

Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

FEBRERO 1999. Nº 9



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 a tarifa regulada	
6. La energía eléctrica en la Unión Europea	16
• Tarifas industriales 1990-1998	
Anexo	
• Sistema peninsular: Balance 1990-98 y Capacidad instalada	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central Solar Fotovoltaica de Toledo

Fecha de redacción: 5 de mayo de 1999

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 febrero el consumo de energía eléctrica ha mantenido el alto ritmo de crecimiento con que inició el año 1999, al alcanzarse una demanda mensual de 14.845 GWh, con un crecimiento del 8,4% respecto al mismo mes del año anterior. Esta tasa de crecimiento es la mayor registrada en los últimos doce meses y supera en casi 2 puntos al incremento de demanda en el conjunto del año 1998.
- Las frías temperaturas registradas en febrero han sido la causa de más de la mitad del crecimiento mensual de la demanda, un 4,9%, mientras que el efecto de la laboralidad ha sido nulo, con lo que el crecimiento de la demanda eléctrica atribuible a la actividad económica ha

sido del 3,5%, el más bajo registrado desde el mes de junio del año 1997. Este último dato parece indicar que en el inicio de 1999 continúa el suave descenso del ritmo de crecimiento de la economía ya advertido en el último trimestre de 1998.

- En el mes de febrero se ha acentuado el periodo de sequía que se viene registrando desde el pasado verano. El producible hidráulico del mes ha alcanzado apenas el 32% de su valor histórico medio. Este índice, el quinto más bajo para un mes de febrero desde hace 80 años, es incluso más bajo que los registrados en los pasados meses de diciembre y enero.
- En estas condiciones de hidraulicidad, la estructura de producción del mes de febrero ha sido similar a la de los últimos

meses: la escasa producción hidroeléctrica ha aportado el 9,8% de la producción bruta mensual, mientras que la contribución de la producción nuclear ha sido del 30,0%, la menor en los últimos 3 años, como consecuencia de la coincidencia en febrero de diversas actuaciones programadas. Esta combinación de factores ha favorecido una alta utilización del equipo térmico convencional, cuya aportación ha alcanzado el 60,2% de la producción bruta, la más alta de los últimos 3 años, y en especial de los grupos de fuel-oil, que han producido el 11,9% de la producción bruta total del mes de febrero.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla- la demanda bruta del mes de febrero ha ascendido a 743 GWh, con un crecimiento respecto al mismo mes de 1998 del 11,5%, más de 3 puntos por encima del incremento de la demanda peninsular. Esta tasa de crecimiento es la mayor registrada desde septiembre de 1997 y supera en casi 3 puntos el incremento medio de la demanda de los sistemas extrapeninsulares en el conjunto del año 1998.

- La valoración de la generación en los dos primeros meses de 1999 ha ascendido a 201.168 MPTA, con un coste medio de 6,31 PTA/kWh. El coste de la generación neta de las empresas y de las importaciones netas ascendió a 5,87 y 5,44 PTA/kWh, respectivamente. El coste medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 9,89 PTA/kWh.

- Los precios en el mercado de producción de energía eléctrica han experimentado un significativo aumento, tanto en relación con el mes pasado, 13,3%, como con el mismo mes de 1998, 14,2%. El precio medio mensual final se ha elevado a 6,23 PTA/kWh, como consecuencia, principalmente, de la subida experimentada por los precios en el mercado diario cuyo precio medio mensual, 4,87 PTA/kWh, constituye el máximo registrado hasta el momento. Por el contrario, el coste englobado en Otros mercados (restricciones, regulación y desvíos) tan sólo ha supuesto 0,12 PTA/kWh, la mitad que el mes pasado. Tanto la garantía de potencia como el mercado intradiario se han situado en sus niveles habituales.

