las centrales de gas natural que ha incrementado su producción en un 8,4%.
- Después de los descensos de producción de los últimos dos meses, la generación térmica convencional acumulada hasta el mes de noviembre ha sido 75.444 GWh, un 31,7% superior a la del mismo período del año anterior y ha aportado el 50,3% de la producción bruta total, más de diez puntos por encima de su contribución en los primeros once meses de 1998.
- Por tecnologías, en el período enero-noviembre las centrales de carbón han aportado el 87,9% de la producción térmica total, seis puntos menos que en el mismo período del año anterior, debido al descenso de la contribución de las centrales de lignito pardo y de lignito negro, que ha sido compensado con un incremento de la aportación de las centrales de fuel-oil.
- La disponibilidad del equipo térmico convencional en el período enero-noviembre ha sido del 88,1%, cinco puntos inferior a la del mismo período del año anterior. Esta mayor indisponibilidad ha conducido a un notable incremento de la utilización de las centrales, necesario para hacer frente al fuerte incremento de la producción térmica convencional, con lo que el factor de carga acumulado se ha situado en el 48,4%, casi doce puntos por encima del mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de noviembre las centrales de carbón han producido el 31,7% de la producción térmica total, más de tres puntos por debajo de su contribución en el conjunto de los anteriores diez meses del año.



Producción bruta Tecnología	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.974	2.684	-16,2	35.177	32,2	38.622	32,7
Lignito pardo	1.950	1.190	-5,9	12.718	2,7	14.047	9,2
Lignito negro	1.450	615	-23,0	6.485	16,3	7.313	15,6
Carbón importación	1.864	1.077	-1,0	11.881	35,4	13.118	47,1
Gas natural (*)	3.582	256	8,4	2.749	38,1	3.154	25,3
Fuel-oil	4.632	198	-75,7	6.435	231,1	7.753	294,4
<b>Sistema peninsular</b>	<b>19.452</b>	<b>6.020</b>	<b>-18,7</b>	<b>75.444</b>	<b>31,7</b>	<b>84.007</b>	<b>36,2</b>
Carbón	510	261	20,3	3.187	10,3	3.440	10,2
Fuel-oil	2.268	561	2,7	6.019	6,9	6.565	6,8
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>2.778</b>	<b>822</b>	<b>7,7</b>	<b>9.206</b>	<b>8,0</b>	<b>10.005</b>	<b>8,0</b>

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



Tecnología	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	62,4	0,0	1,8	73,5	1,8	3,0
Lignito pardo	84,7	0,0	1,6	81,4	2,8	2,6
Lignito negro	58,9	0,0	5,0	55,8	15,2	5,5
Carbón importación	80,3	0,0	1,0	79,5	0,8	4,7
Gas natural (*)	9,9	0,0	1,3	9,5	0,0	15,6
Fuel-oil	6,0	0,0	19,6	17,3	0,0	21,0
<b>Sistema peninsular</b>	<b>42,9</b>	<b>0,0</b>	<b>6,1</b>	<b>48,4</b>	<b>2,0</b>	<b>9,9</b>
Carbón	71,1	0,0	1,3	78,0	4,3	0,5
Fuel-oil	34,4	2,7	4,4	33,5	4,2	4,0
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>41,2</b>	<b>2,2</b>	<b>3,8</b>	<b>41,7</b>	<b>4,2</b>	<b>3,4</b>

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.

- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico convencional, el consumo de combustible acumulado hasta el mes de noviembre supera en un 29,9% al del mismo período del año anterior, alcanzándose un consumo total de 27.983 kTEC.
- Al finalizar el mes de noviembre, los parques de las centrales térmicas almacenaban 6.243 kTEC, nivel de existencias superior en un 5,5% al del mes anterior.

### Régimen especial (\*)

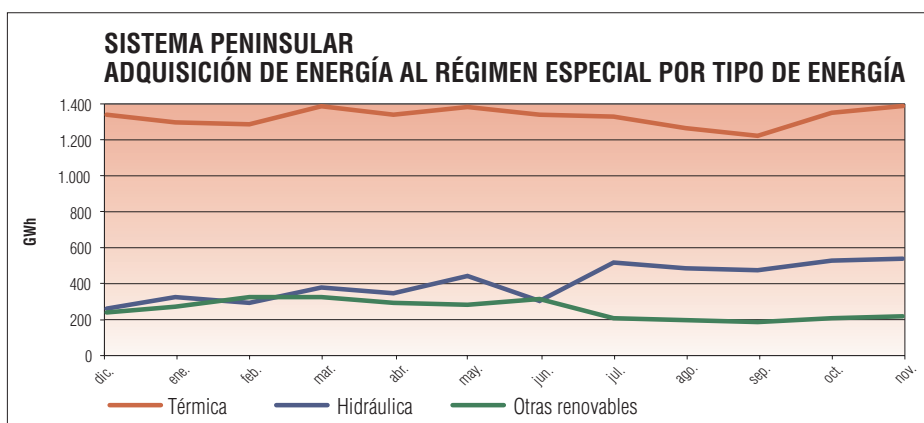
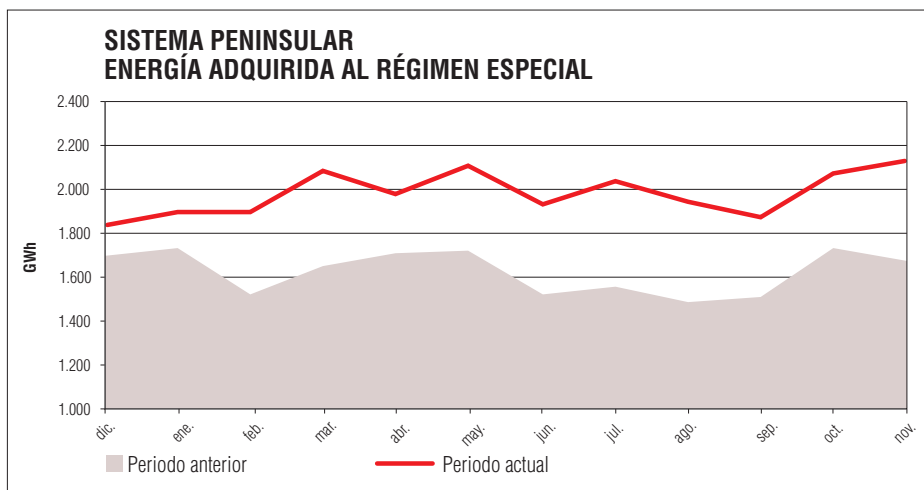
- En el mes de noviembre las adquisiciones de energía al régimen especial han mantenido la línea de crecimiento habitual durante el año 1999 al alcanzarse un volumen de energía adquirida de 2.131 GWh, un 27,1% mayor que en el mismo mes del año anterior.
- Tras un primer semestre del año en el que la tasa de crecimiento acumulado de esta energía se situó en el 21%, similar a la registrada en el conjunto de 1998, en los cinco meses siguientes el ritmo de crecimiento se ha elevado hasta el 27%, con lo que en el conjunto de los once meses del año transcurridos la energía adquirida ha ascendido a 21.927 GWh, un 23,3% superior a la del mismo período de 1998. Esta producción representa una aportación a la cobertura de la demanda del 13,1%, 1,8 puntos mayor que en el período enero-noviembre de 1998.
- Por tipo de combustible, en el período enero-noviembre la producción térmica aportó el 66,4% de la energía adquirida, la hidráulica el 20,9% y otras renovables el 12,7%. Todos los tipos de energía han incrementado su aportación respecto al año anterior, en especial las centrales que utilizan fuentes de energía renovables, de las que el sistema ha adquirido 7.369 GWh, incluida la energía hidráulica, un 36% más que en los primeros once meses del año 1998.
- En el conjunto de sistema extrapeninsulares, en el mes de noviembre, por segundo mes consecutivo, la energía adquirida al régimen especial no ha superado los 50 GWh, con una tasa de crecimiento muy por debajo de la habitual durante los primeros tres trimestres del año. Pese al descenso de los últimos dos meses, en los once meses del año transcurridos esta energía ha crecido un 22,4% respecto al a 1998 y ha aportado el 7,3% de la

(\*) 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	Noviembre		Acumulado anual			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	701	-33,7	10.048	16,3	2.391	-31,3
Lignito pardo	213	-30,0	2.648	-3,0	5	-78,8
Lignito negro	94	-32,4	1.139	16,8	1.407	16,6
Carbón importación	947	9,5	10.373	43,6	1.756	133,7
Gas natural (*)	81	-2,8	860	16,0	-	-
Gas siderúrgico	38	45,6	397	8,3	-	-
Fuel-oil	80	-72,6	2.518	190,5	685	109,6
<b>Sistema peninsular</b>	<b>2.154</b>	<b>-22,1</b>	<b>27.983</b>	<b>29,9</b>	<b>6.243</b>	<b>7,9</b>
Carbón	82	14,9	1.067	14,8	137	26,7
Fuel-oil	123	4,5	1.284	8,4	82	9,2
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>205</b>	<b>8,4</b>	<b>2.351</b>	<b>11,2</b>	<b>219</b>	<b>19,6</b>

