

ENERGÍA ELÉCTRICA

NOVIEMBRE 1998. Nº 6



Ministerio de Industria
y Energía

Miner



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 facturado	
6. La energía eléctrica en la Unión Europea	16
• Consumo de energía primaria	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central térmica Soto de Ribera
Plataforma Solar de Almería

Fecha de redacción: 5 de febrero de 1999

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

Depósito Legal: M-34974 - 1998

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En noviembre, tras dos meses de desaceleración en el ritmo de crecimiento de la demanda, se ha registrado un incremento de demanda más próximo al habitual durante 1998, al alcanzarse un valor de demanda mensual de 14.688 GWh, un 5,8% superior a la del mismo mes de 1997.
- El incremento de demanda una vez corregido el efecto de la laboralidad, que ha restado 0,2 puntos al crecimiento de la demanda, y el efecto de la temperatura, cuyo impacto ha aportado un 1,3% al crecimiento, ha sido del 4,7%. Este incremento, si bien supera en más de medio punto a los registrados los dos meses anteriores, es el tercero más bajo registrado a lo largo del año 1998.
- El día 23 de noviembre a las 20 horas se registró un nuevo récord histórico de demanda de potencia media horaria con 28.180 MW, casi 300 MW por encima del valor máximo anterior alcanzado el 26 de enero. La demanda máxima de energía diaria en el mes de noviembre se alcanzó el día 25 con 562 GWh, registro inferior en apenas 1 GWh al actual récord histórico alcanzado el 27 de enero.
- La estructura de producción en el mes de noviembre ratifica la tendencia de incremento de la generación térmica convencional que se viene produciendo

en los últimos meses, favorecida por la baja hidráulicidad que se prolonga desde el mes de julio. La aportación de la producción térmica convencional a la producción bruta ha sido del 54,6%, la más alta a lo largo de 1998. Por el contrario, la producción hidroeléctrica ha ascendido a 1.511 GWh., la menor registrada en los últimos dos años, con una aportación a la producción bruta mensual del 11,1%, la menor en los últimos 3 años. Por su parte, la producción nuclear contribuyó con el 34,2% de la producción bruta, valor inferior al habitual como consecuencia de la parada por recarga de combustible de Almaraz II

- En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares -Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla- la demanda bruta en el mes de noviembre ha ascendido a 757 GWh, un 10,6% superior a la demanda del mismo mes de 1997. Esta tasa de crecimiento, la mayor registrada a lo largo de 1998 y superior en casi 6 puntos a la registrada en el mes de octubre, recupera la línea de altos incrementos de demanda tras la ligera desaceleración advertida en octubre.
- La valoración de la generación en los once primeros meses del año asciende a 996.087 MPTA con un coste medio de 6,34 PTA/kWh. Destaca el mayor coste unitario de la energía procedente del régimen especial respecto al coste de generación de las empresas y al coste medio de las importaciones.
- El precio medio mensual final en el mercado de producción de energía eléctrica de noviembre ha sido 6,26 PTA/kWh, un 11,6% más que el mes anterior y el segundo precio más alto tras el máximo alcanzado en agosto. El comportamiento ligeramente alcista de los precios en el mercado diario ha situado el precio medio en 4,81 PTA/kWh, máximo mensual alcanzado hasta el momento. El sobrecoste derivado de Otros mercados, 0,20 PTA/kWh, a pesar de haber experimentado un fuerte incremento, 42,9% respecto de octubre, se ha mantenido por debajo del valor medio histórico. Tanto la garantía de potencia como el mercado intradiario han mantenido valores similares respecto del mes anterior.

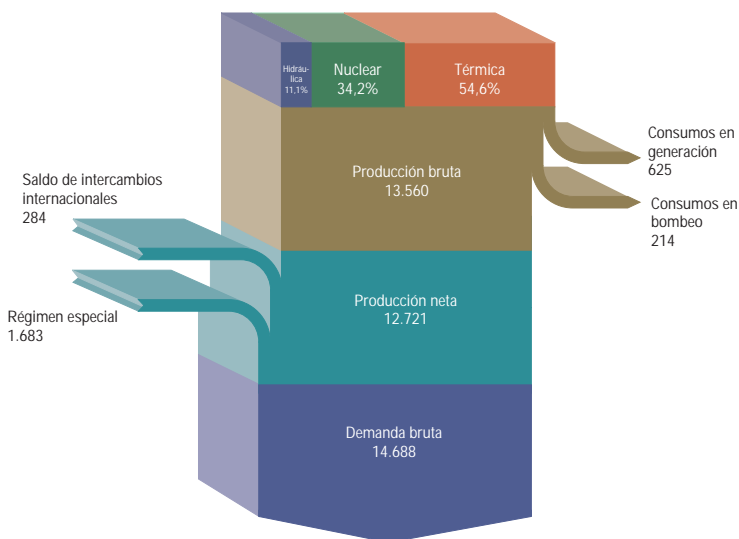
Balance eléctrico	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	12.721	2,8	136.073	0,1	149.465	0,8
Régimen especial	1.683	16,0	17.524	22,2	19.140	21,3
Intercambios internacionales	284	336,9	3.151	-	2.982	-
Demanda bruta	14.688	5,8	156.746	6,4	171.585	6,5
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	712	10,6	7.903	7,3	8.595	7,6
Régimen especial	45	10,7	553	10,8	595	9,7
Demanda bruta	757	10,6	8.456	7,5	9.190	7,7

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

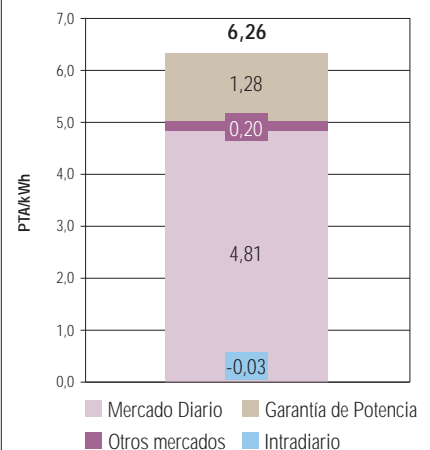
Valoración de la generación	Acumulado anual			
	Coste total		Coste unitario	
	MPTA	%	PTA/kWh	%
Generación neta de las empresas	797.088	80,0	5,87	-7,3
Intercambios internacionales (*)	22.745	2,3	5,49	-13,4
Régimen especial	176.255	17,7	10,19	60,8
Total	996.087	100,0	6,34	-

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

BALANCE ELECTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. NOVIEMBRE (GWh)



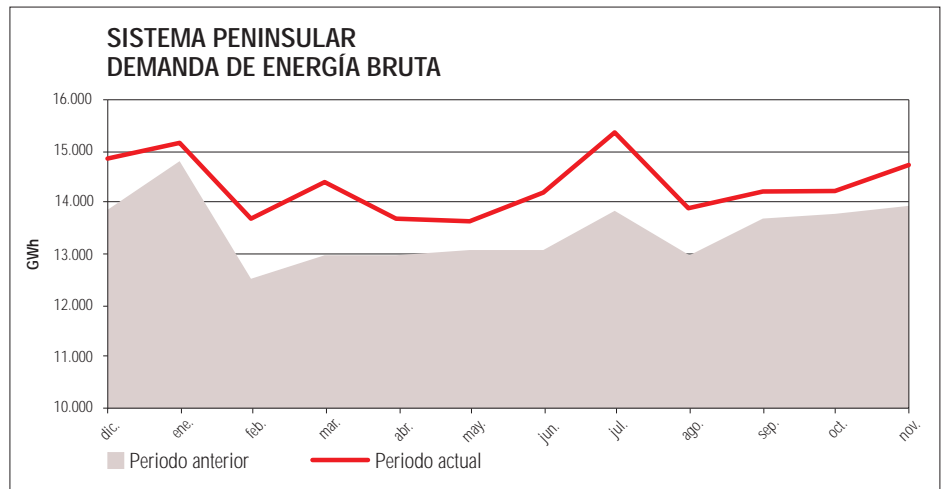
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO. NOVIEMBRE



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

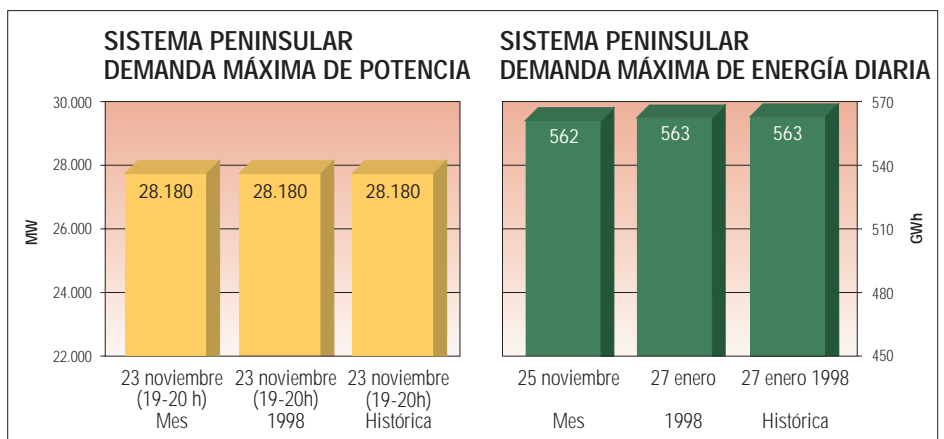
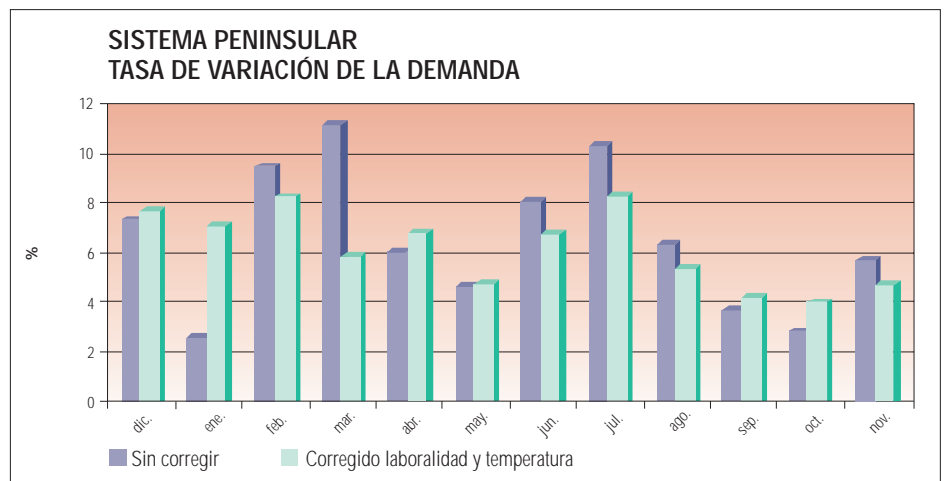
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda bruta peninsular de energía eléctrica en el mes de noviembre fue 14.688 GWh, con un crecimiento del 5,8% respecto al mismo mes del año anterior.
 - La laboralidad restó 0,2 puntos al crecimiento debido a que este año la festividad del día 1 se trasladó al lunes 2, mientras que el año anterior esta fiesta fue en sábado.
 - Durante el mes de noviembre, las temperaturas máximas fueron similares a las del año anterior, mientras que las temperaturas mínimas registraron valores significativamente inferiores durante casi todos los días del mes. En conjunto, las temperaturas medias han sido más frías que en 1997, produciendo un efecto positivo sobre el crecimiento de la demanda de 1,3 puntos.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda de energía bruta se estima en un 4,7%. Este crecimiento, si bien es superior en 0,6 puntos al registrado en los dos últimos meses, es inferior en más de un punto a los crecimientos medios acumulado e interanual del año 1998.
- Hasta el mes de noviembre, las tasas de crecimiento acumulado e interanual del año 1998 se sitúan en torno a 3 puntos por encima de las del año anterior.
- El día 23 de noviembre a las 20 horas se registró un nuevo récord histórico de demanda de potencia media horaria con 28.180 MW, casi 300 MW por encima del valor máximo anterior alcanzado el 26 de enero. La demanda máxima de energía diaria en el mes de noviembre se alcanzó el día 25 con 562 GWh, registro inferior en apenas 1 GWh al actual récord histórico alcanzado el 27 de enero.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares la demanda en el mes de noviembre ascendió a 757 GWh, con un crecimiento del 10,6% respecto al mismo mes del año anterior. Este crecimiento mensual es el mayor registrado durante el año 1998 y sitúa el crecimiento acumulado durante los once meses de año transcurridos en el 7,5%, más de un punto por encima del crecimiento de la demanda peninsular.