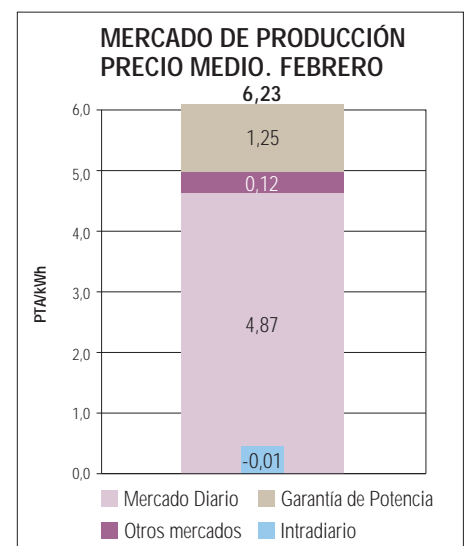
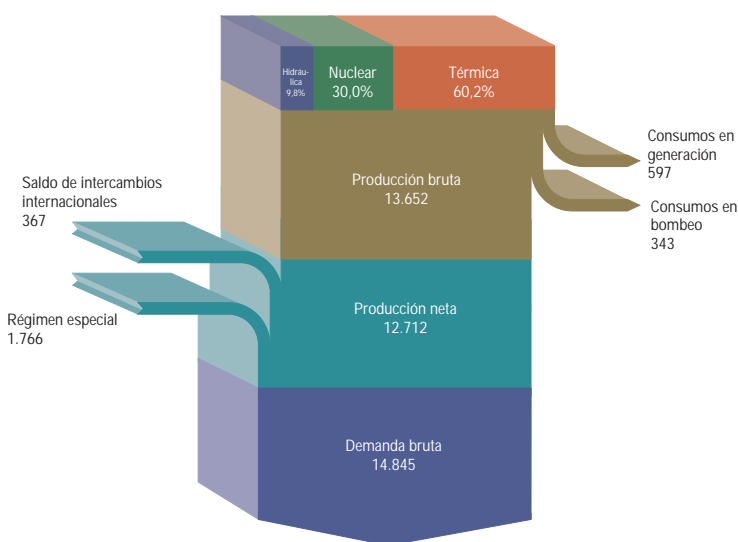
Balance eléctrico	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	12.712	7,4	26.702	7,1	151.715	1,9
Régimen especial	1.766	16,8	3.621	11,5	19.905	20,6
Intercambios internacionales	367	6,0	611	-10,9	3.327	-
Demanda bruta	14.845	8,4	30.934	7,2	174.948	6,8
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	683	8,2	1.417	7,5	8.744	7,2
Régimen especial	61	71,6	117	44,8	645	19,9
Demanda bruta	743	11,5	1.534	9,7	9.389	8,0

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	160.116	79,6	5,97	-6,8
Intercambios internacionales (*)	5.290	2,6	5,44	-15,1
Régimen especial	35.763	17,8	9,89	54,5
Total	201.168	100,0	6,40	--

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

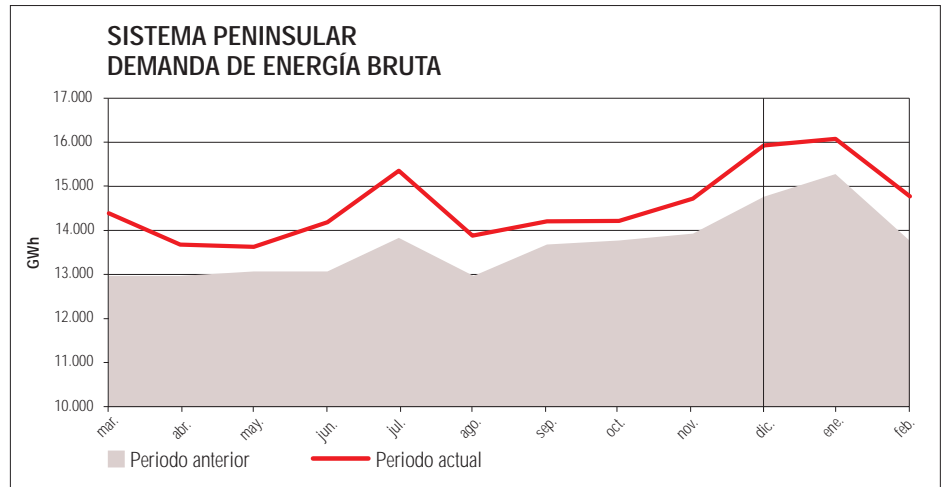
BALANCE ELÉCTRICO PENINSULAR. COBERTURA DE LA DEMANDA. FEBRERO (GWh)