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

(\*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Régimen especial	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	3.783	1.385	10,6	14.559	17,6	15.894	18,4
Hidráulica	1.274	533	162,5	4.584	39,2	4.845	28,4
Otras renovables	1.132	213	-3,6	2.785	32,0	3.020	32,7
<b>Sistema peninsular</b>	<b>6.189</b>	<b>2.131</b>	<b>27,1</b>	<b>21.927</b>	<b>23,3</b>	<b>23.758</b>	<b>22,0</b>
Térmica	85	32	5,1	420	21,2	453	20,2
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	70	17	16,6	257	24,3	280	28,5
<b>Sistemas extrapeninsulares</b>	<b>155</b>	<b>49</b>	<b>8,9</b>	<b>677</b>	<b>22,4</b>	<b>733</b>	<b>23,2</b>

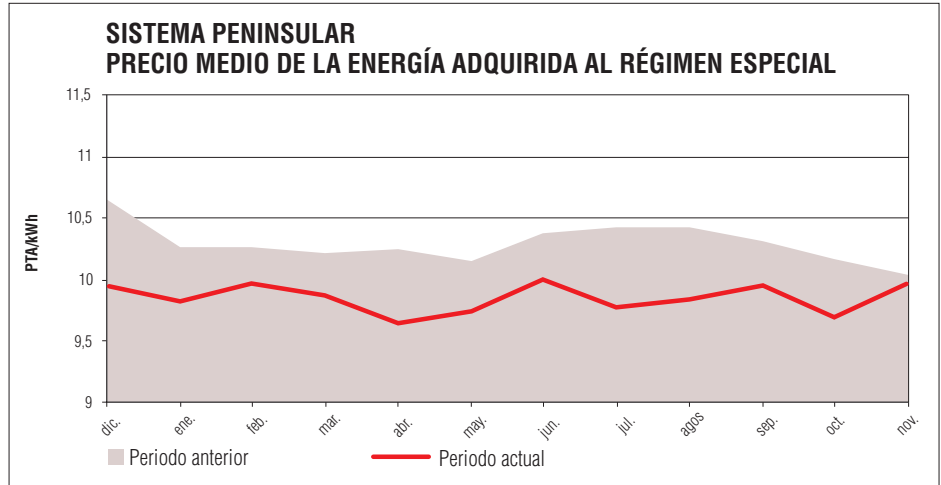
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

demanda del período, casi un 1% más que en los once primeros meses del año anterior.

- En el mes de noviembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,96 PTA/kWh, con lo que el precio de adquisición acumulado en los primeros once meses del año se sitúa en 9,79 PTA/kWh. Este precio es inferior en un 3,9% al del mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 1999.

### Intercambios internacionales

- En el mes de noviembre, el saldo importador de los intercambios internacionales ha ascendido a 624 GWh, uno de los valores más elevados del año y más de dos veces superior al registrado el mismo mes del año anterior.
- El dato de noviembre sitúa el saldo importador acumulado de los intercambios internacionales durante los once meses transcurridos del año 1999 en 5.276 GWh, un 67,6% mayor que el del mismo período del año anterior, y ha aportado el 3,2% de la demanda bruta total, un 1,2% más que en los once primeros meses de 1998.
- Por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y EDF se importaron 383 GWh, lo que supone una utilización del contrato del 96,7%.
- A Marruecos se exportaron 67 GWh por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y ONE, con una utilización del 100%, y 126 GWh por las exportaciones de UNION FENOSA autorizadas a finales de octubre.
- En el mes de noviembre no se ha producido ninguna exportación a Portugal derivada de los contratos de empresas españolas con REN.
- Por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y FEDA, en noviembre se ha exportado a Andorra un total de 29 GWh.
- En el mes de noviembre han continuado las operaciones de los distintos agentes externos en el mercado de producción. La empresa portuguesa REN ha realizado operaciones de venta por un total de 157 GWh. Por su parte, la operaciones de venta de EDF han ascendido a 149 GWh, mientras que ELECTRABEL incorporó 156 GWh al mercado español.
- En el mes de noviembre no se ha producido incorporación alguna de energía en aplicación de las autorizaciones concedidas a algunas empresas españolas para vender energía en el mercado español a través de la interconexión con Francia.



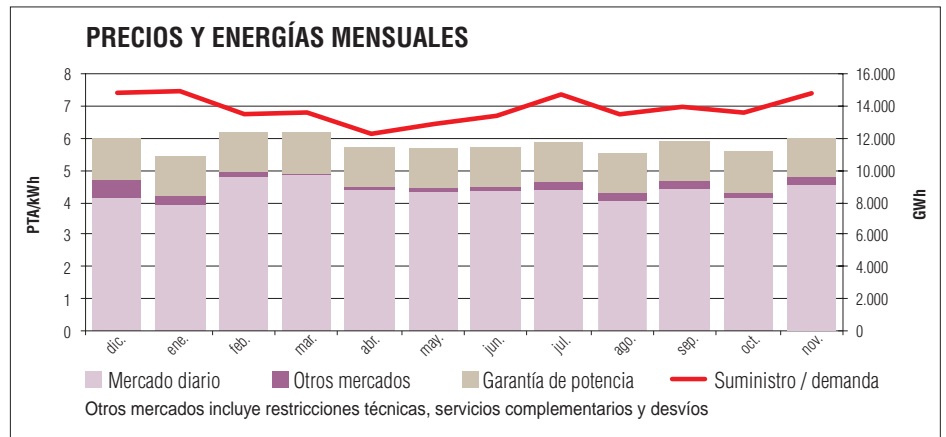
Intercambios internacionales (GWh)	Noviembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	30	-30	0	179	-179	0	198	-198
Francia	383	0	383	4.234	0	4.234	4.643	0	4.643
Marruecos	0	65	-65	0	716	-716	0	782	-782
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>A largo plazo</b>	<b>383</b>	<b>95</b>	<b>288</b>	<b>4.234</b>	<b>895</b>	<b>3.339</b>	<b>4.643</b>	<b>980</b>	<b>3.662</b>
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	151	0	151	909	13	895	911	53	858
Marruecos	0	129	-129	4	905	-902	4	905	-901
Portugal	157	0	157	1.298	490	808	1.302	612	690
Otros	156	0	156	1.135	0	1.135	1.220	0	1.220
<b>A corto plazo</b>	<b>464</b>	<b>129</b>	<b>335</b>	<b>3.345</b>	<b>1.409</b>	<b>1.937</b>	<b>3.437</b>	<b>1.570</b>	<b>1.867</b>
<b>Total</b>	<b>847</b>	<b>224</b>	<b>624</b>	<b>7.580</b>	<b>2.304</b>	<b>5.276</b>	<b>8.080</b>	<b>2.551</b>	<b>5.529</b>

### 3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

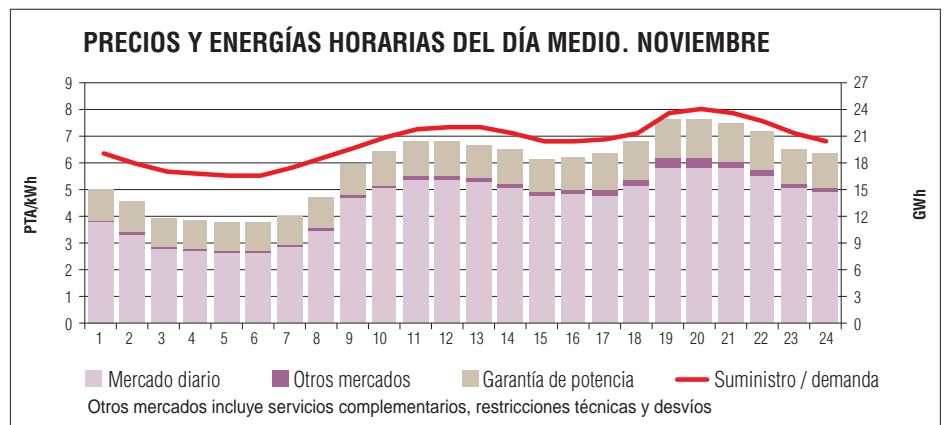
- El precio final del mercado de producción ha sido 6,01 PTA/kWh. Respecto del mes anterior, el comportamiento del mercado eléctrico se ha caracterizado por un aumento tanto de la demanda de electricidad, 6,7%, así como del precio 10,0%.
- Tal y como muestra el gráfico adjunto, el precio de noviembre es 15 céntimos superior al precio medio mensual correspondiente a los 12 últimos meses, 5,86 PTA/kWh.