Demanda bruta	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	14.688	5,8	156.746	6,4	171.585	6,5
Efectos						
Laboralidad	-	-0,2	-	-0,2	-	-0,1
Temperatura	-	1,3	-	0,6	-	0,4
Activ. económica y otros	-	4,7	-	6,0	-	6,2
Sistemas extrapeninsulares	757	10,6	8.456	7,5	9.190	7,7

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

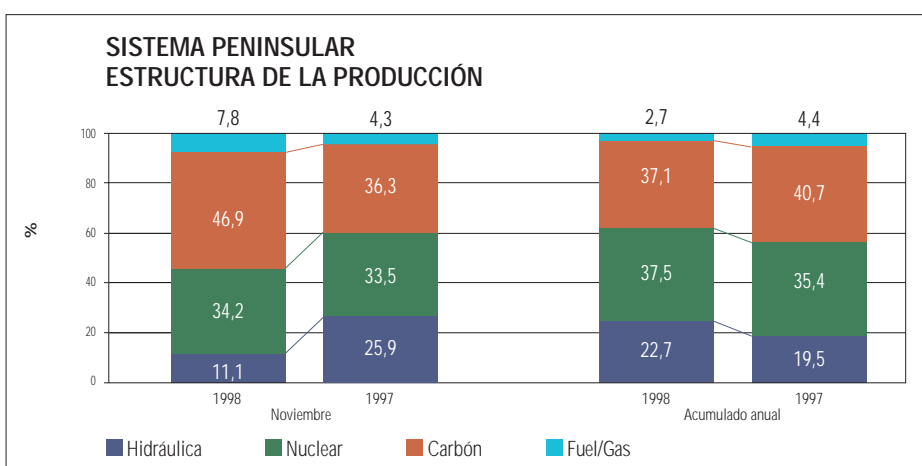
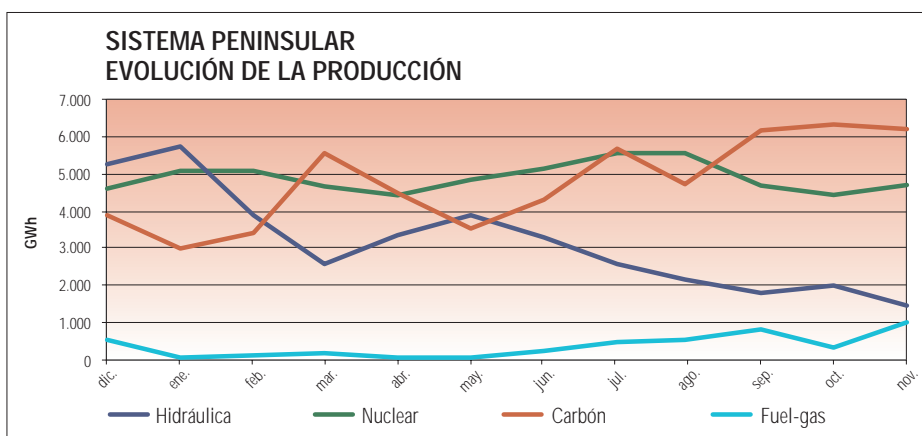
- La producción bruta peninsular en el mes de noviembre fue 13.560 GWh, superior en un 3,3% a la registrada en el año anterior.
- La estructura de producción por tipo de combustible en el mes de noviembre rompe la tendencia que se ha registrado hasta la fecha. El progresivo descenso que viene registrando en los últimos meses la producción hidroeléctrica ha continuado en noviembre, uno de los meses de mayor demanda, lo que ha derivado en un importante incremento de la aportación de las centrales térmicas convencionales a la producción bruta, que se ha situado cerca del 55%, muy por encima del 38% que había aportado hasta el mes de octubre.
- Al contrario que en la mayoría de los meses precedentes, el incremento de la demanda bruta respecto al mismo mes del año anterior, 805 GWh, ha sido cubierto no sólo con más importaciones y mayor aportación de la energía en régimen especial, sino también con mayor producción neta, que ha contribuido con 346 GWh adicionales.
- Debido a la escasa hidraulicidad, los consumos por bombeo han disminuido notablemente este mes, si bien hay que destacar que se está comparando con un mes, noviembre de 1997, que a nivel hidráulico fue extraordinariamente alto.
- La cobertura de la demanda del mes de noviembre no altera la cobertura a nivel acumulado e interanual, caracterizada por la sustitución de producción térmica convencional por producción nuclear e hidráulica e incrementos de demanda cubiertos por importaciones y energía adquirida al régimen especial.
- La cobertura de la demanda del conjunto de sistemas extrapeninsulares en el mes de noviembre refleja una estabilización del ritmo de crecimiento de la producción con carbón, que este mes se ha situado en el 6,3%, muy por debajo del crecimiento medio durante el año 1998, para una producción bruta de 217 GWh, la menor registrada en los meses del año transcurridos.

Balance eléctrico peninsular	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1.511	-55,6	32.581	16,7	37.833	18,5
Nuclear	4.644	5,5	53.973	6,4	58.564	4,1
Carbón	6.353	33,5	53.353	-8,4	57.217	-6,9
Fuel-Gas	1.052	86,3	3.932	-37,5	4.481	-32,0
Producción bruta	13.560	3,3	143.838	0,5	158.095	1,2
- Consumos generación	625	26,8	5.628	-4,0	6.119	-2,7
- Consumos bombeo	214	-19,5	2.137	54,3	2.511	60,4
Producción neta	12.721	2,8	136.073	0,1	149.465	0,8
+ Régimen especial	1.683	16,0	17.524	22,2	19.140	21,3
± Intercambios internacionales	284	336,9	3.151	-	2.982	-
Demanda bruta	14.688	5,8	156.746	6,4	171.585	6,5

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

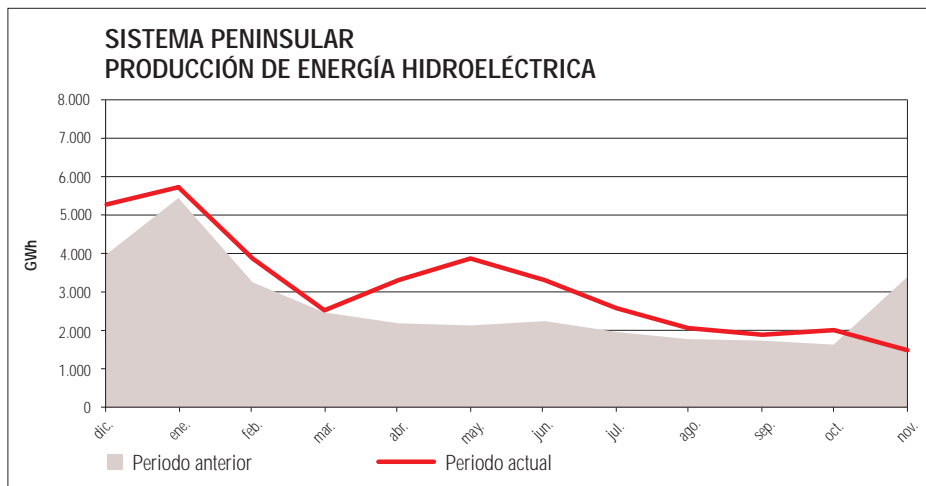
Balance eléctrico extrapeninsular	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	468,5	3	45,9	3	42,5
Carbón	217	6,3	2.889	40,9	3.121	43,2
Fuel-oil	547	11,2	5.632	-4,0	6.147	-4,1
Producción bruta	765	9,9	8.524	7,6	9.272	7,9
- Consumos generación	53	0,6	621	11,8	677	12,5
Producción neta	712	10,6	7.903	7,3	8.595	7,6
+ Régimen especial	45	10,7	553	10,8	595	9,7
Demanda bruta	757	10,6	8.456	7,5	9.190	7,7

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



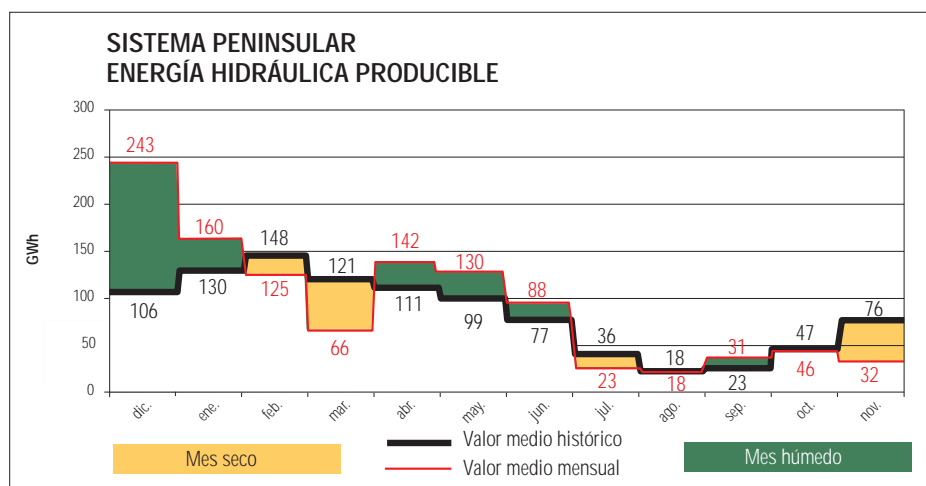
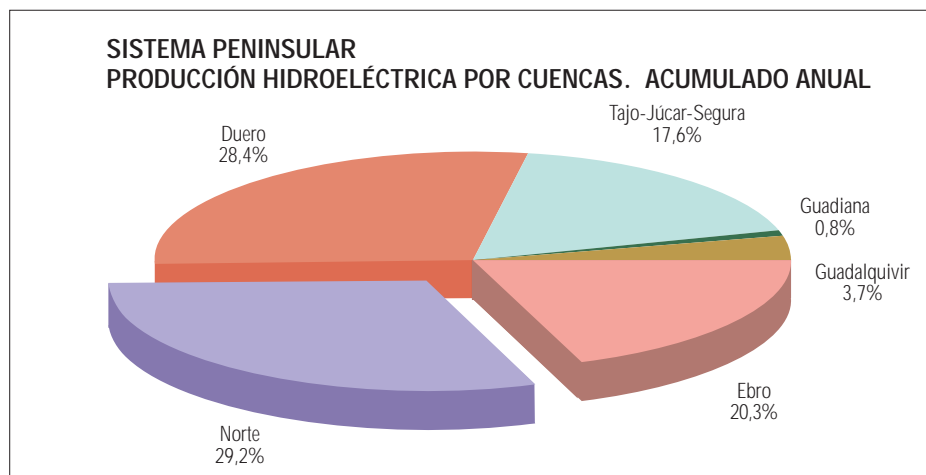
Producción hidroeléctrica

- En el mes de noviembre, la producción hidroeléctrica se ha situado en 1.511 GWh., la menor registrada en los últimos dos años y la segunda menor en los últimos 3 años., e inferior en un 55,6% a la del mismo mes del año anterior. Esta producción invierte la línea de crecimiento respecto a 1997 que la producción hidroeléctrica ha seguido durante los meses anteriores, y sitúa su aportación a la producción bruta mensual en el 11,1%, la menor en los últimos 3 años.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de noviembre la mayor producción ha correspondido a la cuenca del Duero, que ha aportado el 29,3% del total peninsular. Todas las cuencas, salvo la del Ebro, han reducido su producción respecto a noviembre de 1997 en más de un 50%. En el acumulado anual, las cuencas de la mitad norte peninsular aglutinan casi el 80% de la producción hidroeléctrica, frente al 20% de las cuencas de la mitad sur.
- Este mes se han registrado precipitaciones muy bajas en toda la península, centradas en su mayor parte durante la primera quincena del mes. Las precipitaciones han sido notablemente inferiores a la media histórica en toda la península, excepto en Asturias y Cantabria donde se aproximaron más a su valor medio.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de noviembre ha sido muy seco: el total de energía hidráulica producible fue de 967 GWh, inferior en un 58% a su valor histórico medio. Durante todos los días del mes se registraron valores muy inferiores a la media histórica. La energía producible representó en noviembre el 64% de la energía producida.
- La baja hidraulicidad registrada en los últimos meses ha situado el valor de la energía producible acumulada anual en 26.176 GWh, un 2% por debajo de la media histórica en el mismo periodo. Es la primera vez a lo largo de 1998 en que la energía producible acumulada no supera el valor medio histórico.
- En los últimos doce meses, destacan las abundantes lluvias



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	415	-59,7	9.527	42,8	11.119	40,2
Duero	3.392	443	-50,8	9.258	30,2	10.655	32,3
Tajo-Júcar-Segura	4.173	202	-77,7	5.746	2,7	6.963	10,6
Guadiana	233	4	-86,2	252	-11,6	355	20,7
Guadalquivir	1.016	43	-62,9	1.196	6,9	1.408	13,8
Ebro	3.569	404	-4,0	6.602	-7,5	7.333	-9,6
Sistema peninsular	16.532	1.511	-55,6	32.581	16,7	37.833	18,5
Canarias	1	1	468,5	3	45,9	3	42,5
Sistemas extrapeninsulares	1	1	468,5	3	45,9	3	42,5

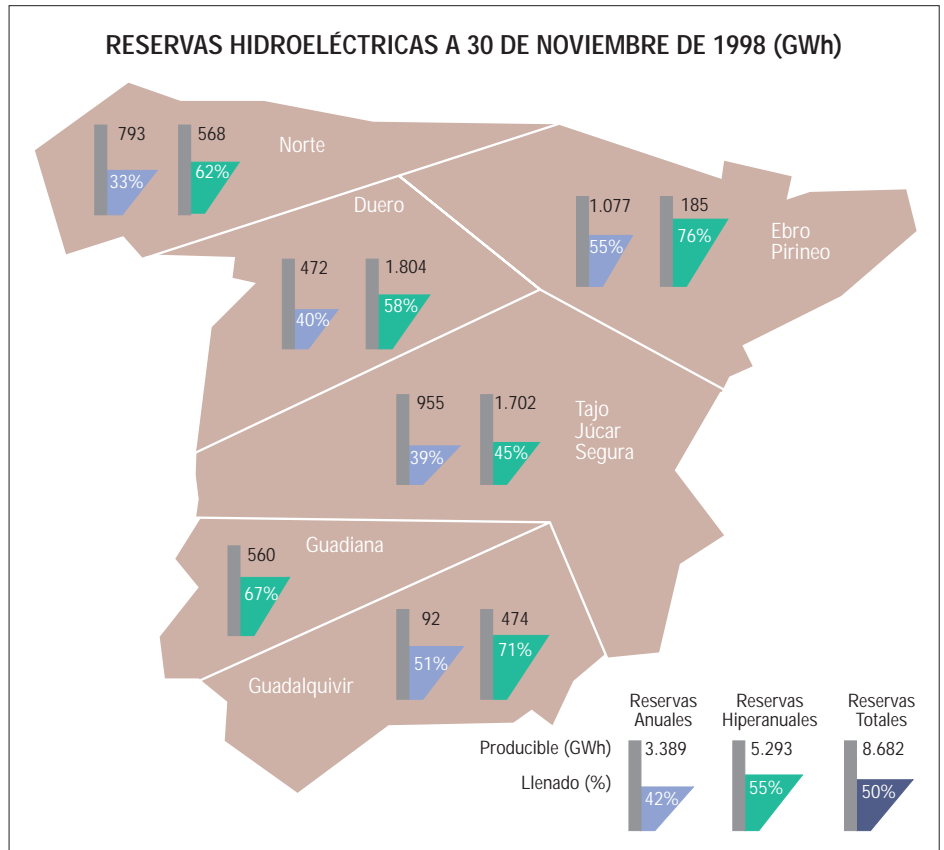
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



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 periodo de tiempo.