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

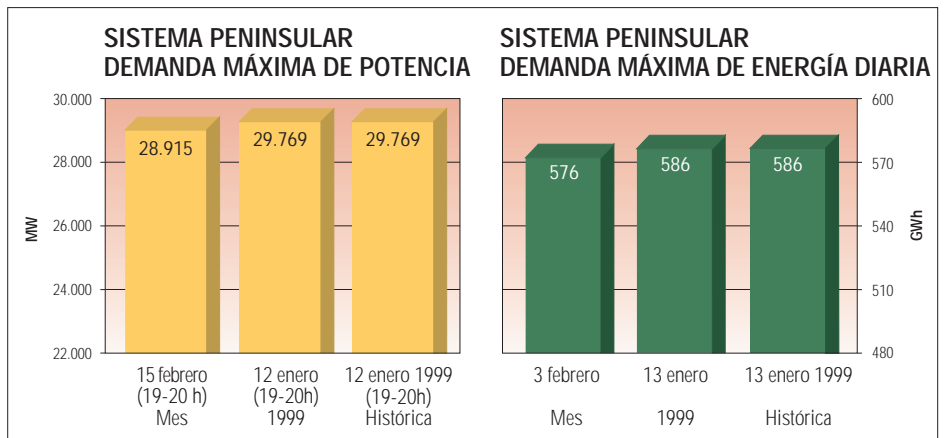
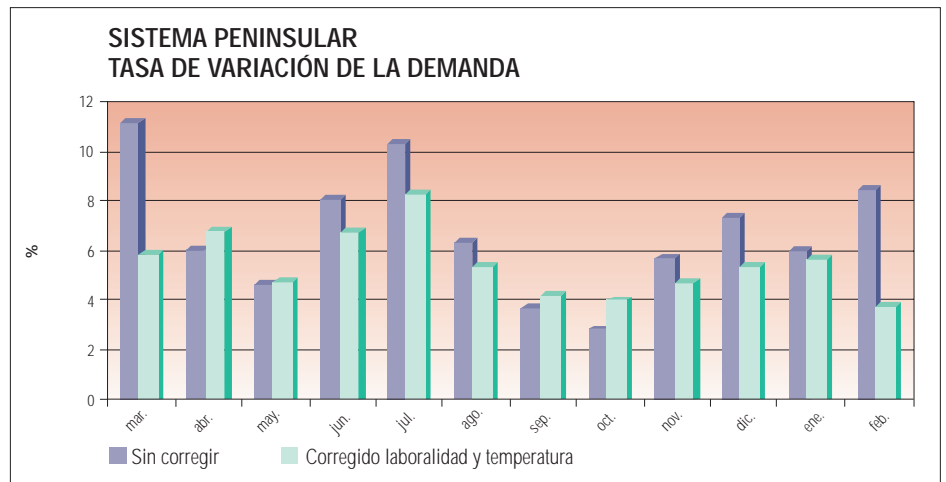
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda bruta peninsular de energía eléctrica en el mes de febrero fue 14.845 GWh, con un crecimiento del 8,4% respecto al mismo mes del año anterior. Esta demanda, a pesar de tratarse de un mes con menos días, es la tercera más alta registrada en los últimos doce meses.
 - La laboralidad no influyó en la variación de la demanda al haberse producido el mismo número de días laborables y fines de semana que en febrero del año anterior.
 - Las temperaturas del mes de febrero han sido más frías que el año anterior y que la media histórica, aportando 4,9 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media diaria fue de 9,1 °C, 2,2 °C por debajo de la de febrero de 1998.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda de energía bruta en el mes se estima en un 3,5%. Este crecimiento es casi 5 puntos inferior al que se produjo en el mismo mes de 1998 y el más bajo que se ha registrado desde el mes de junio de 1997.
- Una vez transcurridos los dos primeros meses de 1999, las bajas temperaturas han situado el crecimiento de demanda acumulado 1,5 puntos por encima del registrado en el mismo período de 1998. Sin embargo, el incremento acumulado de la demanda corregida hasta febrero es 3 puntos inferior, consecuencia del menor ritmo de crecimiento de la actividad económica.
- En febrero, la demanda máxima de potencia ha sido de 28.915 MW, superior cerca de 3.000 MW respecto a la máxima demanda de potencia registrada en febrero del año anterior. La demanda máxima de energía diaria ha sido 576 GWh, un 8,8% mayor que el valor máximo registrado el mismo mes de 1998.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda de febrero ascendió a 743 GWh, con un crecimiento del 11,5% respecto al mismo mes del año anterior, el mayor registrado desde septiembre de 1997 y más de tres puntos por encima del crecimiento peninsular.