#### Mercado diario

- En noviembre, el precio medio del mercado diario ha sido 4,62 PTA/kWh, la energía intercambiada 13.923 GWh y el volumen económico contratado 64.337 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 95,5% de la energía y el 73,4% del volumen económico.
- Las curvas de precios máximos, medios y mínimos presentan una clara tendencia creciente a lo largo del mes. Los precios medios ponderados se sitúan alrededor de 3,5 PTA/kWh a principios de mes subiendo hasta 5,5 PTA/kWh a finales de mes. Los precios mínimos presentan un perfil plano la primera semana, pero a partir del día 8 las tres curvas de precios obedecen, con la excepción del día 17, al perfil de la curva de energía negociada, creciente por la bajada de temperaturas.
- La diferencia entre precios máximos y mínimos se sitúa entre 1,9 y 4,8 PTA/kWh siendo dicha diferencia para el 90% de los días inferior a 4 PTA/kWh reflejando un aumento de la volatilidad respecto al mes anterior. El precio en



Mercado de producción	Noviembre		Acumulado	Últimos doce meses
	% s/octubre			
Energía (GWh)	14.586	6,7	151.930	166.857
Volumen (MPTA)	87.684	17,3	888.385	978.231
Precio (PTA/kWh)	6,01	10,0	5,85	5,86



Precio del mercado diario (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
L1	3,87	2,84	2,19	2,13	2,15	2,07	2,06	2,03	2,01	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,60	2,19	2,19	2,19	2,61	2,98	2,97	2,84	3,10	2,47	
M2	2,73	2,19	2,19	2,17	2,17	2,19	2,19	3,00	3,41	4,11	4,38	4,53	4,01	4,08	3,80	3,73	3,20	3,20	3,00	3,80	3,94	3,79	3,74	3,77	3,41
X3	2,30	2,19	2,18	2,18	2,13	2,18	2,19	3,62	3,67	3,65	3,70	3,69	3,73	3,58	3,65	3,60	3,27	3,47	3,54	3,84	4,11	3,70	3,80	3,76	3,31
J4	2,50	2,19	2,15	2,15	2,13	2,18	2,19	3,16	3,47	3,61	4,00	4,08	4,19	3,77	3,75	3,75	3,76	3,95	4,92	3,97	5,22	4,81	3,64	3,77	3,58
V5	2,92	2,19	2,19	2,15	2,15	2,19	2,19	3,24	4,62	4,91	5,18	5,41	5,35	4,82	4,66	4,88	4,63	4,91	5,69	5,43	5,61	5,03	4,91	4,80	4,32
S6	4,22	4,30	2,27	2,19	2,10	2,07	2,08	2,10	2,19	2,80	3,98	3,81	3,50	3,50	3,50	3,64	3,50	3,96	4,51	4,66	4,97	4,83	4,90	4,86	3,60
D7	4,55	4,24	2,20	2,14	2,10	2,08	2,09	2,09	2,07	2,18	3,50	3,74	3,50	3,50	3,47	3,73	3,40	3,98	4,45	4,61	5,21	4,92	4,62	4,23	3,55
L8	3,14	2,78	2,76	2,77	2,47	2,70	3,00	3,79	5,78	6,00	6,09	6,00	6,01	5,60	5,37	5,30	5,37	5,64	6,24	6,12	6,16	5,77	5,22	5,36	5,02
M9	3,01	3,05	2,77	2,76	2,70	2,75	3,01	3,79	5,51	6,05	5,56	5,63	5,69	5,31	5,03	5,04	5,08	5,23	5,92	6,02	5,74	5,57	5,09	5,28	4,78
X10	3,15	2,94	2,58	2,52	2,47	2,56	2,75	3,52	4,98	5,78	5,62	5,62	5,49	5,44	4,99	5,08	5,03	5,62	5,89	5,94	5,84	5,57	4,93	4,82	4,72
J11	3,00	2,77	2,64	2,64	2,63	2,64	3,09	3,38	5,42	5,57	5,35	5,24	5,00	4,75	4,43	4,43	4,43	4,80	5,59	5,35	5,35	5,29	4,53	4,72	4,42
V12	2,86	2,52	2,27	2,19	2,19	2,19	2,75	3,75	5,15	5,73	5,74	5,82	5,78	4,80	4,15	4,19	4,41	4,78	6,08	5,77	5,81	5,70	4,99	4,80	4,52
S13	4,86	3,64	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,71	4,58	4,63	4,13	3,84	3,72	3,99	3,86	4,41	5,16	5,00	4,97	4,99	4,73	4,93	3,85
D14	4,94	3,34	2,19	2,19	2,16	2,18	2,15	2,15	2,04	2,19	2,64	2,86	3,37	3,43	3,49	3,37	3,41	3,75	5,09	5,15	5,11	5,19	5,12	4,85	3,57
L15	3,90	3,29	3,23	2,93	2,19	2,19	3,23	4,16	5,75	6,19	6,10	6,12	6,12	5,89	5,69	5,64	5,83	5,87	6,55	6,58	6,58	6,22	5,70	5,67	5,31
M16	2,90	3,16	3,17	2,70	2,55	2,61	3,17	4,01	5,89	6,00	5,60	4,60	4,92	5,60	4,13	3,90	3,90	5,60	5,78	5,94	5,50	5,34	4,01	4,12	4,52
X17	3,35	3,32	3,26	3,20	3,24	3,28	3,40	4,08	5,78	6,11	6,11	6,17	6,15	5,98	5,73	5,74	5,72	6,24	7,00	7,00	6,54	6,07	5,65	5,62	5,36
J18	3,18	3,21	3,30	3,30	3,34	3,37	3,48	4,09	5,93	6,00	6,04	6,12	6,10	5,69	5,35	5,29	5,53	5,68	6,86	7,00	6,51	5,92	5,32	5,23	5,24
V19	3,77	3,34	3,34	3,34	3,38	3,37	3,42	4,09	6,00	6,50	6,45	6,41	6,29	5,83	5,72	5,86	5,94	6,06	7,00	7,00	6,83	6,35	5,82	5,55	5,49
S20	4,89	4,37	2,81	2,86	2,99	2,78	2,78	2,78	2,44	2,98	4,55	4,76	4,40	4,65	4,06	4,06	3,64	4,31	5,12	5,05	5,00	5,03	4,80	4,79	4,10
D21	4,85	4,54	2,27	2,19	2,17	2,17	2,17	2,17	2,18	2,19	3,89	4,08	4,09	4,03	3,89	3,81	3,66	4,13	4,97	5,14	5,11	5,14	5,19	4,74	3,85
L22	2,97	3,15	3,00	2,89	2,70	2,59	3,43	3,72	5,92	6,46	6,47	6,62	6,51	6,08	5,98	6,00	6,03	6,43	7,07	7,00	6,92	6,50	5,98	5,84	5,53
M23	3,69	3,43	3,36	3,32	3,35	3,48	3,59	4,62	6,20	6,56	6,40	6,43	6,44	6,10	5,65	5,91	5,75	6,21	6,85	6,84	6,59	6,03	5,16	4,93	5,46
X24	4,02	3,58	3,52	3,53	3,53	3,55	3,65	4,31	6,28	6,55	6,67	6,66	6,66	6,02	6,02	6,17	6,07	6,23	7,00	7,04	6,90	6,51	5,98	5,80	5,68
J25	4,12	3,54	3,54	3,53	3,55	3,56	3,60	4,69	6,31	7,00	7,00	7,00	7,00	6,55	6,19	6,16	6,21	6,29	7,03	7,38	7,00	6,68	6,19	5,99	5,85
V26	4,05	3,53	3,44	3,45	3,44	3,43	3,51	4,17	5,98	6,09	6,24	6,09	5,54	5,95	4,93	4,95	4,95	5,56	6,89	6,97	6,94	6,51	5,77	4,93	5,29
S27	4,90	4,41	3,08	2,63	2,89	2,78	2,82	3,02	2,58	3,58	4,92	5,14	5,02	4,89	4,45	4,44	4,47	4,44	5,23	5,09	5,07	4,93	4,82	4,90	4,29
D28	5,13	4,57	2,99	2,19	2,19	2,19	2,19	2,16	2,12	2,19	4,75	4,58	4,75	4,59	4,75	4,88	4,99	5,00	5,31	5,43	5,39	5,41	5,25	5,04	4,25
L29	3,92	3,18	2,85	2,89	2,30	2,93	3,43	4,17	5,58	5,88	6,62	6,43	6,57	6,17	5,73	5,77	5,88	6,20	6,99	7,07	6,89	6,41	5,85	5,29	5,46
M30	3,72	3,00	3,15	3,00	3,08	3,10	3,15	3,72	5,98	6,08	6,23	6,08	6,08	5,93	5,68	5,94	5,93	6,00	6,85	7,03	6,89	6,50	5,92	5,44	5,37
Media	3,75	3,32	2,80	2,70	2,65	2,68	2,88	3,50	4,70	5,05	5,38	5,37	5,29	5,07	4,78	4,82	4,79	5,14	5,84	5,85	5,80	5,52	5,06	4,94	4,62