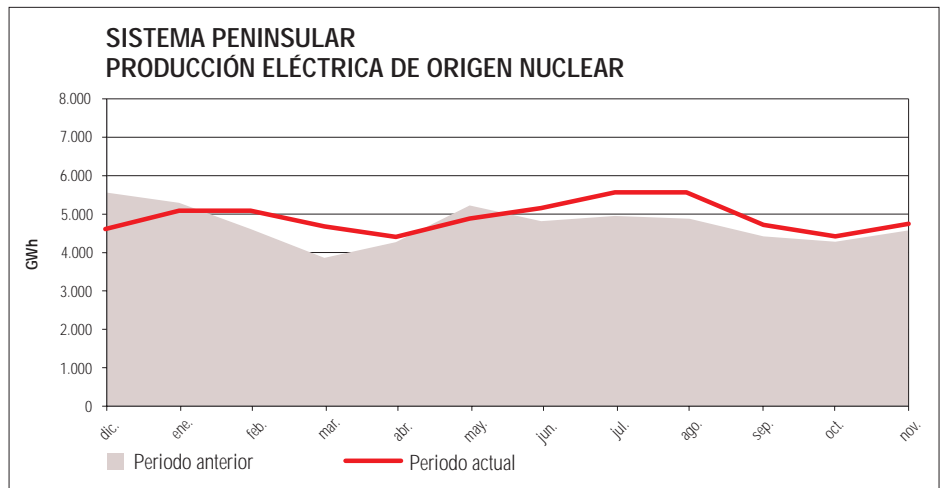
registradas en el mes de diciembre del año anterior, que, junto con las producidas en enero y en primavera de este año, permiten considerar al conjunto del periodo como de húmedo, al resultar un valor de energía producible de 33.756 GWh, un 13,0% superior a la media histórica.

- Las reservas de agua del conjunto de los embalses continúan en noviembre su línea descendente y finalizaron el mes al 49,0% de su capacidad, casi 13 puntos por debajo del valor registrado al final del mismo mes del año anterior, con un nivel de reservas equivalente a 8.682 GWh. Este nivel de reservas es el octavo más alto registrado en los últimos 34 años.
- Los embalses de régimen anual mantienen un nivel de reservas del 41,5%, inferior en 22,5 puntos al nivel de reservas de noviembre de 1997. Este porcentaje de reservas varía entre un máximo en la cuenca Ebro del 55,5% y un mínimo en la cuenca Norte del 32,7%.
- Las reservas de los embalses de régimen hiperanual se sitúan en noviembre al 55,5% de la capacidad, 4,1 puntos inferior a las del año anterior. Por cuencas destaca el 75,5% de la Cuenca del Ebro.



Producción nuclear

- La producción bruta de las centrales nucleares en el mes de noviembre fue de 4.644 GWh, con un crecimiento del 5,5% respecto al mismo mes del año anterior y una aportación a la producción bruta del 34,2%, la segunda más baja en los once meses del año transcurridos.
- La producción del mes de noviembre es la tercera más baja registrada a lo largo del año como consecuencia de la parada programada por recarga de combustible de Almaraz II durante todo el mes y el valor del factor de carga de la central de Cofrentes, más de 10 puntos por debajo de su registro habitual.
- Durante todo el mes han continuado las actividades programadas para la undécima recarga de combustible en la central de Almaraz II, cuya finalización está prevista para mediados de diciembre.
- Una vez que la central de Ascó I, tras su parada programada por recarga de combustible, ha recuperado en noviembre su factor de



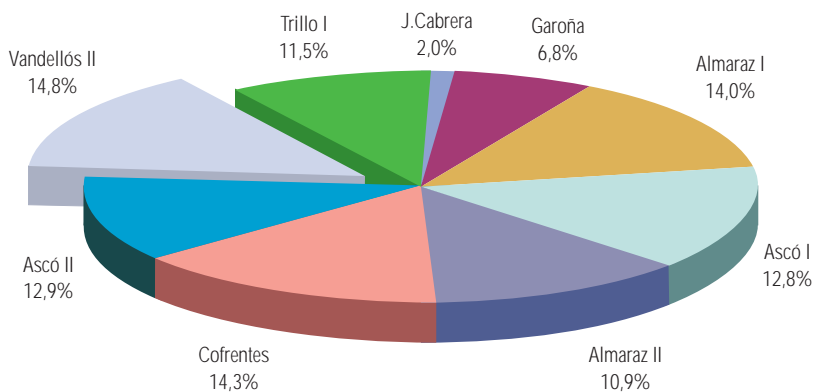
Producción bruta Nuclear	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	105	2,1	1.060	38,1	1.160	32,1
Garaña	466	332	-0,6	3.652	13,9	3.953	11,5
Almaraz I	974	696	-	7.571	14,5	7.821	6,8
Ascó I	973	701	0,5	6.902	13,1	7.447	9,5
Almaraz II	983	0	-	5.909	5,3	6.540	3,8
Cofrentes	1.025	628	-4,8	7.709	18,6	8.375	15,7
Ascó II	976	698	0,8	6.970	-6,7	7.658	-6,4
Vandellós II	1.009	720	0,1	7.976	15,7	8.642	13,2
Trillo I	1.066	764	48,2	6.224	-17,4	6.969	-16,3
Sistema peninsular	7.633	4.644	5,5	53.973	6,4	58.564	4,1

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

carga habitual, los coeficientes de disponibilidad y factor de carga del conjunto del equipo nuclear se han recuperado ligeramente respecto a los valores mínimos anuales que se registraron el pasado mes de octubre, situándose en el 85,2 y el 84,5%, respectivamente.

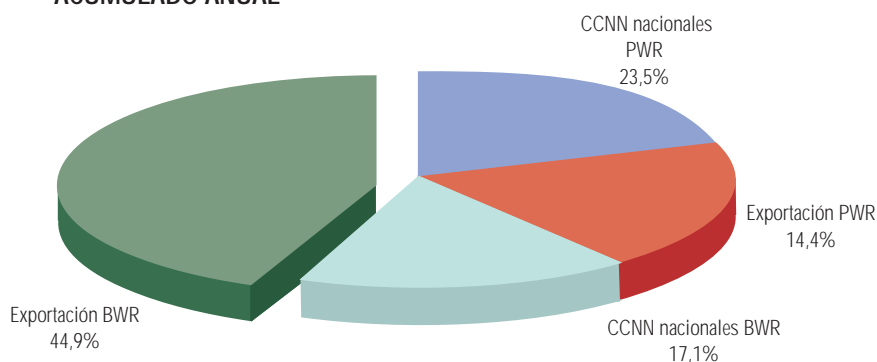
- En los once primeros meses del año, la producción total ha sido de 53.973 GWh con un crecimiento del 6,4% respecto al mismo período del año anterior, lo que representa el 37,5% de la producción bruta del período.
- En el acumulado de los últimos doce meses, el peso sobre la producción bruta se reduce hasta el 37,0%, con una producción total de 58.564 GWh y un crecimiento del 4,1% sobre el mismo período.
- En los once primeros meses del año, el parque nuclear ha tenido una disponibilidad del 90,9%. La indisponibilidad no programada se sitúa en el 4,3%, valor muy similar al del mismo período del año anterior. El factor de carga acumulado hasta noviembre ha sido el 88,4%.
- En el mes de noviembre se han fabricado 24 elementos tipo PWR para la central Vandellos II, y 49 elementos tipo BWR para la central Santa María de Garoña.

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	91,1	0,0	0,0	82,6	8,7	0,3
Garoña	99,0	0,0	0,6	97,9	0,0	0,4
Almaraz I	96,1	0,0	0,0	97,0	0,0	0,8
Ascó I	100,1	0,0	0,0	88,5	9,8	0,1
Almaraz II	0,0	100,0	0,0	75,0	17,7	0,6
Cofrentes	85,1	0,0	13,9	94,7	0,0	2,9
Ascó II	99,3	0,0	0,0	89,5	8,3	0,9
Vandellós II	99,1	0,0	0,0	98,6	0,0	0,1
Trillo I	99,5	0,0	0,0	72,8	0,0	25,9
Sistema peninsular	84,5	12,9	1,9	88,4	4,8	4,3

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.

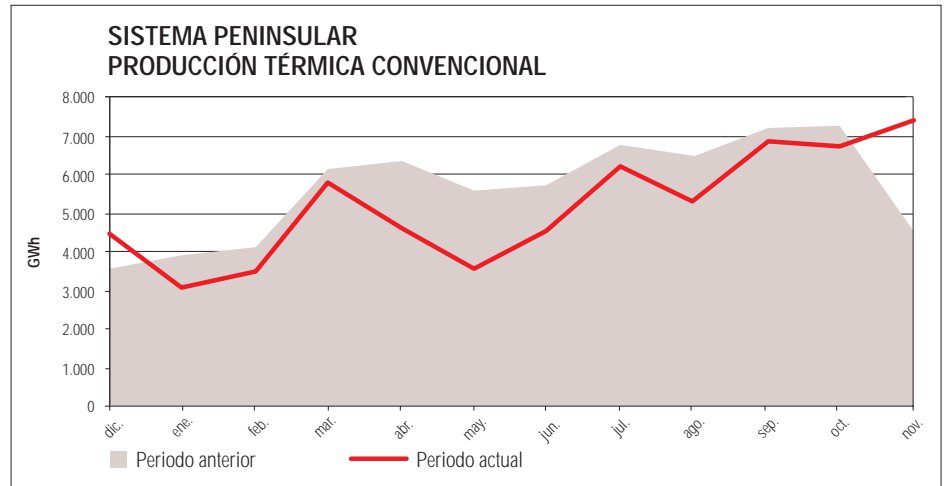
Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Combustible nuclear	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	300.557	300.557
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	24	176	193
Exportación	0	108	108
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	49	128	128
Exportación	0	336	390
Nº elementos importación:			
PWR	0	40	40
BWR	0	0	0