Demanda bruta	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	14.845	8,4	30.934	7,2	174.948	6,8
Efectos						
Laboralidad	-	0,0	-	-0,5	-	-0,2
Temperatura	-	4,9	-	3,0	-	1,4
Activ. económica y otros	-	3,5	-	4,7	-	5,6
Sistemas extrapeninsulares	743	11,5	1.534	9,7	9.389	8,0

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

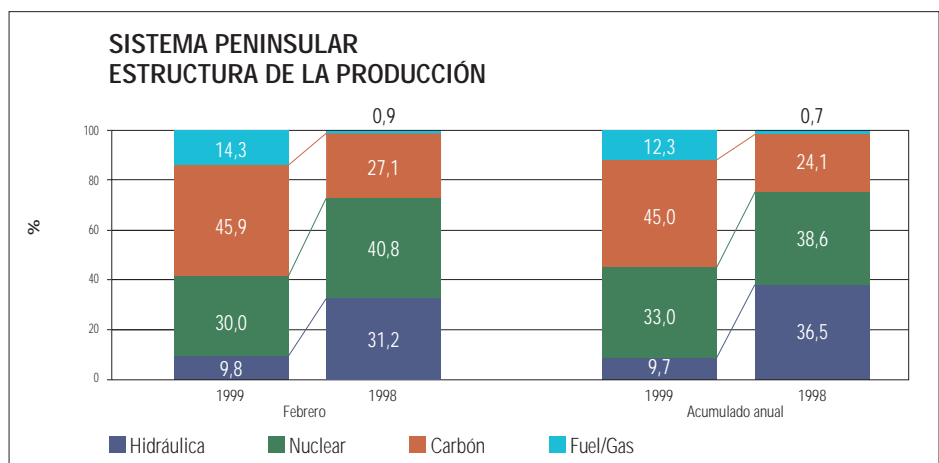
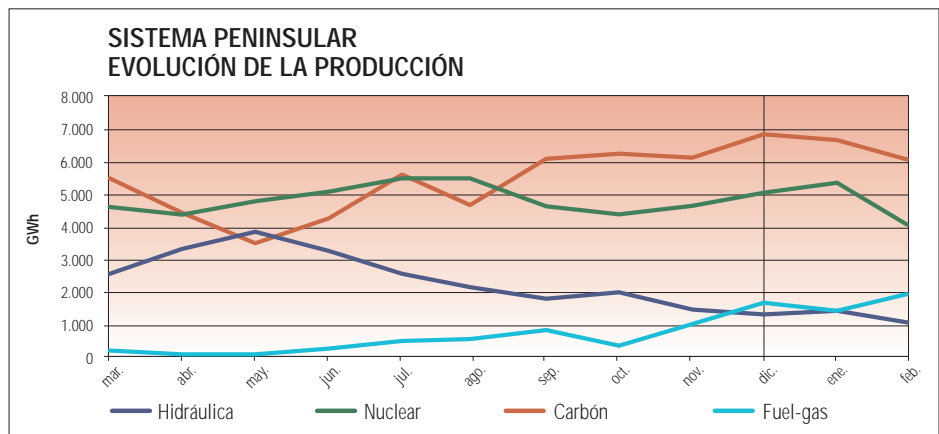
- La producción bruta peninsular en el mes de febrero ha ascendido a 13.652 GWh, superior en un 10,2% a la registrada en el mismo mes del anterior.
- La cobertura de la demanda en el mes de febrero ha sido muy similar a la que se ha venido registrando durante los meses de invierno, en los que se ha acentuado la sequía iniciada el pasado verano. Esta escasa hidraulicidad se ha mantenido en febrero, mes en el que la aportación de la producción hidráulica a la producción bruta se ha situado por tercer mes consecutivo por debajo del 10%. La producción nuclear ha reducido su aportación hasta el 30%, la más baja en los últimos 3 años, favoreciendo una mayor utilización de los grupos de fuel-oil, cuya aportación a la producción bruta ha alcanzado el 11,9%. Como consecuencia, los grupos térmicos convencionales han aportado este mes el 60,2% de la producción bruta, muy por encima del 28,0% con que contribuyó en el mismo mes del año anterior.
- Al igual que en el mes anterior, la mayor parte del incremento de la demanda bruta del mes de febrero, 1.150 GWh, ha sido cubierta con mayor producción neta, 875 GWh. El resto del incremento de demanda ha sido cubierto por las adquisiciones de energía al régimen especial, 255 GWh, y el saldo importador de los intercambios internacionales de energía, 20 GWh.
- En los dos primeros meses del año 1999 la cobertura de la demanda se ha invertido respecto al mismo periodo del año anterior. El fuerte componente hidráulico y nuclear de los dos primeros meses de 1998 ha dejado paso a un mayor peso específico de la producción térmica convencional en 1999. Asimismo, el incremento de la demanda acumulada, que en 1998 fue cubierto casi en su totalidad por las adquisiciones al régimen especial y las importaciones de energía, en 1999 son aportados con mayor producción neta ante la moderación de las tasas de crecimiento de las adquisiciones a auto-productores.
- La cobertura de la demanda del conjunto de sistemas extrapeninsulares en el mes de febrero ha sido muy similar a la del mes anterior. El incremento de demanda respecto a febrero de 1998 ha sido cubierto en su mayor parte con mayor producción de las centrales de carbón y de la energía adquirida al régimen especial, cuyas tasas de crecimiento en los últimos meses están siendo muy elevadas.