Mínimo: 2,01      Precios de 2,01 a 3,62      Precios de 3,62 a 4,61      Precios de 4,61 a 7,38      Máximo: 7,38

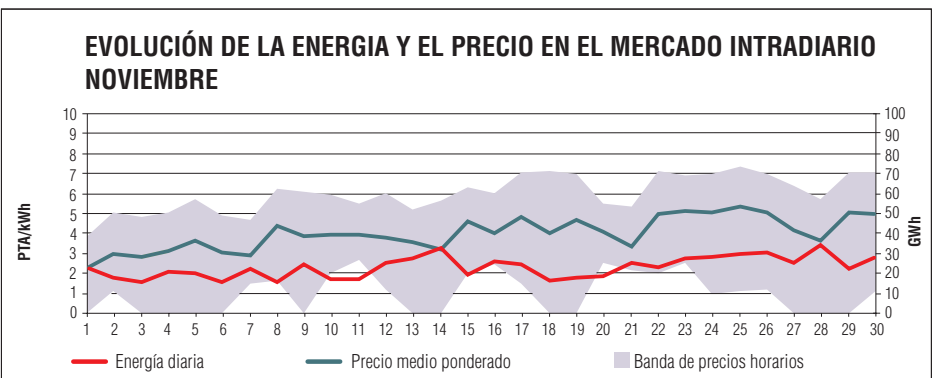
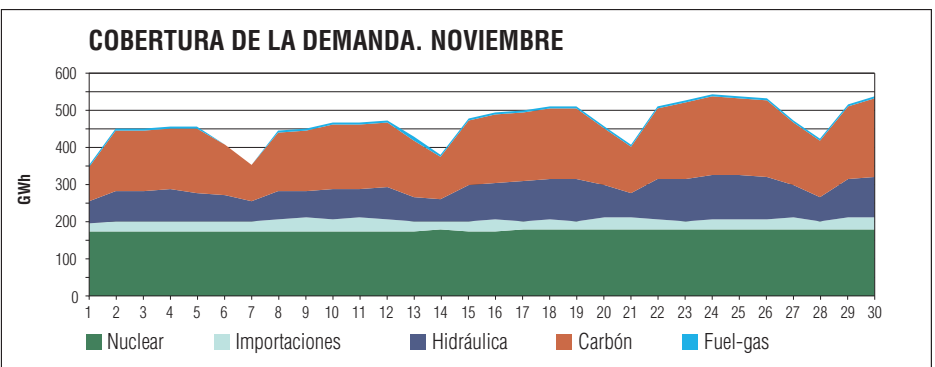
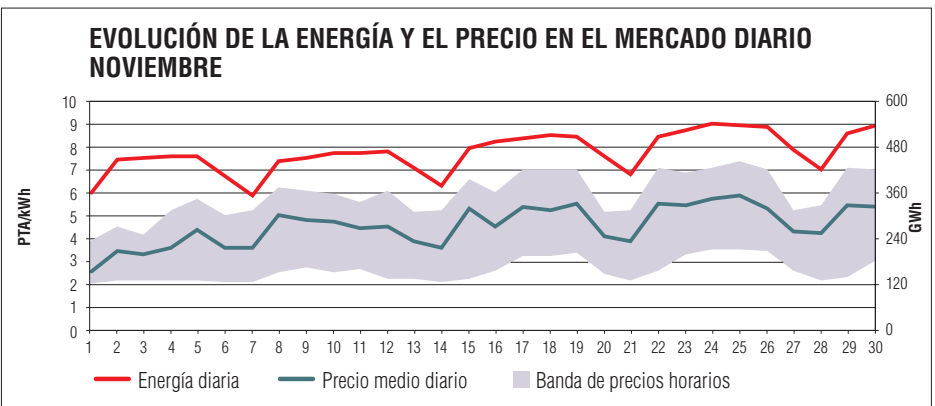
Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

horas valle oscila entre 4,6 y 2,1 PTA/kWh, y entre 7,4 y 2,0 PTA/kWh el resto de las horas. El precio mínimo del mes, 2,01 PTA/kWh se ha registrado en la hora 9 del lunes 1, y el precio máximo del mes ha sido 7,4 PTA/kWh en la hora 20 del jueves 25. El precio medio ha sido un 4% inferior al mes de noviembre del año anterior.

- La energía negociada durante el mes de noviembre, se ha situado en torno a 489 GWh/día los días laborables, 438 GWh/día los sábados y 382 GWh/día los festivos.
- El gráfico adjunto, relativo a la cobertura de la demanda diaria por tecnologías, permite comprobar la modulación de cada una de ellas para adecuarse al comportamiento de la demanda y, en particular, el aumento experimentado por la producción hidráulica a lo largo del mes.
- Los contratos bilaterales físicos no han operado durante este mes, al igual que viene sucediendo a lo largo de todo 1999.
- La energía adquirida en el mercado diario por comercializadores y consumidores cualificados, ha sido 3.182 GWh, con un precio medio de 4,63 PTA/kWh. En relación con el mercado diario, esto supone el 22,9% de la energía contratada y un aumento del 1,2% respecto de la energía adquirida el mes anterior.
- El volumen adquirido por las comercializadoras para su exportación a Andorra ha sido 30,4 GWh, para Marruecos 0,2 GWh, si bien las empresas productoras han adquirido para su exportación a Marruecos un total de 117,7 GWh.
- 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 quincena del mes; en el resto de las horas, han sido las unidades hidráulicas. Las unidades de agentes externos marcan precio en un número considerable de horas, dispersas a lo largo del mes.

## Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado se ha situado en 4,06 PTA/kWh, un 10% más que el mes anterior, y un 12,1% inferior al precio medio en el mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 689 GWh, un 15,6% menos que en octubre, de la que el 57,8% 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 2,2 cts/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 428, 98, 48, 31, 37 y 47 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actua-



- ción 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 2,9 y 6,0 PTA/kWh el 80% de los días, apreciándose una menor volatilidad que en los primeros meses de funcionamiento del mercado intradiario.

## Otros mercados

- La repercusión económica neta del conjunto de conceptos englobados bajo el término de "Otros mercados" ha supuesto un coste de 16,3 cts/kWh, un 2,7% del precio medio del mercado de producción. La energía gestionada por el operador del sistema ha sido 530 GWh, un 26% superior al mes de octubre, de los cuales 682 GWh han sido a subir y 497 GWh a bajar.
- Restricciones técnicas: La energía

necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado a 223 GWh, lo que supone un 1,6% de la energía correspondiente al mercado diario, un 298% mayor que en el mes de octubre. La repercusión sobre el precio final se ha elevado hasta los 8,7 cts/kWh.

- Regulación: la asignación media de banda de potencia por regulación secundaria ha sido a subir de 682 MW y a bajar de 497 MW. La repercusión económica total ha significado un coste de 7,8 cts/kWh, igual que en octubre; 3,2 cts/kWh corresponden a la banda y el resto a la energía de regulación.
- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto un incremento de la producción en 115 GWh con un precio medio superior al del mercado diario, lo que ha ocasionado un coste de 0,3 cts/kWh, manteniéndose igual respecto al mes anterior.

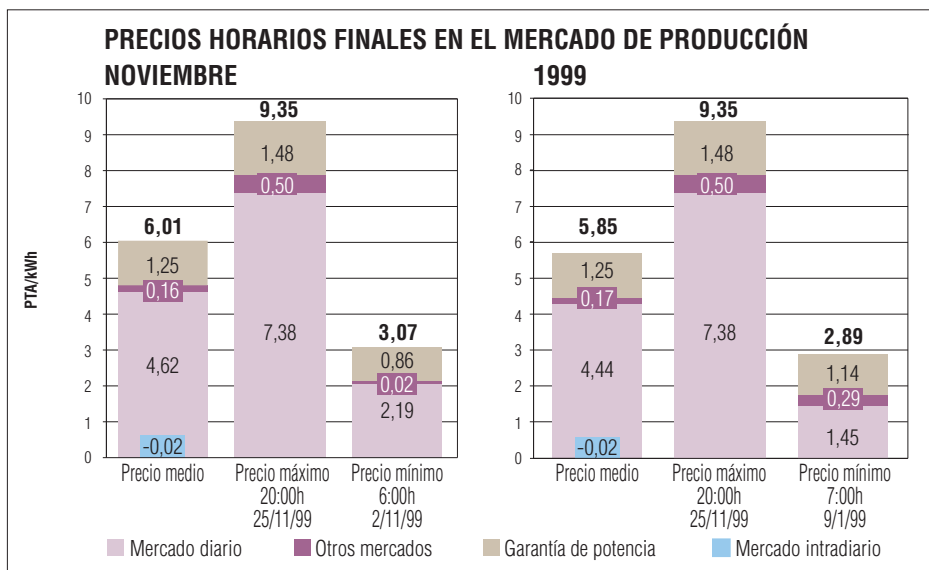
- Contratos internacionales de Red Eléctrica: la incorporación en el mercado de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica ha significado un ahorro de 0,2 cts/kWh.