Producción térmica convencional

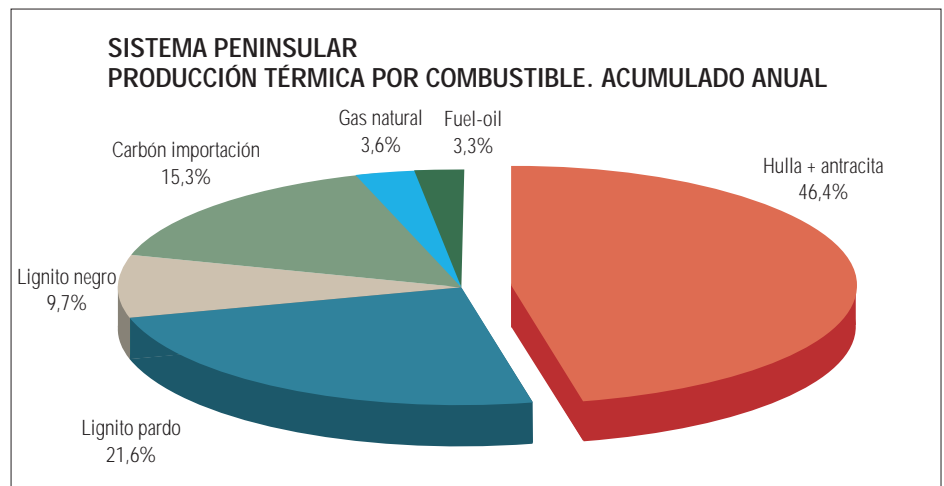
- La producción bruta de los grupos térmicos ha registrado en el mes de noviembre su valor máximo anual, al alcanzar los 7.405 GWh, favorecida por la baja generación hidroeléctrica. Este valor representa que, por primera vez durante el año 1998, se produzca un incremento de la producción mensual respecto al año anterior, que alcanza el 39,1%. No obstante, este fuerte incremento resulta de comparar dos meses de noviembre diametralmente opuestos desde el punto de vista del producible hidroeléctrico.
- La elevada producción térmica de noviembre se traduce en una aportación a la producción bruta total del mes que alcanza el 54,6%, la más alta a lo largo de 1998 y la tercera mayor en los últimos 3 años. Esta aportación es superior en más de 16 puntos a la aportación media hasta el mes de octubre.
- En el conjunto de 1998, la producción bruta de los grupos térmicos, a pesar del dato de noviembre, continúa por debajo del año 1997, totalizando en los once primeros meses 57.284 GWh, un 11,2% menos que en el mismo periodo del año anterior.
- Por tipos de combustible, en noviembre se mantiene el fuerte incremento respecto a 1997 de la producción con carbón importado, al que se añade por primera vez en el año el crecimiento de la hulla-antracita nacional. Es reseñable igualmente la elevada producción con fuel-oil en noviembre, que ha ascendido a 824 GWh, ocho veces más que su producción media durante el año 1998. De esta forma, la producción conjunta con fuel-oil y gas se ha situado en noviembre, por primera vez en los últimos 3 años, por encima de los 1.000 GWh, aportando casi el 8% de la producción bruta total.
- En correspondencia con el incremento de producción, el factor de carga del parque de centrales térmicas en el mes de noviembre ha alcanzado su valor máximo anual, el 52,9%, valor que sitúa el factor de carga acumulado de 1998 en el 36,8%.
- La indisponibilidad de los grupos térmicos en el mes de noviembre fue el 8,5%, con una mayor incidencia en los grupos de fuel-oil. En términos acumulados, la indisponibilidad se sitúa en el 7,2%, de la que a indisponibilidad no programada corresponde el 6%.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de noviembre se ha atenuado la tendencia de crecimiento de la producción con carbón, que se ha incrementado en



Producción bruta térmica convencional	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.960	3.203	17,3	26.608	-23,6	29.113	-20,6
Lignito pardo	1.950	1.264	56,2	12.389	15,6	12.861	12,9
Lignito negro	1.450	798	-18,3	5.579	-44,2	6.326	-38,3
Carbón importación	1.864	1.088	347,9	8.777	226,0	8.917	187,1
Gas natural (*)	3.582	228	-55,0	2.060	-66,1	2.587	-59,2
Fuel-oil	4.632	824	1.318,3	1.872	734,9	1.894	690,9
Sistema peninsular	19.438	7.405	39,1	57.284	-11,2	61.698	-9,3
Carbón	510	217	6,3	2.889	40,9	3.121	43,2
Fuel-oil	2.219	547	11,2	5.632	-4,0	6.147	-4,1
Sistemas extrapeninsulares	2.729	764	9,8	8.521	7,6	9.268	7,9

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Combustible	Noviembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	74,6	1,4	5,6	55,7	1,9	1,8
Lignito pardo	90,0	0,0	1,7	79,3	1,4	1,6
Lignito negro	76,4	0,0	3,2	48,0	0,0	2,9
Carbón importación	81,1	0,0	3,9	58,7	4,4	1,9
Gas natural (*)	8,8	0,0	4,4	7,2	0,0	8,8
Fuel-oil	24,7	0,0	19,9	5,0	0,0	13,8
Sistema peninsular	52,9	0,4	8,1	36,8	1,2	6,0
Carbón	59,1	25,4	0,0	70,7	6,0	6,4
Fuel-oil	32,8	5,1	3,2	31,9	3,2	3,4
Sistemas extrapeninsulares	37,6	8,9	2,6	39,3	3,7	4,0

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

apenas un 6,3% respecto al mismo mes de 1997, muy por debajo del incremento acumulado hasta el mes anterior, el 44,7%.

- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico en el mes de noviembre, el consumo de combustible se incrementó en un 40,2% respecto al mismo mes del año anterior. Este incremento reduce el descenso del consumo que se viene registrando durante el año, situándolo en el 10,9% para los primeros once meses del año, con un consumo total de 21.539 kTEC.
- A finales del mes de noviembre, los parques de las centrales térmicas almacenaban 5.787 kTEC, nivel de existencias inferior en 400 kTEC al del mes anterior.

Régimen especial (*)

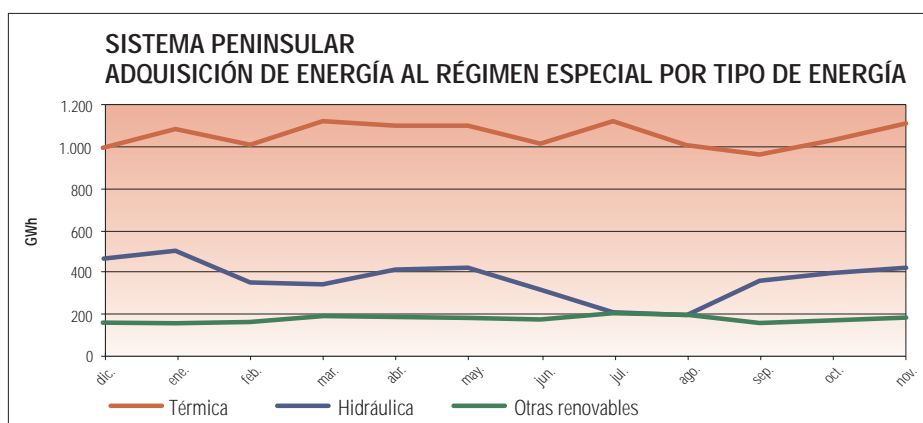
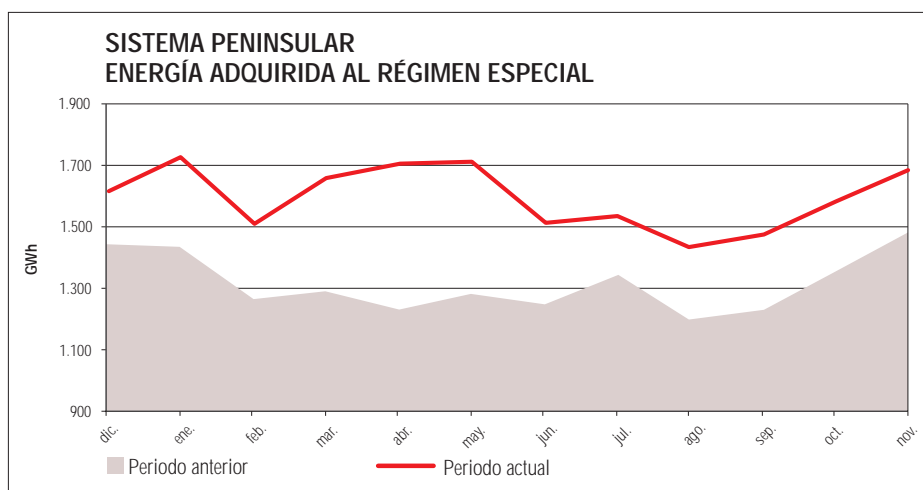
- En el mes de noviembre, la energía adquirida a los productores en régimen especial ascendió a 1.683 GWh, cifra que supone un crecimiento del 16,0% respecto a noviembre de 1997. Esta tasa de crecimiento mensual, si bien se sitúa en la línea de fuertes crecimientos que viene experimentando esta energía en los últimos años, es la segunda más baja registrada durante el año 1998, ratificando la tendencia de crecimientos más moderados que se vienen registrando en los últimos meses.
- Por tipo de combustible, la producción térmica representó el 65,0% de la energía adquirida, la hidráulica el 25,0% y otras renovables el 10,0%. El mayor aumento corresponde a la energía adquirida de origen hidráulico con el 37,1%.
- En los primeros once meses del año la energía adquirida en régimen especial ha sido 17.524 GWh, un 22,2% más que en el mismo período de 1997. Su participación en la cobertura de la demanda representa el 11,1%, casi un punto y medio por encima del mismo período del año anterior.
- La adquisición de energía al régimen especial en el conjunto de sistemas extrapeninsulares continúa

(*) 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	1.057	8,6	8.637	-31,4	3.481	-6,4
Lignito pardo	304	111,3	2.730	7,9	21	-56,3
Lignito negro	140	-14,8	976	-41,5	1.207	56,0
Carbón importación	865	91,6	7.223	54,9	751	-25,5
Gas natural (*)	83	-54,6	741	-67,3	-	-
Gas siderúrgico	26	41,1	367	126,5	-	-
Fuel-oil	292	650,4	867	202,9	327	-32,9
Sistema peninsular	2.766	40,2	21.539	-10,9	5.787	-4,1
Carbón	72	12,9	930	43,7	108	-56,9
Fuel-oil	118	10,0	1.185	-5,8	75	-21,0
Sistemas extrapeninsulares	189	11,1	2.115	11,0	183	-47,1

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

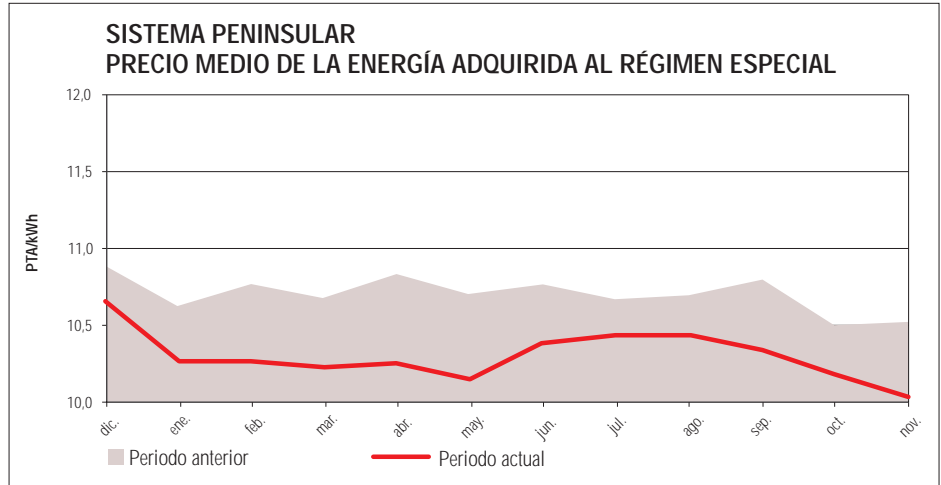


Régimen especial	Potencia	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	3.103	1.094	10,6	11.735	18,2	12.727	17,8
Hidráulica	1.162	421	37,1	3.877	30,3	4.345	27,0
Otras renovables	766	168	8,4	1.912	33,3	2.068	33,1
Sistema peninsular	5.031	1.683	16,0	17.524	22,2	19.140	21,3
Térmica	85	30	0,1	347	5,3	377	3,8
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	70	15	41,3	206	21,3	218	21,8
Sistemas extrapeninsulares	155	45	10,7	553	10,8	595	9,7

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

en el mes de noviembre su tendencia de crecimiento que alcanza el 11% en términos acumulados.

- En el mes de noviembre el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha reducido respecto al mes anterior, alcanzando las 10,04 PTA/kWh, con lo que el precio de adquisición acumulado en los once meses del año transcurridos se sitúa en 10,19 PTA/kWh. Este precio es inferior en casi un 5% al del mismo período de 1997 como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 1998.



Intercambios internacionales

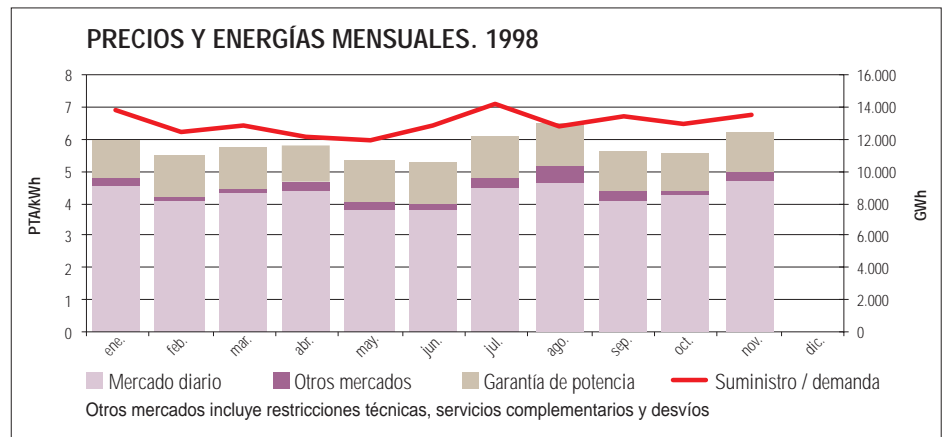
- El saldo de los intercambios internacionales en noviembre ha sido importador en 284 GWh, manteniendo la tendencia de saldos importadores que ha caracterizado al año 1998.
- En el período enero - noviembre, el saldo de los intercambios internacionales es importador en 3.151 GWh, cubriendo el 2,0% de la demanda bruta en este período.
- En cuanto a los intercambios a largo plazo, la energía eléctrica importada de Francia por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y EDF ha sumado un total de 396 GWh, con una potencia máxima de 550 MW. En lo que va de año, la energía importada de Francia asciende a 4.096 GWh, lo que implica una utilización del contrato del 92,9%.
- Consecuencia del contrato entre RED ELÉCTRICA y EDF para suministrar energía eléctrica a FEDA, se exportaron a Andorra 15 GWh, valor ligeramente superior al del año anterior.
- A Marruecos se exportaron 64 GWh por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y ONE que entró en vigor en el mes de mayo y 16 GWh por el contrato suscrito entre ENDESA ENERGÍA y ONE.
- A Francia se exportaron 25 GWh consecuencia del contrato bilateral físico suscrito entre IBERDROLA y EDF.
- El saldo de los desvíos es importador con Francia, 12 GWh, y exportador con Portugal, 4 GWh.