Balance eléctrico peninsular	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1.344	-65,2	2.803	-70,7	27.224	-20,0
Nuclear	4.094	-19,1	9.490	-6,2	58.370	5,0
Carbón	6.264	86,9	12.965	105,3	66.840	9,3
Fuel-Gas	1.951	1.649,6	3.530	1.778,2	9.000	41,6
Producción bruta	13.652	10,2	28.787	9,9	161.434	2,7
- Consumos generación	597	44,9	1.274	49,5	6.732	6,5
- Consumos bombeo	343	154,2	812	97,0	2.987	58,7
Producción neta	12.712	7,4	26.702	7,1	151.715	1,9
+ Régimen especial	1.766	16,8	3.621	11,5	19.905	20,6
± Intercambios internacionales	367	6,0	611	-10,9	3.327	-
Demanda bruta	14.845	8,4	30.934	7,2	174.948	6,8

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0	-100,0	0	-69,7	3	29,1
Carbón	268	19,6	547	15,2	3.214	31,9
Fuel-oil	467	2,1	980	3,3	6.210	-2,1
Producción bruta	735	7,8	1.527	7,3	9.427	7,4
- Consumos generación	52	3,8	110	3,8	683	9,3
Producción neta	683	8,2	1.417	7,5	8.744	7,2
+ Régimen especial	61	71,6	117	44,8	645	19,9
Demanda bruta	743	11,5	1.534	9,7	9.389	8,0