### Garantía de potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de noviembre ha sido 18.241 MPTA, suponiendo un coste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,25 PTA/kWh, valor inferior al del mes anterior y que supone el 20,8% del precio medio del mercado.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores han sido de 3.418 GWh, un 4,4% más y el pago por garantía de potencia ha resultado un precio medio de 0,50 PTA/kWh.
- Las compras de distribuidores y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sido de 10.837 GWh, resultando un pago por garantía de potencia a un precio medio de 1,53 PTA/kWh.

### Precios finales

- El precio final del mercado ha sido 6,01 PTA/kWh. Debido principalmente a las diferencias en los pagos por garantía de potencia, el precio de distribuidores y exportación de Red Eléctrica ha sido 6,35 PTA/kWh, mientras que el de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos compradores ha sido 5,27 PTA/kWh. Respecto del mismo mes de 1998, ambos pre-



cios suponen un aumento del 1,8% y una disminución del 15,5%.

- El precio horario final máximo ha sido 9,35 PTA/kWh en la hora 20 del jueves 25 y el mínimo ha sido 3,07 PTA/kWh en la hora 6 del martes 2. La relación entre el máximo y el mínimo es de 3 veces aumentando 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 83% de los días del mes y ha habido diecisiete días en los que ha estado en el intervalo 4-6 PTA/kWh.
- En las horas de valle la franja de precios horarios se sitúa entre 3,1 y 5,9 PTA/kWh. En el resto de las horas los precios se sitúan en una franja entre 3,1 y 9,4 PTA/kWh.

- 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 4,14 PTA/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 6,569 PTA/kWh.

**Restricciones técnicas:** Cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad previstas.

**Regulación:** Adjudicación de regulación secundaria, utilización de energía secundaria y terciaria, resolución de emergencias en tiempo real y diferencias entre programa y medidas.

**Gestión de desvíos:** Gestión de desvíos y ajustes recogidos en el programa definitivo y en los subsiguientes programas.

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
L1	5,19	3,98	3,26	3,23	3,24	3,08	3,19	3,13	3,11	3,32	3,35	3,40	3,40	3,38	3,78	3,31	3,32	3,33	3,97	4,04	4,38	4,33	4,19	4,32	3,67
M2	3,89	3,23	3,20	3,08	3,10	3,07	3,28	4,11	4,81	5,42	5,68	5,82	5,32	5,35	5,10	5,04	4,69	4,68	4,81	5,49	5,56	5,31	5,12	5,09	4,72
X3	3,42	3,25	3,17	3,16	3,10	3,16	3,24	4,70	4,94	4,91	5,03	5,02	5,08	4,89	4,96	4,92	4,77	4,97	5,14	5,42	5,61	5,20	5,09	5,04	4,60
J4	3,65	3,26	3,16	3,14	3,12	3,17	3,26	4,31	4,75	4,87	5,27	5,37	5,45	5,03	5,03	5,01	5,24	5,41	6,46	5,60	6,72	6,26	4,94	5,05	4,84
V5	4,11	3,30	3,27	3,22	3,20	3,20	3,26	4,34	5,89	6,18	6,45	6,67	6,61	6,08	5,93	6,14	6,09	6,39	7,23	6,96	7,09	6,49	6,22	6,10	5,59
S6	5,41	5,52	3,43	3,28	3,18	3,18	3,22	3,24	3,34	4,09	5,25	5,11	4,74	4,74	4,73	4,81	4,66	5,13	5,82	5,98	6,25	6,13	6,22	6,16	4,81
D7	5,81	5,51	3,38	3,28	3,22	3,20	3,20	3,18	3,16	3,33	4,70	4,99	4,75	4,76	4,72	4,95	4,59	5,22	5,75	5,90	6,45	6,17	5,92	5,55	4,75
L8	4,35	3,94	3,90	3,85	3,50	3,75	4,24	4,97	7,08	7,28	7,37	7,29	7,30	6,90	6,64	6,64	6,90	7,14	7,78	7,75	7,76	7,31	6,58	6,70	6,34
M9	4,18	4,12	3,79	3,73	3,66	3,71	4,09	4,96	6,84	7,35	6,83	6,94	7,04	6,58	6,20	6,21	6,51	6,71	7,47	7,60	7,26	7,05	6,37	6,58	6,04
X10	4,28	4,12	3,76	3,60	3,51	3,59	3,85	4,70	6,30	7,09	6,92	6,96	6,80	6,71	6,27	6,36	6,60	7,19	7,66	7,78	7,54	7,11	6,30	6,17	6,03
J11	4,23	3,98	3,73	3,72	3,68	3,70	4,27	4,60	6,70	6,84	6,64	6,51	6,30	6,04	5,74	5,81	5,98	6,77	8,04	7,17	7,09	6,93	5,91	6,01	5,84
V12	4,09	3,74	3,42	3,31	3,30	3,30	3,89	4,92	6,45	7,05	7,04	7,20	7,17	6,23	5,55	5,63	6,06	6,60	7,99	7,59	7,55	7,25	6,29	6,10	5,90
S13	6,07	4,95	3,52	3,49	3,43	3,39	3,39	3,45	3,45	4,05	5,84	5,90	5,45	5,18	5,04	5,30	5,16	5,76	6,57	6,51	6,42	6,40	6,17	6,29	5,16
D14	6,32	4,69	3,60	3,63	3,44	3,35	3,29	3,24	3,16	3,33	3,89	4,16	4,68	4,82	4,81	4,59	4,67	5,00	6,45	6,55	6,53	6,57	6,51	6,44	4,86
L15	5,25	4,57	4,52	4,09	3,37	3,34	4,43	5,40	7,12	7,74	7,92	7,78	7,78	7,41	7,11	7,14	7,52	7,88	8,79	8,84	8,67	8,17	7,17	7,13	6,92
M16	4,17	4,34	4,29	3,76	3,63	3,67	4,27	5,16	7,30	7,47	7,22	6,30	6,56	7,11	5,70	5,52	5,83	7,48	7,85	8,13	7,42	7,08	5,54	5,55	6,06
X17	4,55	4,50	4,37	4,25	4,30	4,33	4,48	5,29	7,12	7,58	7,62	7,68	7,65	7,50	7,24	7,21	7,49	8,07	8,87	8,86	8,39	7,77	7,05	6,93	6,81
J18	4,40	4,33	4,35	4,33	4,36	4,38	4,57	5,28	7,29	7,49	7,51	7,61	7,59	7,23	6,86	6,83	7,30	7,61	8,74	8,86	8,38	7,65	6,82	6,59	6,68
V19	4,93	4,45	4,41	4,45	4,44	4,44	4,55	5,32	7,45	8,10	7,98	7,97	7,80	7,34	7,19	7,34	7,70	7,91	8,84	8,86	8,70	8,04	7,35	6,90	6,95
S20	6,11	5,57	4,01	4,06	4,13	3,92	3,92	3,94	3,65	4,20	5,81	6,04	5,66	5,89	5,31	5,29	4,90	5,63	6,58	6,65	6,44	6,45	6,18	6,13	5,38
D21	6,18	5,82	3,56	3,45	3,38	3,33	3,31	3,25	3,24	3,33	5,11	5,39	5,44	5,39	5,20	5,12	4,93	5,47	6,45	6,60	6,57	6,62	6,56	6,26	5,16
L22	4,32	4,40	4,21	4,03	3,79	3,67	4,70	4,99	7,42	8,12	8,15	8,19	8,06	7,64	7,52	7,57	7,79	8,39	9,04	9,04	8,92	8,32	7,57	7,34	7,12
M23	5,00	4,57	4,60	4,52	4,48	4,56	4,77	5,83	7,57	8,14	7,96	7,91	7,91	7,66	7,16	7,39	7,49	7,96	8,69	8,86	8,57	7,99	6,98	6,48	6,97
X24	5,20	4,74	4,67	4,60	4,56	4,58	4,76	5,52	7,68	7,99	8,11	8,11	8,11	7,52	7,50	7,69	7,81	8,16	8,90	8,99	8,74	8,40	7,64	7,25	7,15
J25	5,33	4,71	4,64	4,62	4,63	4,62	4,75	5,98	7,72	8,40	8,43	8,44	8,46	8,03	7,66	7,65	7,87	8,14	8,92	9,35	8,88	8,57	7,75	7,40	7,30
V26	5,26	4,76	4,59	4,56	4,49	4,47	4,67	5,42	7,39	7,56	7,74	7,56	7,08	7,43	6,43	6,44	6,74	7,49	8,98	9,05	8,90	8,42	7,35	6,35	6,79
S27	6,21	5,67	4,32	3,83	4,04	3,91	4,01	4,15	3,81	4,91	6,31	6,61	6,39	6,19	5,78	5,71	5,75	5,79	6,63	6,56	6,50	6,42	6,27	6,33	5,60
D28	6,53	5,94	4,25	3,46	3,42	3,34	3,31	3,23	3,16	3,38	5,95	5,87	6,05	5,95	6,11	6,11	6,26	6,34	6,73	6,98	6,83	6,85	6,68	6,49	5,52
L29	5,21	4,32	3,97	4,07	3,48	4,01	4,60	5,38	7,06	7,47	8,20	8,01	8,11	7,75	7,35	7,41	7,80	8,23	9,11	9,26	9,02	8,47	7,58	6,93	7,08
M30	4,94	4,23	4,29	4,13	4,14	4,15	4,31	4,92	7,37	7,59	7,76	7,60	7,56	7,45	7,20	7,54	7,81	7,97	8,90	9,12	8,88	8,39	7,59	6,87	6,88
Media	4,99	4,51	3,96	3,83	3,74	3,75	4,02	4,67	6,01	6,41	6,78	6,77	6,69	6,47	6,16	6,21	6,36	6,80	7,61	7,62	7,51	7,16	6,53	6,34	6,01