Intercambios internacionales (GWh)	Noviembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	15	-15	0	133	-133	0	154	-154
Francia	396	0	396	4.096	0	4.096	4.215	243	3.972
Marruecos	0	64	-64	0	417	-417	0	417	-417
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A largo plazo	396	79	317	4.096	550	3.546	4.215	814	3.401
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	12	25	-13	57	80	-23	57	80	-23
Marruecos	0	16	-16	2	222	-220	2	222	-220
Portugal	0	4	-4	20	191	-171	22	191	-169
Otros	0	0	0	0	0	0	0	23	-23
A corto plazo	12	45	-33	79	493	-414	81	516	-412
Total	408	124	284	4.175	1.043	3.132	4.296	1.330	2.989

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

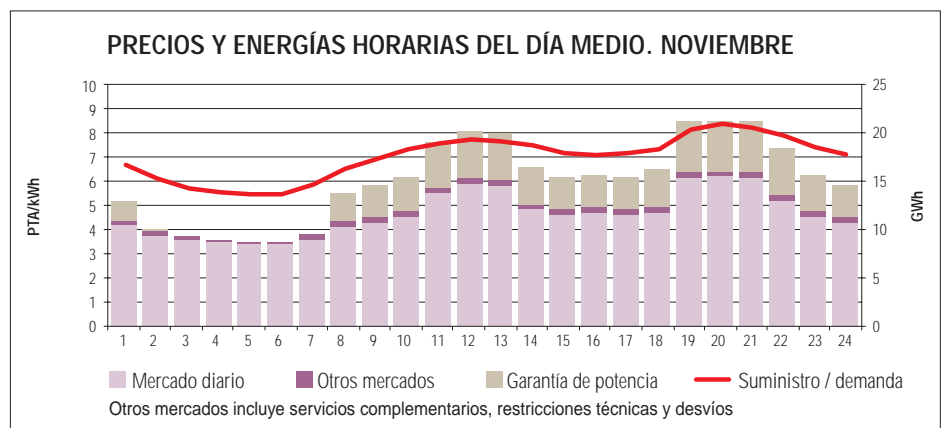
- En noviembre, el volumen de energía intercambiada a través del mercado de producción ha aumentado un 3,2% respecto del mes anterior. Este aumento de la demanda se ha visto acompañado de un aumento aún mayor, 11,6 %, del precio medio que ha alcanzado las 6,26 PTA/kWh. Este valor es el segundo precio medio mensual más elevado en lo que va de año.
- El precio medio acumulado se sitúa en 5,79 PTA/kWh, un 7,5% inferior al de noviembre.



Mercado diario

- En noviembre, el precio medio del mercado diario ha sido 4,81 PTA/kWh, un 14,3% superior al del mes pasado. La energía intercambiada ha ascendido a 12.860 GWh y el volumen económico contratado a 61.890 MPTA, cifras que respecto del mercado de producción suponen, respectivamente, el 95,7% de la energía y el 73,6% del volumen económico.
- Los precios medios diarios han seguido una senda más estable que el mes anterior. El precio diario mínimo fue de 3,67 PTA/kWh el lunes 23, y el máximo de 5,28 PTA/kWh el miércoles 25.
- A lo largo de todo el mes se observa una banda de precios muy estable y una volatilidad constante en los precios horarios con máximos comprendidos entre 6 y 7 PTA/kWh,

Mercado de producción	Noviembre		Acumulado anual
	% s/octubre		
Energía (GWh)	13.433	3,2	142.481
Volumen (MPTA)	84.071	15,1	824.662
Precio (PTA/kWh)	6,26	11,6	5,79



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
D1	4,51	4,47	4,13	4,00	3,36	3,31	3,37	3,39	3,30	4,28	4,31	4,31	4,36	4,36	4,36	4,31	3,50	4,31	4,80	6,46	6,49	6,45	6,45	4,36	4,57
L2	4,48	3,50	3,39	3,35	3,40	3,32	4,16	4,30	4,66	4,61	4,66	6,46	6,49	4,81	4,96	5,40	5,12	5,03	6,50	6,42	6,49	6,42	4,61	4,61	5,02
M3	4,60	3,60	3,50	3,38	3,39	3,38	3,50	4,49	4,61	4,71	6,50	6,45	6,49	5,12	4,81	5,03	4,84	5,03	6,50	6,45	6,45	4,66	4,32	3,89	4,96
X4	4,57	3,65	3,56	3,32	3,40	3,49	3,59	4,55	4,66	4,66	6,46	6,49	6,49	5,50	4,66	4,66	4,66	4,66	6,50	6,45	6,45	4,61	4,54	4,02	4,94
J5	4,60	3,60	3,57	3,36	3,38	3,37	3,55	4,57	4,66	4,58	6,42	6,45	6,45	5,03	4,81	5,12	5,26	5,12	6,50	6,50	6,50	4,66	4,47	4,16	5,00
V6	3,90	3,49	3,48	3,45	3,48	3,46	3,49	4,04	4,58	4,58	6,45	6,46	6,45	5,03	4,77	5,12	5,03	5,12	6,50	6,50	6,50	5,03	4,61	4,51	4,96
S7	4,49	4,11	4,01	3,49	3,44	3,49	3,48	3,47	4,14	4,37	4,66	6,37	6,37	4,66	4,81	4,66	4,66	4,66	6,40	6,40	6,37	6,40	5,03	4,28	4,85
D8	4,21	4,44	4,36	3,49	3,45	3,45	3,44	3,43	3,23	3,63	4,05	4,08	4,31	4,31	4,31	4,31	2,51	2,51	4,73	6,42	6,42	6,42	6,42	4,36	4,37
L9	3,70	3,45	3,42	3,43	3,46	3,46	3,70	3,90	4,58	4,40	6,45	6,45	6,45	5,12	4,66	4,81	4,66	4,66	6,45	6,45	6,45	4,58	4,12	3,93	4,84
M10	3,70	3,48	3,48	3,46	3,45	3,33	3,40	3,70	4,61	4,80	6,45	6,45	6,45	5,12	4,66	4,88	5,03	5,12	6,50	6,50	6,50	5,26	4,12	3,83	4,90
X11	3,86	3,49	3,47	3,39	3,38	3,38	3,46	4,40	4,58	4,66	5,91	6,42	6,42	5,03	4,66	4,81	4,66	4,66	6,45	3,93	6,45	4,81	4,15	4,07	4,71
J12	4,05	3,49	3,47	3,47	3,38	3,35	3,36	5,03	4,66	4,59	5,80	5,80	6,42	4,81	4,66	5,03	5,03	4,66	6,48	6,45	6,45	5,12	4,28	4,11	4,87
V13	4,27	3,46	3,39	3,29	3,31	3,39	3,47	4,16	4,28	4,58	4,01	6,41	6,41	4,81	4,58	4,58	4,58	4,58	5,00	5,11	5,79	4,81	4,14	4,10	4,53
S14	4,58	3,91	3,46	3,46	3,45	3,46	3,48	3,47	3,47	4,52	4,58	6,40	6,37	4,66	4,66	4,58	3,90	4,66	6,48	6,37	6,40	6,37	5,03	4,81	4,78
D15	4,03	4,03	3,87	3,70	3,30	3,13	3,10	3,11	3,29	3,81	4,07	4,21	4,36	4,36	4,36	4,36	4,31	4,31	4,81	5,75	5,38	5,21	5,06	4,36	4,27
L16	4,21	3,45	3,45	3,37	3,32	3,32	4,24	4,58	4,46	4,58	6,40	6,40	6,40	4,66	4,58	4,81	4,81	5,02	6,45	6,44	6,44	5,02	4,23	4,36	4,95
M17	4,40	4,40	3,48	3,49	3,44	3,47	4,17	4,57	4,47	4,66	6,44	6,44	6,44	5,03	4,66	4,81	4,81	4,91	6,50	6,48	6,44	4,81	4,22	4,31	4,98
X18	4,19	3,50	3,48	3,49	3,45	3,48	4,14	4,66	4,36	4,66	6,40	6,44	6,40	4,66	4,66	4,66	4,66	4,80	6,50	6,49	6,44	5,03	4,31	4,45	4,92
J19	4,01	3,48	3,50	3,39	3,27	3,26	3,93	4,49	4,42	4,66	6,40	6,44	6,44	5,13	4,70	4,80	4,80	4,85	6,50	6,46	6,44	5,26	4,44	4,45	4,94
V20	4,41	3,60	3,49	3,47	3,40	3,47	4,22	4,66	4,66	4,80	6,40	6,40	6,44	5,03	4,85	4,66	4,80	4,78	6,44	6,50	6,44	5,12	4,33	4,32	4,98
S21	4,45	4,41	4,00	3,49	3,47	3,41	3,42	3,33	3,98	4,66	4,66	6,45	6,41	5,03	4,66	4,58	3,95	5,03	6,50	6,40	6,37	6,40	5,50	4,83	4,90
D22	4,83	4,63	4,07	4,06	3,45	3,24	3,23	3,21	3,17	3,92	4,56	4,44	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	6,21	6,20	6,20	6,18	4,86	4,70
L23	3,87	3,10	4,07	3,48	3,46	3,46	3,12	3,79	3,78	4,00	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	6,44	6,40	3,10	3,10	3,10	3,82	3,67
M24	4,00	3,71	3,48	3,49	3,49	3,49	3,46	4,81	4,44	4,83	6,50	6,50	6,50	5,20	5,06	5,06	5,06	4,88	6,52	6,52	6,50	5,33	4,27	3,96	5,00
X25	4,38	3,61	3,61	3,55	3,49	3,54	3,62	4,95	5,42	5,52	6,53	6,54	6,53	5,51	5,50	5,50	5,52	5,51	6,54	6,90	6,53	5,50	4,62	4,64	5,28
J26	3,84	3,61	3,62	3,60	3,59	3,57	3,62	3,96	5,10	5,10	6,50	6,50	6,50	5,42	4,78	5,10	4,78	5,10	6,51	6,52	6,51	5,23	4,37	4,31	5,02
V27	3,77	3,61	3,62	3,62	3,61	3,61	3,62	4,15	4,83	4,84	6,50	6,50	6,50	5,44	5,11	5,11	5,23	5,23	6,51	6,51	6,50	5,23	4,26	4,41	5,04
S28	4,64	4,48	3,99	3,63	3,62	3,61	3,61	3,62	3,80	4,83	4,43	6,40	4,01	4,83	4,95	4,83	4,48	4,95	6,50	5,92	5,23	4,54	4,63	4,25	4,63
D29	4,13	4,41	3,78	3,63	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,98	4,54	4,41	4,61	4,61	4,70	4,56	4,61	4,61	4,82	5,66	6,10	6,42	3,98	4,76	4,51
L30	4,20	3,93	3,58	3,52	3,42	3,40	3,85	4,72	4,81	5,11	5,50	6,01	5,02	5,23	4,60	4,95	5,00	5,11	6,51	6,53	6,50	5,11	4,48	4,35	4,94
Media	4,23	3,81	3,64	3,51	3,44	3,43	3,62	4,16	4,36	4,61	5,61	6,01	5,94	4,90	4,68	4,78	4,65	4,76	6,21	6,28	6,23	5,28	4,63	4,32	4,81