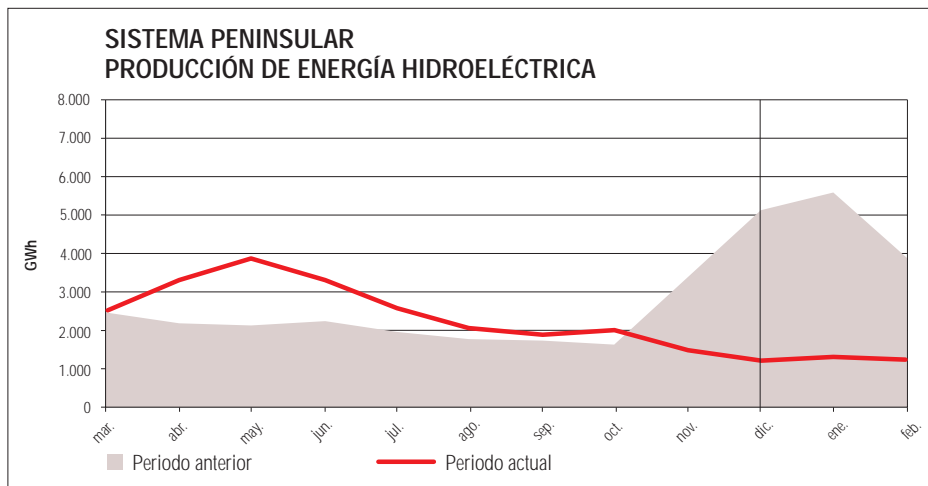
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

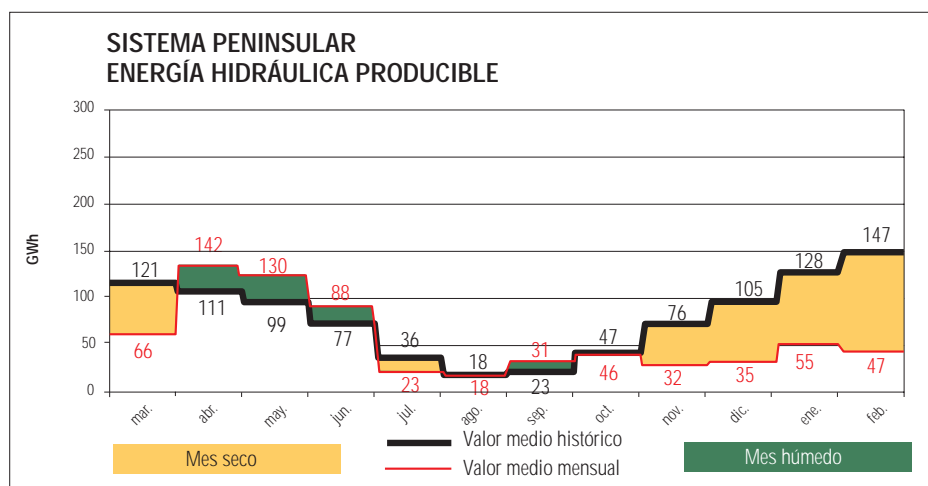
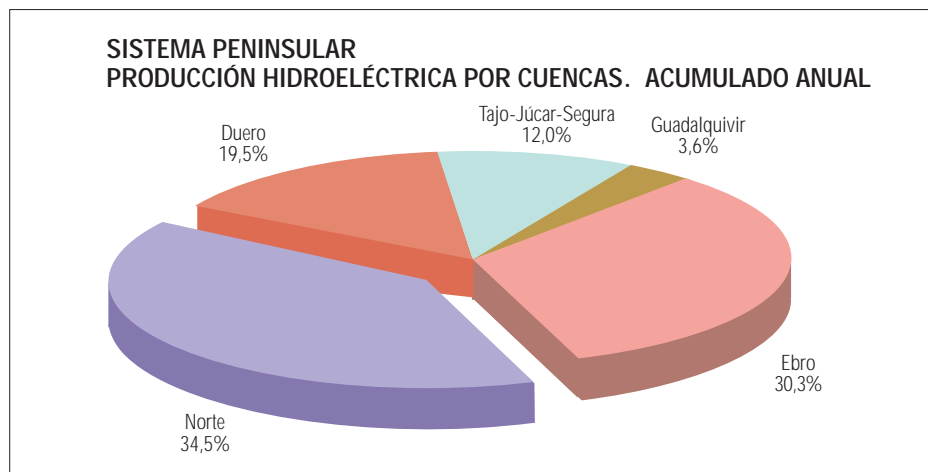
- En el mes de febrero la producción hidroeléctrica se ha situado en 1.344 GWh, inferior en un 65,2% a la del mismo mes del año anterior. Esta producción mensual, la menor de los últimos tres años, prolonga la trayectoria descendente que la generación hidráulica ha seguido desde el pasado verano, con especial incidencia en los últimos 4 meses, y sitúa su aportación a la producción bruta mensual en el 9,8%, frente al 31,2% que aportó en febrero de 1998.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de febrero las mayores producciones han correspondido a la cuenca Norte y a la cuenca del Ebro con el 34,1% y el 31,0% del total peninsular, respectivamente. Todas las cuencas han reducido notablemente su producción respecto a febrero de 1998, en especial las de la zona centro y sur, cuyos descensos han sido superiores al 70%. En los dos primeros meses del año, las cuencas de la mitad norte peninsular han producido el 84,3% del total de la producción hidroeléctrica.
- En el mes de febrero se han registrado precipitaciones muy bajas en toda la península. Las precipitaciones han sido significativamente inferiores a la media histórica, excepto en el área de Oviedo y Albacete en donde se registraron precipitaciones superiores a la media histórica para este mes.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de febrero ha sido muy seco: el total de energía hidráulica producible fue de 1.167 GWh, el 32% de su valor medio histórico. Este índice de energía producible es el quinto más bajo registrado en un mes de febrero en los últimos 80 años.
- En los dos primeros meses del año 1999, el producible hidráulico asciende a 2.939 GWh, apenas el 37% de su valor medio histórico. Este valor del producible supera en un 5% a la producción hidráulica del periodo, lo que refleja una gestión conservadora de las reservas de los embalses para hacer frente a la sequía que se prolonga desde el pasado verano.
- La baja hidráulica del mes de febrero, unida a la que se viene registrando desde el pasado verano, acentuada en los tres últimos meses, han