Mínimo: 3,07      Precios de 3,07 a 4,20      Precios de 4,20 a 6,46      Precios de 6,46 a 9,35      Máximo: 9,35

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

## 4. RED DE TRANSPORTE

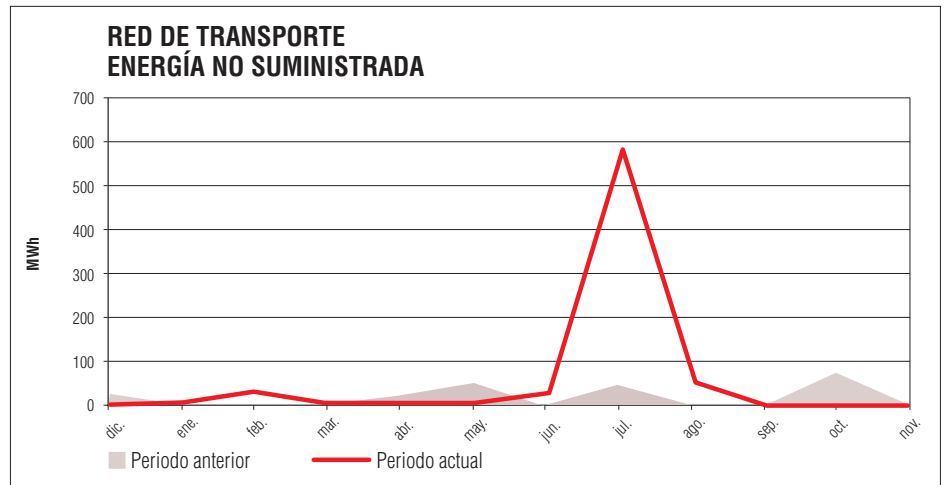
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a 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 ha registrado un único corte de mercado, en la zona de Galicia, con una energía no suministrada de 0,35 MWh.
- En el período enero-noviembre la ENS suma un total de 689,4 MWh, la misma cifra que en los últimos doce meses dado que en el mes de diciembre de 1998 no se produjo ningún corte de mercado. Por su parte, el valor del TIM se ha situado en noviembre en 1,977 minutos, 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.
- La tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de noviembre ha sido del 2,1%, casi un 40% inferior a la registrada en el mismo mes del año anterior. La práctica totalidad de esta reducción tiene su origen en la menor incidencia de las indisponibilidades no programadas, tanto las debidas a mantenimiento preventivo, que se han reducido en 0,6 puntos, como las debidas a otras causas ajenas al mantenimiento, que han descendido en 0,7 puntos. El dato de noviembre sitúa las tasas de indisponibilidad acumulada e interanual en el 2,4% y el 2,3%, respectivamente, ambas muy por debajo de las registradas en los mismos períodos del año anterior.
- En el mes de noviembre los valores de la capacidad comercial de importación y exportación con Portugal se han incrementado, situándose en 650 y 750 MW, respectivamente. Por su parte, las capacidades de intercambio con Francia y Marruecos son las mismas que el mes pasado.

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

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

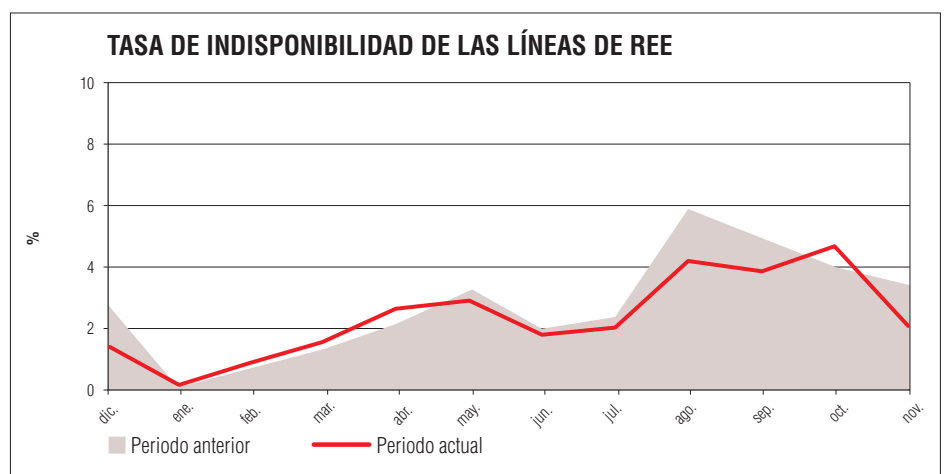
**Tasa de indisponibilidad:** Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

**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.



### Red de transporte Calidad del servicio

	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	0,4	689,4	689,4
Tiempo de interrupción medio (min.)	-	-	1,977



### Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	1,4	-32,2	1,1	-9,2	1,0	-21,1
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-60,4	0,1	18,4	0,1	12,2
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,7	-49,7	1,3	-47,0	1,2	-17,1
<b>Total</b>	<b>2,1</b>	<b>-39,3</b>	<b>2,4</b>	<b>-33,9</b>	<b>2,3</b>	<b>-18,4</b>

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

### Interconexiones internacionales Capacidad comercial (MW)

	Noviembre	
	Importación	Exportación
Francia	900	700
Marruecos	300	350
Portugal	650	750

## 5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

### INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 11 del año 1999, correspondiente al período enero-noviembre, ascendieron 1.542.673 MPTA, de los cuales el 96,9% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 2,7% a peajes.
- Del total de ingresos, el 13,2%, 202.987 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos

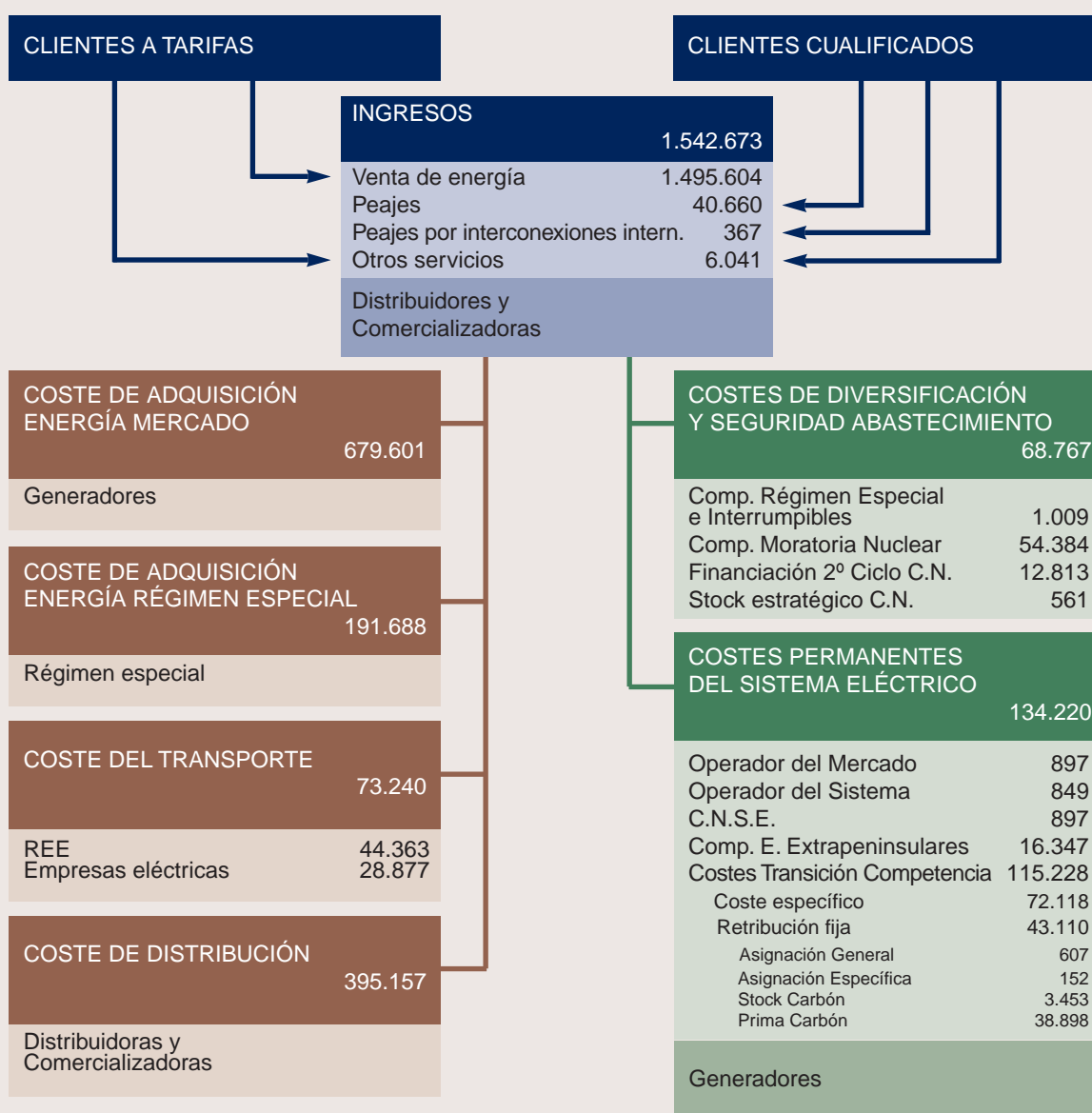
115.228 MPTA corresponden a la retribución fija o costes transitorios.

- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 11 supone un 78,7% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1999. Este porcentaje se sitúa casi seis puntos 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 11 del año 1999, se ha elevado a 679.601 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 110.662 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 20.400 MPTA.

### INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 11, 1999. Período Enero-Noviembre (\*)

(Millones de pesetas)

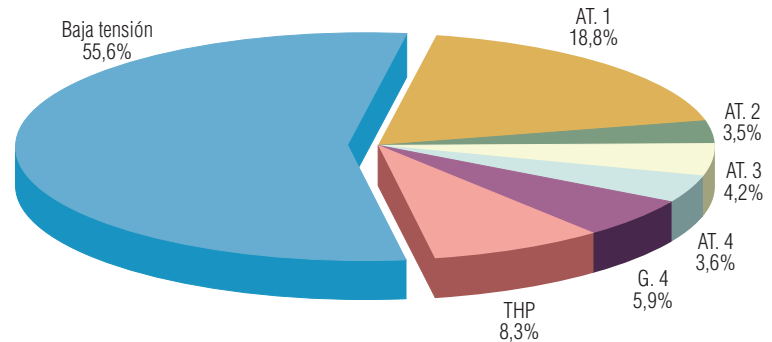
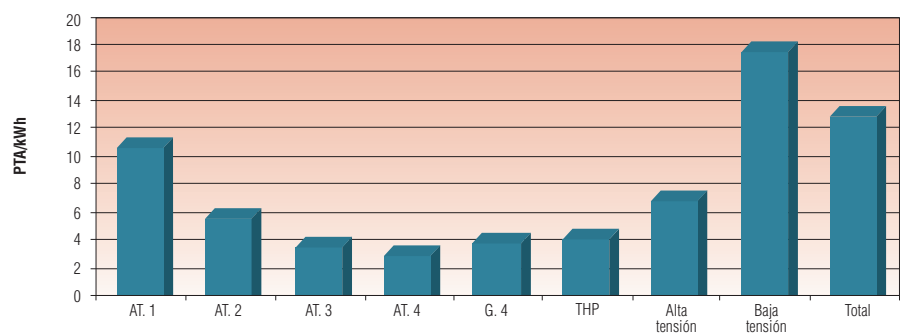


(\*) Debido al desfase entre consumo y facturación, la liquidación de los ingresos y costes correspondientes a un determinado período no se conoce completamente hasta dos meses más tarde.

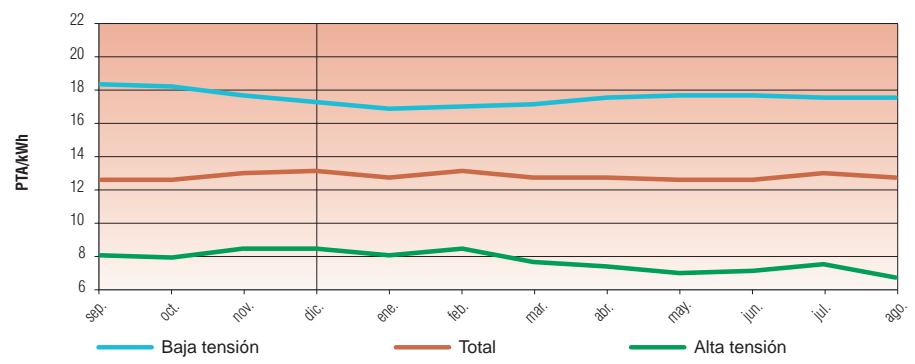
## CONSUMO A TARIFA REGULADA (\*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en el sistema peninsular en el mes de agosto ha ascendido a 11.119 GWh, un 13,0% inferior al registrado en el mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento, al igual que viene sucediendo en meses anteriores, 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.
- Al contrario que en meses anteriores, la tasa de decrecimiento de noviembre es inferior a la del mes anterior. Esta circunstancia tiene su origen en el buen comportamiento de la actividad económica en el mes de agosto, que ha influido positivamente en el consumo de los consumidores en alta tensión que permanecen en la tarifa regulada, compensando parcialmente el efecto de la progresiva liberalización del suministro.
- La salida de consumidores de la tarifa regulada afecta exclusivamente a los clientes en alta tensión, cuyo consumo se ha reducido en un 27,8% en el mes de agosto, tasa superior en cerca de dos puntos a la del mes anterior debido a la positiva influencia de la actividad económica anteriormente señalada. Por su parte, los consumos en baja tensión, a los que no afecta el trasvase de consumidores cualificados, se han incrementado en el mes de agosto en un 3,9%.
- En términos acumulados, la aceleración de la liberalización del mercado que se está llevando a cabo durante el año 1999 ha situado el consumo facturado en el período enero-agosto en 94.858 GWh, un 7,9% por debajo del registrado durante los primeros ocho meses de 1998. De igual forma,

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

SISTEMA PENINSULAR  
CONSUMO FACTURADO POR TIPO DE TARIFA. AGOSTOSISTEMA PENINSULAR  
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. AGOSTO

## SISTEMA PENINSULAR. TARIFAS MEDIAS



Datos de facturación Consumo	Agosto				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)	2.095	-43,5	10,57	-0,1	20.470	-30,9	10,60	1,1	35.076	-20,2	10,56	-2,8
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	385	-40,2	5,55	-23,2	3.460	-34,9	6,60	-13,2	5.877	-27,0	6,95	-12,1
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	467	-6,3	3,54	-7,1	3.899	-5,7	4,35	-10,9	5.818	-5,4	4,45	-14,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	406	-7,1	2,73	-13,4	3.167	-10,9	3,43	-11,9	4.806	-12,8	3,51	-12,6
G.4 (Grandes consumidores)	658	0,8	3,64	0,8	5.210	2,4	3,67	0,1	7.786	2,0	3,66	-1,8
Tarifa horaria de potencia	925	2,7	4,09	-5,7	7.674	3,1	5,41	-7,6	11.466	7,5	5,66	-8,0
<b>Alta tensión (*)</b>	<b>4.937</b>	<b>-27,8</b>	<b>6,73</b>	<b>-13,8</b>	<b>43.879</b>	<b>-20,5</b>	<b>7,48</b>	<b>-7,8</b>	<b>70.828</b>	<b>-13,6</b>	<b>7,73</b>	<b>-8,1</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>6.182</b>	<b>3,9</b>	<b>17,46</b>	<b>-4,0</b>	<b>50.979</b>	<b>6,5</b>	<b>17,25</b>	<b>-4,0</b>	<b>76.242</b>	<b>6,7</b>	<b>17,41</b>	<b>-5,7</b>
<b>Sistema peninsular (*)</b>	<b>11.119</b>	<b>-13,0</b>	<b>12,70</b>	<b>0,5</b>	<b>94.858</b>	<b>-7,9</b>	<b>12,73</b>	<b>0,3</b>	<b>147.070</b>	<b>-4,1</b>	<b>12,75</b>	<b>-2,6</b>

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

(\*) No incluye los consumos de los consumidores cualificados que han salido de la tarifa regulada.

en términos interanuales, el consumo facturado ascendía en agosto a 147.070 GWh, un 4,1% inferior al mismo período del año anterior.

- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el período enero-agosto ha sido 12,73 PTA/kWh, valor muy similar al del mismo período de 1998. Este dato no refleja por tanto el descenso medio del 2,5% que resulta de la aplicación de las tarifas aprobadas para 1999, debido al 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.
- El número total de clientes en el mes de agosto ascendió a 20,5 millones. Del total de clientes, 62.727 son de media y alta tensión.

#### Datos de facturación

	Agosto		
	Ciudadanos Número	Potencia MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	61.924	10.084	-33,2
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	578	1.080	-41,1
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	73	687	-16,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	23	485	-16,5
G.4 (Grandes consumidores)	5	906	1,5
Tarifa horaria de potencia	124	2.003	3,8
<b>Alta tensión</b>	<b>62.727</b>	<b>15.245</b>	<b>-35,7</b>
<b>Baja tensión</b>	<b>20.454.531</b>	<b>94.132</b>	<b>2,9</b>
<b>Sistema peninsular</b>	<b>20.517.258</b>	<b>109.377</b>	<b>-5,1</b>

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

- La potencia facturada en el mes de agosto ha ascendido a 109.377 MW, con un crecimiento negativo del 5,1%, resultado de la menor potencia facturada en media y alta tensión, que

ascendió a 15.245 MW, un 35,7% menos que en el mismo mes de 1998, como consecuencia de la salida de la tarifa regulada de numerosos consumidores cualificados.

## 6. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

### PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA Y CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES. 1998 (\*)

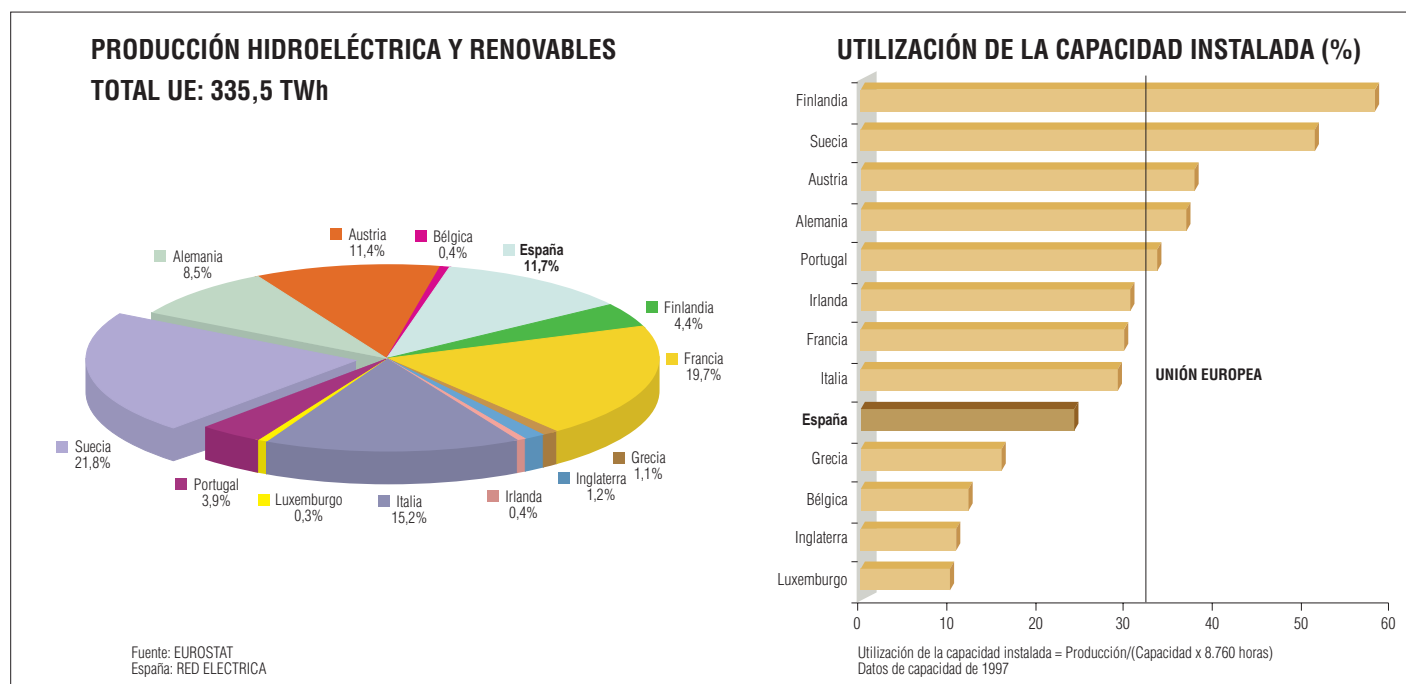
- La producción procedente de centrales hidroeléctricas y de centrales que utilizan fuentes de energía renovables del conjunto de países de la Unión Europea ascendió en 1998 a 335,5 TWh, casi un 4% superior al año anterior, y ha aportado el 15% de la producción total de energía eléctrica.
- Por países, las mayores producciones correspondieron a Suecia, Francia e Italia cuya aportación conjunta alcanzó el 56,7% de la producción hidráulica

total. En un lugar intermedio se sitúan España, Austria y Alemania con una contribución conjunta del 31,6%, mientras que el resto de los países tan solo aportó el 11,7% de la producción total.

- El factor de carga o grado de utilización de la capacidad instalada hidráulica y de centrales que utilizan fuentes de energía renovables del conjunto de países de la Unión Europea en el año 1998 ha sido del 33%, con una distribución dispar por

países. Así, los países nórdicos y centroeuropeos, con unas condiciones climáticas y orográficas que favorecen altos producidos hidráulicos, presentan índices de utilización superiores a la media comunitaria. Por el contrario, la mayor parte de los países del arco sur comunitario registran factores de carga que apenas superan el 30%.

(\*) No se dispone de los datos de Holanda y Dinamarca.



**PRINCIPALES DISPOSICIONES DE DESARROLLO DE LA LEY 54/1997, DEL SECTOR ELÉCTRICO (\*)**

**GENERACIÓN**

**Mercado de producción**

- REAL DECRETO 2019/1997, de 26 de septiembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- ORDEN de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- ORDEN de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Disposiciones sobre procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la gestión técnica del sistema eléctrico.
- Resolución de 15 de febrero de 1999 de la Secretaría de Estado de Industria y Energía por la que se modifica las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y se prorroga la vigencia del Contrato de Adhesión a dichas Reglas (modifica Resolución de 30 de junio de 1998).

**Régimen especial**

- REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

**Agentes externos**

- ORDEN de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

**Medidas**

- REAL DECRETO 2018/1997, de 26 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- ORDEN de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

**TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

- REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- REAL DECRETO 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes. (CORRECCIÓN de erratas del Real Decreto 2820/1998, publicada en BOE nº 79, de 2 de abril de 1999)
- ORDEN de 14 de junio de 1999 por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

**TARIFA Y COSTES REGULADOS**

**Tarifas**

- REAL DECRETO 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998. (CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 2016/1997, publicada en BOE nº 65, de 17 de marzo de 1998)
- REAL DECRETO 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.
- REAL DECRETO 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2000.

**Liquidaciones**

- REAL DECRETO 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. (CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 2017/1997, publicada en BOE nº 87, de 11 de abril de 1998).
- REAL DECRETO 2020/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras.
- ORDEN de 19 de octubre de 1998 por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras.
- ORDEN de 19 de octubre de 1998 por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientos veinte horas de funcionamiento
- ORDEN de 15 de noviembre de 1999 por la que se modifica la Orden de 19 de octubre de 1998 por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras.

**OTROS**

- LEY 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social (Crea el Impuesto de la Electricidad y modifica los apartados 4 y 5 del artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico).
- REAL DECRETO 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del Sector Eléctrico. (CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 437/1998, publicada en BOE nº 100, de 27 de abril de 1998).
- LEY 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (Crea la Comisión Nacional de la Energía y modifica la Disposición adicional décimoséptima de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico).
- ORDEN de 5 de noviembre de 1998 por la que se establecen programas de incentivación de la gestión de la demanda para 1998.
- REAL DECRETO 2596/1998, de 4 de diciembre, sobre liquidación y extinción de la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (OFICO) y traspaso de sus funciones y medios a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
- LEY 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social (Modifica algunas disposiciones de la Ley 54/1997, relativas al Operador del Mercado y Costes de Transición a la Competencia).
- REAL DECRETO-LEY 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia. (Reduce la tarifa eléctrica doméstica del año 1999 y adelanta el calendario para el acceso de los consumidores al mercado liberalizado). (CORRECCIÓN de errores del Real Decreto-Ley 6/1999, publicada en BOE nº 101, de 28 de abril de 1999)
- REAL DECRETO 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de la Energía.

LEY 54/1997,  
DEL SECTOR  
ELÉCTRICO

(\*) Incluye disposiciones publicadas hasta el 31 de diciembre de 1999.



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>