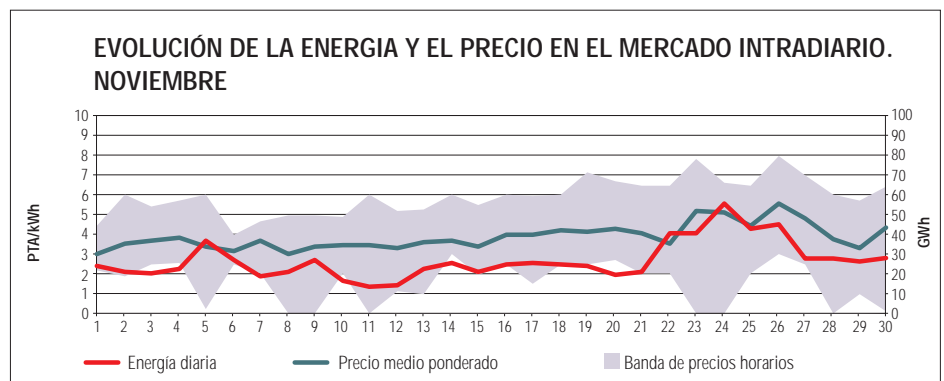
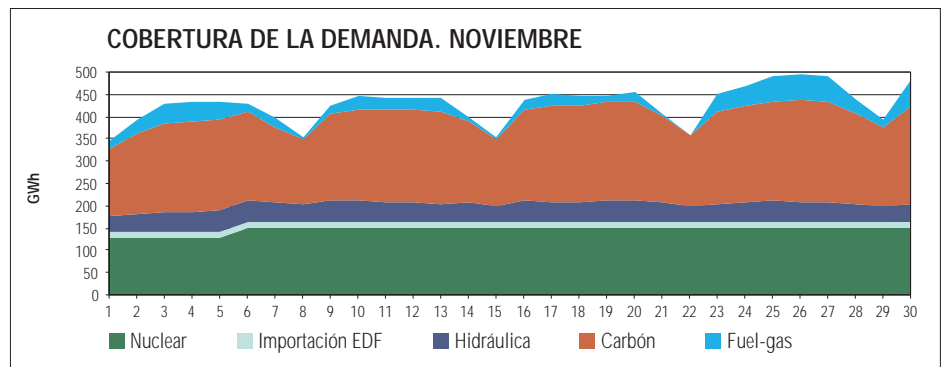
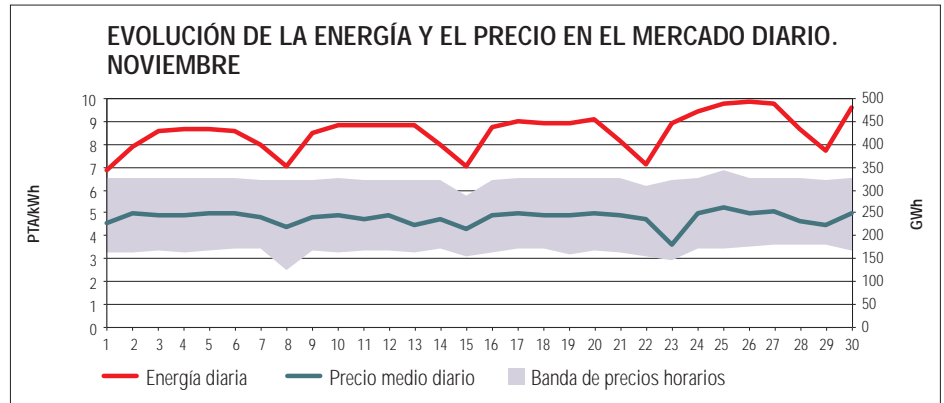
Mínimo: 2,51 Precios de 2,51 a 3,98 Precios de 3,98 a 5,44 Precios de 5,44 a 6,90 Máximo: 6,90

si exceptuamos el día 15 y mínimos comprendidos entre 3 y 4 PTA/kWh, si exceptuamos el día 8.

- El volumen de energía negociada ha aumentado significativamente durante la última semana alcanzando casi los 500 GWh/día. El resto del mes, el volumen ha girado en torno a 450 GWh/día los días laborables, 400 GWh/día los sábados y 350 GWh/día los domingos.
- La participación de las diferentes tecnologías en la cobertura de la demanda revela una fuerte disminución de la hidráulica en beneficio, principalmente, del fuel-gas y de la nuclear.
- Los contratos internacionales no gestionados por REE han seguido participando en el mercado diario exportando a Marruecos 16 GWh. Los contratos bilaterales se han reanudado con 25 GWh.
- Los precios marginales han sido fijados por las tecnologías térmica clásica e hidráulica casi a partes iguales a lo largo del mes.

Mercados intradiarios

- El conjunto de mercados intradiarios ha experimentado un significativo aumento tanto en los precios como en el volumen de energía negociada.
- El precio medio ponderado ha sido 4,02 PTA/kWh, valor máximo alcanzado hasta el momento y un 26,8% superior al de octubre.
- La energía negociada ha sido 808 GWh, el 6,3% de la energía del mercado diario y un 48,8% más que en octubre. La facturación se ha elevado a 3.244 MPTA, un 5,2% del volumen global en el mercado diario y un 88% más que en el mes anterior.
- Al ser el precio medio de la producción neta aportada a través de los mercados intradiarios inferior al precio en el mercado diario, su repercusión económica sobre el conjunto del mercado de producción supone un ahorro de -2,9 cts/kWh.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 3 y 6 PTA/kWh en la mayoría de los días, lo que supone un aumento de la volatilidad.
- Los volúmenes de energía negociados en cada una de las 5 sesiones del mercado intradiario han sido 490, 142, 84, 51 y 39 GWh.
- El día de mayor contratación entre todas las sesiones ha sido el martes 24 con 56 GWh y el día de menor contratación el miércoles 11 con 14 GWh.



Otros mercados

- La repercusión económica neta del conjunto de conceptos englobados bajo el término de "Otros mercados" ha supuesto un sobrecoste de 20 cts/kWh, un 3,2% del precio medio del mercado de producción.
 - Restricciones técnicas: Las restricciones técnicas han sido prácticamente inexistentes, limitándose a 34 GWh la energía desplazada por este motivo, un 17,1% inferior a la de octubre y tan sólo un 0,3% de la energía del mercado diario. El sobrecoste unitario en el mercado de producción ha sido 1 cts/kWh. Las ofertas para la resolución de las restricciones han oscilado entre 13 y 0 PTA/kWh resultando un precio medio de 9,57 PTA/kWh.

- Regulación: los precios medios de asignación de regulación secundaria y de utilización de la energía de regulación han registrado importantes aumentos respecto del mes anterior aunque se han mantenido por debajo de los valores medios anuales. La energía de regulación neta ha sido 131 GWh. La repercusión económica total ha significado un sobrecoste de 16,6 cts/kWh, un 72,9% más que en octubre.
- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto un aumento neto de la producción de 18 GWh, valor similar al del mes pasado, con un precio medio superior al del mercado diario, lo que ha ocasionado un sobrecoste unitario de 3,6 cts/kWh, aumentando un 24,1%, respecto al mes anterior.

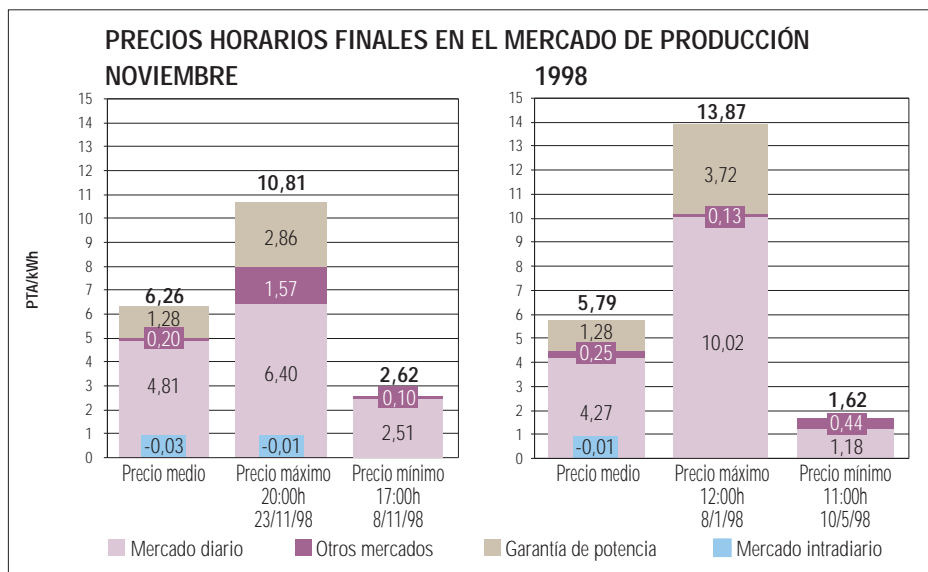
- Contratos internacionales de REE: la incorporación en el mercado de los contratos internacionales suscritos por REE ha supuesto un ahorro neto de 1.4 cts/kWh.

Garantía de potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia ha sido 17.135 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,28 PTA/kWh, valor igual al del mes anterior y que supone el 20,5% del precio medio del mercado.
- El importe medio repercutido sobre cada una de las 417 horas de máxima demanda del mes de noviembre ha sido de 1,98 PTA/kWh, habiendo oscilado entre 4,56 y 1,35 PTA/kWh. Respecto del mes anterior, estos valores muestran un aumento de la banda de precios horarios.
- En general las horas de máxima demanda se han situado entre las 8 y la 1 horas de lunes a viernes, en el mediodía del sábado y al anochecer de los domingos.

Precios finales

- Durante el mes de noviembre el precio horario final máximo ha sido 10,81 PTA/kWh en la hora 20 del lunes 23 y el mínimo ha sido 2,62 PTA/kWh en la hora 17 del domingo 8. La relación entre el máximo y el mínimo es de 4,1 veces, valor ligeramente inferior al del mes pasado.



Ambos valores extremos se encuentran lejos de los correspondientes máximos y mínimos históricos.

- El gráfico de valores horarios medios pone en evidencia el fuerte apuntamiento que experimentan los precios finales como consecuencia de la imputación del coste por garantía de potencia así como el valor, relativamente reducido y constante a lo largo del día, del coste de los servicios complementarios.
- Las horas de mayor precio medio, por encima de las 8,50 PTA/kWh, se han situado entre las 19 y las 21 horas coincidiendo con las de mayor demanda media. En las horas de valle, entre 2 y 7 de la mañana, los precios medios horarios no han alcanzado las 4

PTA/kWh, al ser horas en las que raramente se les repercute el pago por garantía de potencia.

- En el cuadro de precios horarios finales del mes de noviembre puede apreciarse la homogeneidad de los precios a lo largo de las semanas, el valle se sitúa entre 2 y 7 horas y las puntas entre 11 y 13 horas y entre 19 y 22 horas.

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	
D1	4,57	4,55	4,14	4,05	3,40	3,33	3,42	3,42	3,34	4,30	4,36	4,33	4,37	4,34	4,34	4,29	3,52	4,33	4,85	6,46	6,49	8,64	6,36	4,36	4,68	
L2	4,61	3,61	3,44	3,36	3,40	3,33	4,19	4,37	4,60	4,64	6,31	8,59	8,66	6,48	6,71	5,37	5,10	6,79	8,81	8,73	8,94	8,75	4,82	4,78	6,02	
M3	4,65	3,62	3,56	3,39	3,41	3,39	3,58	6,18	6,37	6,49	8,70	8,65	8,66	6,94	6,53	6,94	6,82	7,05	9,47	9,23	8,74	6,38	5,82	5,27	6,52	
X4	4,59	3,75	3,54	3,31	3,38	3,47	3,67	6,17	6,36	6,36	8,68	8,78	8,70	7,50	6,32	6,39	6,37	6,43	8,70	8,51	8,69	6,20	6,11	4,01	6,32	
J5	4,60	3,62	3,59	3,37	3,36	3,37	3,58	6,20	6,32	6,22	8,56	8,51	8,55	6,72	6,46	6,85	7,04	6,88	8,83	8,78	8,72	6,29	6,04	5,62	6,39	
V6	3,85	3,55	3,50	3,45	3,43	3,42	3,58	5,51	6,22	6,26	8,65	8,67	8,62	6,83	6,44	6,89	6,76	6,88	8,78	8,69	8,71	6,78	6,21	6,15	6,37	
S7	6,22	4,11	4,19	3,65	3,50	3,57	3,59	3,64	4,30	4,41	6,35	8,63	8,62	4,68	4,86	4,69	4,67	4,66	8,56	8,68	8,69	6,63	6,88	4,36	5,75	
D8	4,33	4,55	4,46	3,63	3,60	3,60	3,60	3,62	3,47	3,87	4,24	4,20	4,40	4,47	4,54	4,43	2,62	2,66	4,96	6,62	6,66	8,91	6,56	4,45	4,65	
L9	3,95	3,68	3,63	3,63	3,66	3,67	4,08	4,25	6,48	6,10	8,77	8,70	8,70	7,05	6,41	6,56	6,44	6,37	8,81	8,76	8,82	6,31	5,65	5,42	6,36	
M10	3,95	3,62	3,49	3,49	3,41	3,35	3,49	5,12	6,29	6,55	8,77	8,85	8,92	7,11	6,45	6,68	6,91	7,01	8,83	8,85	8,87	7,16	5,57	5,22	6,39	
X11	3,92	3,52	3,56	3,41	3,41	3,42	3,80	6,07	6,27	6,35	8,05	8,81	8,79	6,98	6,48	6,68	6,45	6,41	8,77	5,45	8,71	6,52	5,63	5,54	6,15	
J12	4,13	3,57	3,52	3,53	3,44	3,39	3,38	6,79	6,34	6,26	7,91	7,96	8,91	6,71	6,56	7,02	7,02	6,37	8,78	8,87	8,84	7,03	5,87	5,59	6,37	
V13	4,39	3,63	3,61	3,43	3,49	3,54	3,78	6,00	5,97	6,35	5,48	8,67	8,67	6,72	6,39	6,32	6,34	6,39	6,92	7,16	8,00	6,65	5,71	5,67	5,97	
S14	6,27	3,94	3,48	3,52	3,48	3,48	3,50	3,50	3,51	4,54	6,24	8,70	8,64	4,73	4,77	4,67	3,98	4,74	8,87	8,57	8,74	8,72	7,00	4,93	5,70	
D15	4,18	4,19	3,94	3,76	3,37	3,17	3,17	3,19	3,38	3,94	4,24	4,27	4,45	4,45	4,48	4,54	4,39	4,35	4,88	5,81	7,46	7,22	5,02	4,49	4,55	
L16	4,39	3,63	3,58	3,45	3,39	3,36	4,25	6,22	6,21	6,29	8,61	8,58	8,57	6,33	6,25	6,61	6,63	6,89	8,75	8,70	8,72	6,86	5,84	6,00	6,47	
M17	4,40	4,43	3,55	3,52	3,46	3,44	4,17	6,23	6,14	6,39	8,64	8,68	8,64	6,80	6,32	6,53	6,57	6,73	8,92	8,91	8,80	6,65	5,73	5,86	6,45	
X18	5,70	3,58	3,49	3,49	3,46	3,47	4,11	6,35	6,00	6,37	8,63	8,71	8,61	6,33	6,28	6,36	6,36	6,59	8,80	8,82	8,69	6,87	5,90	6,07	6,42	
V19	4,04	3,70	3,51	3,38	3,27	3,25	3,99	6,14	6,17	6,45	8,65	8,67	8,67	6,95	6,35	6,49	6,53	6,75	8,87	8,87	8,77	7,21	6,10	6,07	6,44	
J20	6,02	3,63	3,50	3,46	3,40	3,46	4,22	6,40	6,53	6,67	8,67	8,64	8,68	6,80	6,60	6,32	6,51	6,56	8,80	8,89	8,74	7,00	5,97	6,21	6,54	
S21	6,44	4,47	4,05	3,54	3,49	3,43	3,46	3,44	4,02	4,80	6,56	8,74	8,64	6,85	4,70	4,67	4,10	7,21	9,01	8,88	8,43	8,43	7,84	7,28	6,16	
D22	7,00	4,85	4,24	4,25	3,67	3,53	3,52	3,42	3,35	4,13	4,80	4,60	4,96	5,18	5,07	5,01	4,92	5,09	7,23	8,75	8,99	8,94	9,01	7,55	5,73	
L23	4,16	3,42	3,63	3,53	3,45	3,47	3,44	6,10	6,43	7,38	6,97	7,98	8,36	5,52	5,91	6,03	6,88	6,86	10,80	10,81	6,24	6,50	5,95	7,16	6,45	
M24	6,25	4,11	3,62	3,53	3,51	3,56	4,06	7,43	6,95	7,49	9,54	8,99	8,47	7,35	7,24	7,51	7,66	7,01	9,35	9,29	9,67	7,83	6,05	6,21	7,01	
X25	9,01	3,95	3,69	3,55	3,50	3,54	3,83	7,00	7,58	8,00	9,29	9,04	9,09	8,29	7,81	8,18	8,24	8,31	9,90	10,05	8,93	7,94	6,90	6,79	7,41	
J26	5,93	3,89	3,79	3,65	3,63	3,61	3,96	5,66	7,21	7,42	9,26	8,95	8,89	7,82	6,91	7,12	6,80	7,38	9,02	8,96	8,91	7,49	6,24	6,28	6,83	
V27	5,24	3,73	3,68	3,67	3,65	3,64	3,79	5,82	6,73	6,84	9,30	9,10	8,95	7,78	7,10	7,26	7,41	7,45	9,11	9,15	9,04	7,49	6,29	6,38	6,80	
S28	7,35	6,69	4,36	4,05	4,02	3,90	3,90	4,05	4,44	7,21	6,60	8,95	5,77	7,06	7,19	5,24	4,75	7,21	9,41	8,53	7,62	6,75	6,82	6,30	6,29	
D29	6,46	4,98	4,27	3,98	4,00	3,95	3,92	4,38	4,37	4,44	4,92	4,66	4,94	4,95	4,96	4,78	4,88	5,03	7,06	7,95	8,64	9,06	5,81	6,91	5,54	
L30	5,08	4,57	4,21	4,18	3,94	3,93	4,83	7,65	7,80	7,77	8,41	8,44	4,44	7,18	7,62	7,01	7,16	7,34	7,76	9,52	9,37	9,40	7,45	6,71	6,73	7,11
Media	5,27	4,05	3,76	3,61	3,52	3,51	3,81	5,50	5,83	6,18	7,68	8,14	8,02	6,55	6,20	6,23	6,16	6,48	8,58	8,58	8,52	7,40	6,24	5,84	6,26	

Mínimo: 2,62 Precios de 2,62 a 5,35 Precios de 5,35 a 8,08 Precios de 8,08 a 10,81 Máximo: 10,81

4. RED DE TRANSPORTE

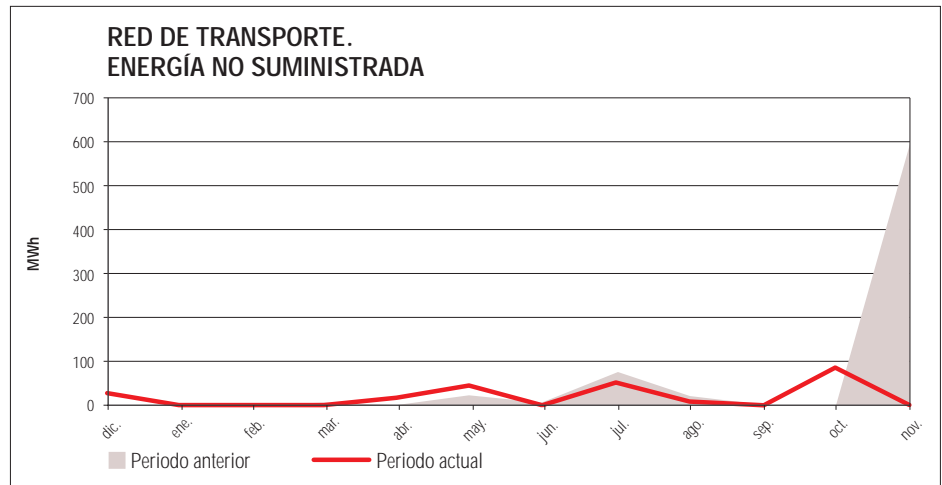
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- Durante el mes de noviembre se registró un corte de mercado en el Pirineo que originó una pérdida de mercado de 0,27 MWh.
- En los últimos 12 meses el valor del TIM ha sido de 0,704 minutos, cuyo origen principal han sido las pérdidas de mercado registradas en los meses de abril, julio y octubre del presente año, que totalizaron un valor de ENS de 173 MWh.
- La tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en noviembre ha sido del 3,4%, valor que, si bien es superior al medio anual como consecuencia de la indisponibilidad debida al mantenimiento preventivo de las instalaciones, reduce a la mitad la tasa registrada en el mismo mes del año anterior. El registro del mes de noviembre sitúa la tasa de indisponibilidad acumulada e interanual en el 2,8%, valor que disminuye en más de un 20% las tasas registradas en los mismos periodos del año anterior.
- En noviembre, 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.

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...).

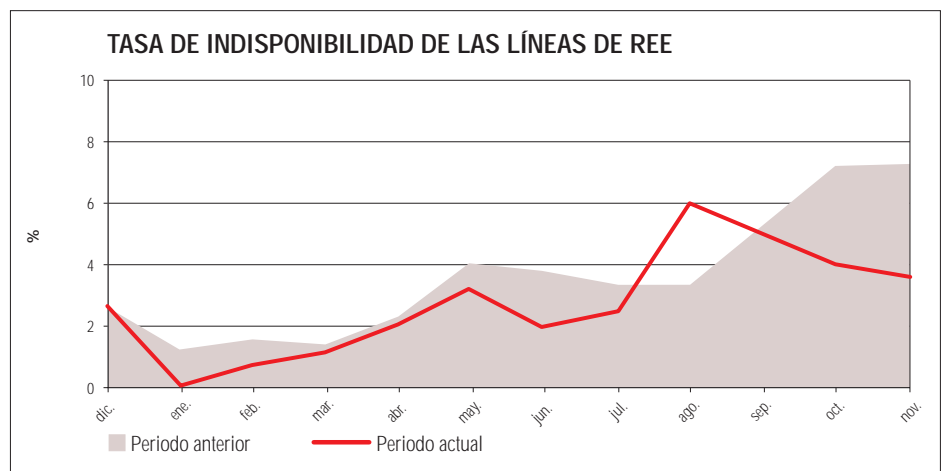
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.



Red de transporte

Calidad del servicio

	Noviembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	0,3	195,7	230,0
Tiempo de interrupción medio (min.)	-	-	0,704



Red de transporte de REE

Tasa de indisponibilidad

	Noviembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	2,0	188,0	1,4	15,3	1,3	11,7
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-45,7	0,0	19,3	0,0	30,6
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,4	-77,1	1,4	-41,3	1,5	-37,6
Total	3,4	-49,3	2,8	-22,3	2,8	-21,3

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

Interconexiones internacionales

Capacidad comercial (MW)

	Noviembre	
	Importación	Exportación
Francia	750	750
Marruecos	300	300
Portugal	650	750

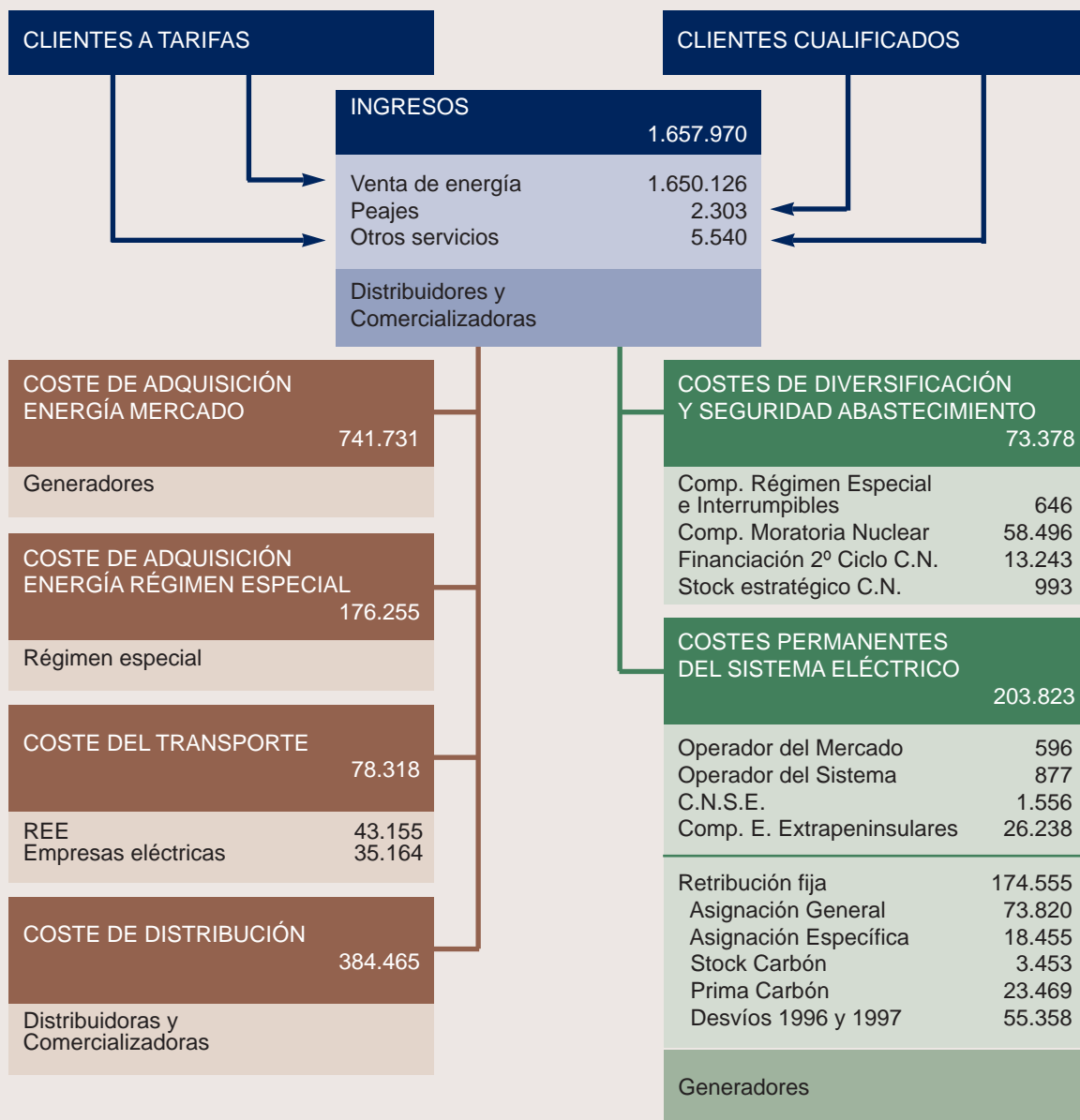
5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos liquidables en el período enero-noviembre ascendieron a 1.657.970 MPTA, de los cuales el 99,5% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,33% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 0,14% a peajes.
- Del total de ingresos, el 16,7%, 277.201 MPTA, ha ido a cubrir los costes permanentes del sistema. De estos últimos 174.555 MPTA corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija durante el período enero-noviembre supone un 84% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1998. Este porcentaje es casi idéntico al 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 del período enero-noviembre, se ha elevado a 741.731 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 126.664 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 5.517 MPTA.

LIQUIDACIÓN DE INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Enero - Noviembre 1998

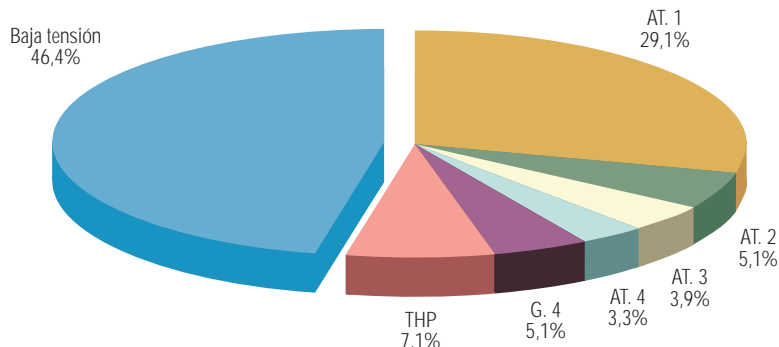
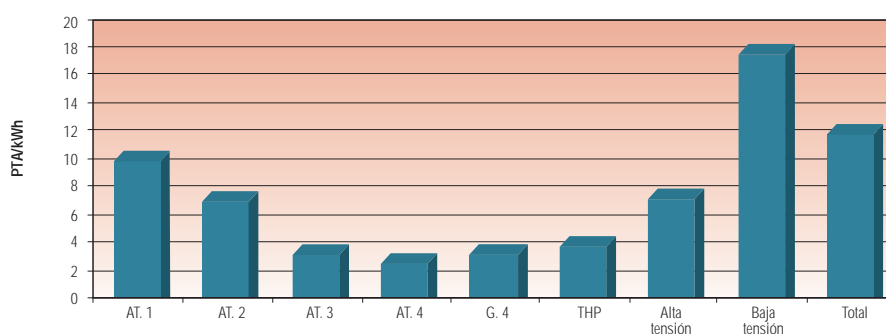
(Millones de pesetas)



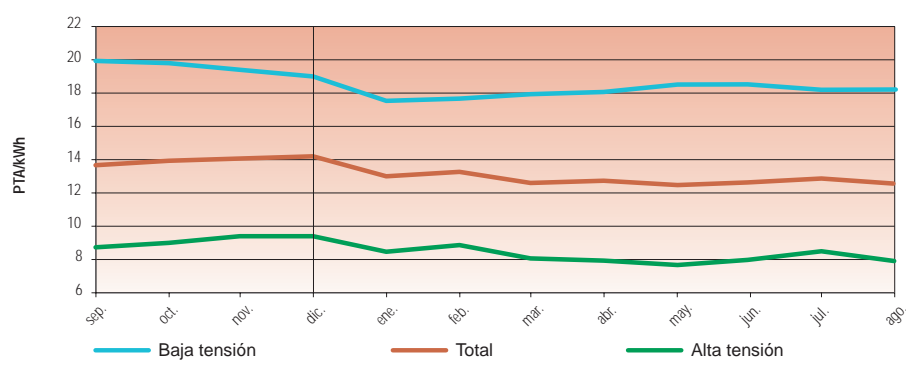
CONSUMO FACTURADO(*)

- El consumo de energía eléctrica en el sistema peninsular durante el mes de agosto de 1998 se elevó a 12.772 GWh, lo que supone un incremento del 6,4% respecto al mismo mes de 1997. Este incremento es consecuencia, principalmente, del fuerte crecimiento que siguen experimentando los consumos en baja tensión, un 8,3%; por el contrario, los consumos en alta tensión han tenido un crecimiento más moderado, un 4,9%.
- En el período enero-agosto el consumo ha sido 102.815 GWh, un 7,0% superior al del mismo período de 1997, con un reparto bastante equilibrado entre alta y baja tensión. Este reparto contrasta con el registrado durante el año 1997, año en el que los consumos en alta tensión crecieron en mucha mayor medida que los de baja tensión. El comportamiento de la demanda doméstica en 1997 y 1998 coincide significativamente con el seguido por el consumo interno: una cierta atonía el pasado año y un fuerte despegue a lo largo del actual.
- En los últimos doce meses el consumo de energía eléctrica se eleva a 153.278 GWh, un 6,9% superior al del mismo período del año anterior. Este incremento se mantiene en la línea de los registrados en meses anteriores y es explicado casi en su totalidad por la buena marcha de la economía.
- El precio medio de la energía consumida en el período enero-agosto

(*) Debido al desfase entre consumo y facturación de energía, únicamente se dispone de datos completos de los consumos realizados en el mes de agosto.

SISTEMA PENINSULAR
ENERGÍA FACTURADA POR TIPO DE TARIFA. AGOSTO 1998SISTEMA PENINSULAR
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. AGOSTO 1998

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)	3.700	7,1	10,59	-9,1	29.610	5,5	10,49	-9,3	43.941	5,8	10,86	-7,7
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	644	-7,0	7,23	-10,1	5.318	-6,0	7,61	-10,5	8.091	-5,2	7,90	-8,8
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	496	-3,3	3,83	-19,2	4.119	6,9	4,89	-16,2	6.163	6,8	5,22	-12,7
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	426	-13,4	3,06	-3,3	3.510	-2,2	3,86	-5,4	5.405	2,5	4,04	-3,8
G.4 (Grandes consumidores)	653	2,5	3,61	-4,1	5.087	1,6	3,67	-4,9	7.631	1,5	3,73	-3,1
Tarifa horaria de potencia	901	26,1	4,34	-6,1	7.442	33,2	5,86	-6,6	10.689	35,0	6,20	-5,2
Alta tensión	6.820	4,9	7,82	-8,4	55.086	6,4	8,12	-9,5	81.920	7,0	8,42	-7,9
Baja tensión	5.902	8,3	18,21	-8,9	47.729	7,8	17,98	-9,0	71.358	6,8	18,46	-7,0
Sistema peninsular	12.722	6,4	12,64	-8,1	102.815	7,0	12,69	-8,9	153.278	6,9	13,10	-7,3

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

ha sido 12,69 PTA/kWh, lo que supone una reducción del 8,9% respecto al mismo período de 1997. Este descenso supera ligeramente al 8,32% que resulta de la aplicación de las tarifas aprobadas para 1998. Por tarifas, se observa un descenso ligeramente mayor de las tarifas de media y alta tensión.

- El número total de clientes en el mes de agosto ascendió a 20,1 millones, lo que supone un crecimiento del 1,9% respecto a agosto del año anterior. Del total de clientes, más de 64.000 son de media y alta tensión, aunque este grupo de clientes está creciendo a buen ritmo y en el mes de agosto su número es un 4,4% mayor al que

Datos de facturación

	Agosto			
	Clientes		Potencia	
	Número	Δ%	MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	63.299	8,0	15.100	7,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	882	-2,6	1.833	-13,6
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	81	-21,4	823	-16,5
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	24	-11,1	559	-2,6
G.4 (Grandes consumidores)	5	0,0	892	1,9
Tarifa horaria de potencia	113	63,8	1.968	38,5
Alta tensión	64.404	4,4	21.176	2,8
Baja tensión	20.076.186	3,0	91.463	4,3
Sistema peninsular	20.140.590	1,9	112.639	3,0

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

había en el mismo mes del año anterior.

- La potencia facturada en el mes de agosto ha ascendido a 112.639 MW, un 3,0% más que en agosto

de 1997. La potencia facturada en media y alta tensión fue 21.176 MW, lo que representa un incremento del 2,8% respecto al mismo mes de 1997.

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

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

- El consumo de energía primaria en la UE en 1997 se elevó a 1.335 millones de toneladas equivalentes de petróleo. El petróleo constituye el principal recurso energético al cubrir el 43,3% del consumo de energía primaria; el gas se sitúa muy por debajo con el 21,9%, seguido del carbón con el 16,5% y la energía nuclear con el 15,4%.
- La utilización de los diferentes recursos energéticos difiere en gran medida entre los países de la UE. En general, el petróleo es el principal combustible aunque con

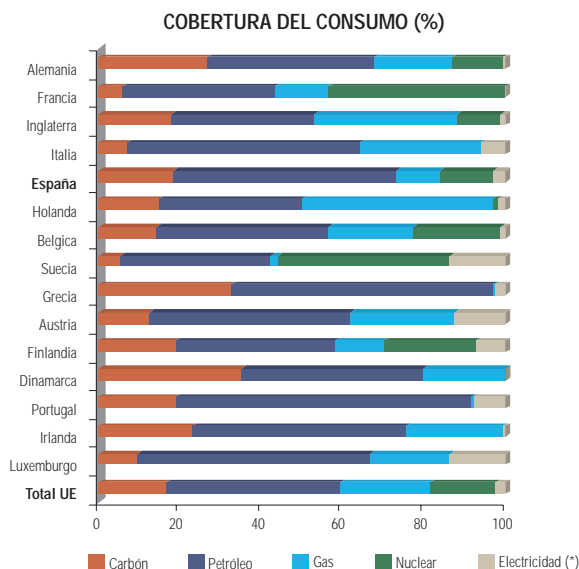
importantes diferencias: mientras que en Portugal supone el 73,1% del consumo, en Holanda representa el 34,9%. La utilización del carbón varía entre el 36,2% de Dinamarca y el 5,3% de Suecia. El empleo del gas se sitúa entre el 47,3% de Holanda y el 0,5% de Dinamarca. Por último, la energía nuclear alcanza el 43,1% en Francia y está completamente ausente en 7 países de la UE.

- Entre los países de la UE, España ocupa el 5º lugar con un consumo de 103 Mill.TEP. El petróleo, con el

54,9% satisface más de la mitad de nuestras necesidades, el carbón supone el 18,3%, la energía nuclear el 13,1% y el gas el 10,9%.

- La parte del consumo cubierta a partir de la producción nacional de energía primaria en el conjunto de la UE se eleva al 52,7%. Por países, Inglaterra es el único país que con un 117,5% tiene superávit mientras que Portugal apenas produce el 6,4% de su consumo. En España, el porcentaje es del 26,0%, uno de los más bajos de la UE.

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA. 1997

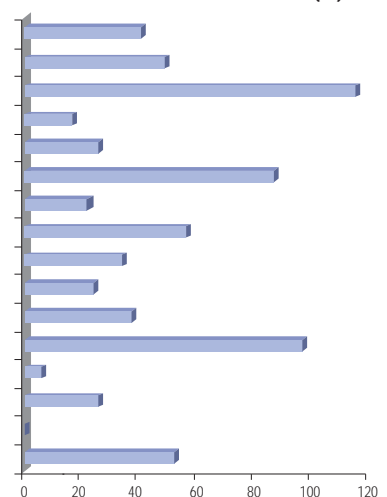


CONSUMO (Millones TEP)

Alemania	328
Francia	229
Inglaterra	219
Italia	162
España	103
Holanda	73
Belgica	55
Suecia	41
Grecia	24
Austria	24
Finlandia	23
Dinamarca	19
Portugal	19
Irlanda	11
Luxemburgo	3
Total UE	1.335

Fuente: EUROSTAT

PRODUCCIÓN/CONSUMO (%)



(*) Incluye junto a la electricidad producida a partir de fuentes renovables (hidráulica, eólica y otras) el saldo de los intercambios internacionales de electricidad.

SISTEMA PENINSULAR. CAPACIDAD INSTALADA HIDRÁULICA

Principales centrales hidráulicas

Central	Nº Grupos	Potencia	Año de entrada en servicio (1)	Central	Nº Grupos	Potencia	Año de entrada en servicio (1)
		MW				MW	
Aguayo	4	340	1982-1983	Cofrentes	3	124	1951-1953
Belesar	3	225	1963	Cortés II	2	280	1988
Castrelo	2	112	1969	Gabriel y Galán	1	110	1982
Conso	3	228	1975-1976	José María Oriol	4	934	1969-1970
Cornatel	2	122	1964	La Muela	3	628	1989
Frieira	2	130	1970	Torrejón	4	130	1966-1967
Los Peares	3	159	1953-1954	Valdecañas	3	225	1964
Puente Bibey	5	285	1964-1966	Otras centrales < 100 MW		881	
Salime	4	126	1953-1955	Cuenca Tajo-Júcar-Segura		4.173	
San Esteban	6	265	1955-1957	Cijara		102	1956-1980
Soutelo I	1	125	1994	Otras centrales < 100 MW		131	
Tanes	2	133	1978	Cuenca Guadiana		233	
Otras centrales < 100 MW		1.899		Tajo Encantada	4	360	1977-1978
Cuenca Norte		4.149		Guillena	3	210	1973
Aldeadávila	8	1.139	1962-1986	Otras centrales < 100 MW		446	
Castro	3	190	1952-1977	Cuenca Guadalquivir		1.016	
Ricobayo	4	133	1935-1947	Canelles	3	108	1959
Saucelle	6	525	1956-1989	Estangento	4	446	1985-1986
Villalcampo	4	206	1949-1977	Mequinenza	4	324	1964
Villarino	6	810	1970-1977	Moralets	3	221	1985
Otras centrales < 100 MW		389		Ribarroja	4	263	1967-1969
Cuenca Duero		3.392		Tabescán	3	152	1971
Azután	3	180	1969-1970	Otras centrales < 100 MW		2.054	
Bolarque II	4	208	1974	Cuenca Ebro		3.569	
Cedillo	4	473	1976-1977	Total hidráulica		16.532	

(1) Para las centrales con más de un grupo se reflejan los años de entrada en servicio del primero y del último.

CENTRALES HIDRAULICAS > 100 MW





Ministerio de Industria
y Energía


Miner

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>