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



Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	459	-48,6	966	-61,5	8.445	-1,7
Duero	3.392	258	-78,4	547	-81,3	7.146	-21,8
Tajo-Júcar-Segura	4.093	164	-82,6	336	-85,2	3.988	-43,2
Guadiana	233	1	-99,3	1	-99,4	68	-83,9
Guadalquivir	1.016	46	-72,7	102	-72,0	993	-28,5
Ebro	3.569	416	-25,2	851	-35,7	6.585	-11,8
Sistema peninsular	16.452	1.344	-65,2	2.803	-70,7	27.224	-20,0
Canarias	1	0	-100,0	0	-69,7	3	29,1
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-100,0	0	-69,7	3	29,1

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



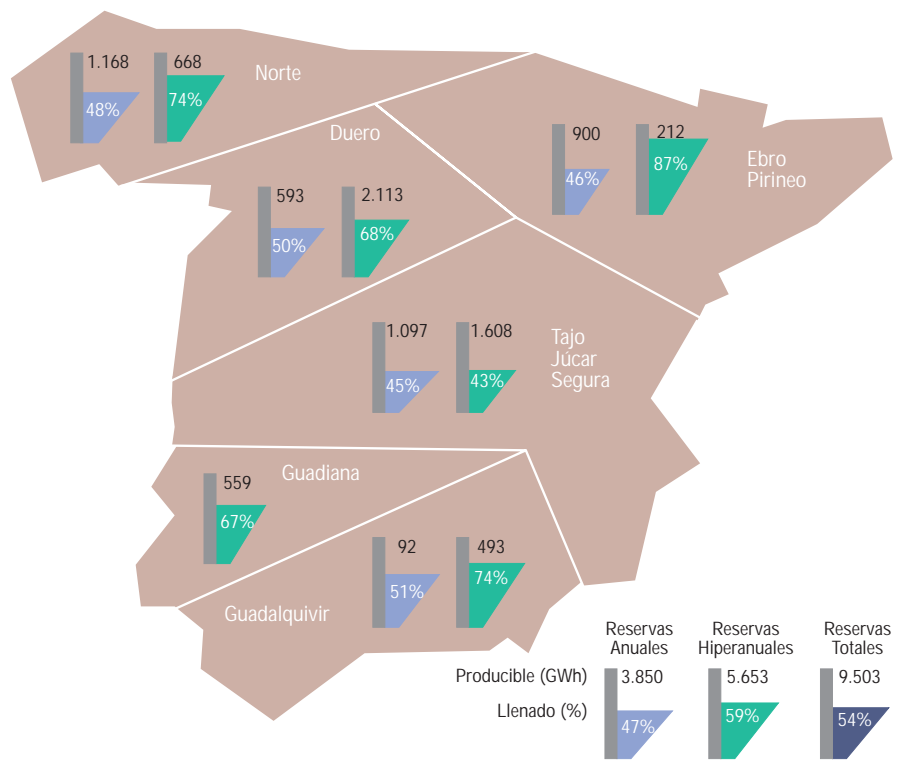
situado la energía hidráulica producible de los últimos 12 meses en 21.216 GWh, valor inferior en 29 puntos a su valor histórico medio.

- Las reservas de agua del conjunto de los embalses acabaron el mes de febrero al 53,7% de su capacidad, con un nivel de reservas equivalente a 9.503 GWh. Este porcentaje de reservas supera ligeramente al que existía al finalizar enero y es notablemente inferior al 71% que se registró en el mes de febrero de 1998.
- Los embalses de régimen anual mantienen un nivel de reservas del 47,2%, superior en 1,2 puntos al nivel de reservas del mes anterior, pero muy por debajo del 74% con que finalizó el mes de febrero de 1998. Todas las cuencas se sitúan en un nivel de reservas en el entorno del 50%, alcanzando el valor máximo la cuenca del Guadalquivir con un 51,1%.
- Las reservas de los embalses de régimen hiperanual se sitúan al 59,2% de la capacidad, 1,3 puntos por encima de las reservas registradas en el mes anterior. Las reservas de todas las cuencas se sitúan por encima del 65% de su capacidad, excepto la del Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas alcanza el 43%.

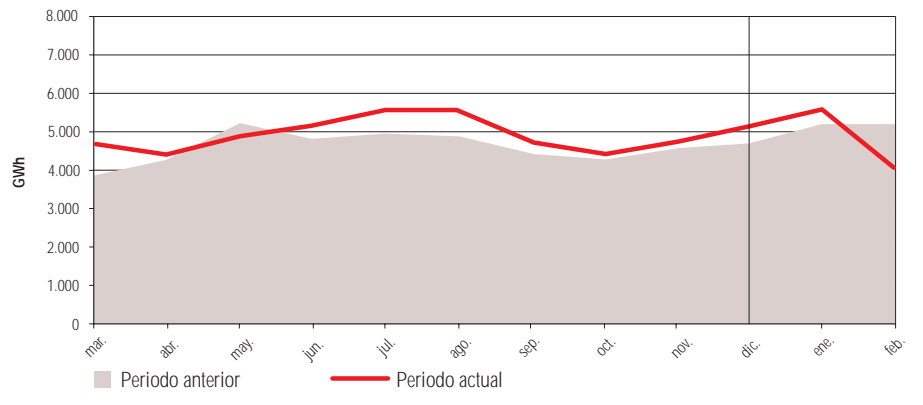
Producción nuclear

- La producción bruta de las centrales nucleares en el mes de febrero fue de 4.094 GWh, inferior en un 19,1% a la del mismo mes del año anterior. Esta producción, la más baja desde el mes de marzo de 1997 incluso corrigiendo el efecto del menor número de días del mes de febrero, representa una aportación a la producción bruta del 30,0%, la menor de los últimos 3 años.
- Esta notable reducción de la generación nuclear es consecuencia de las diversas actuaciones programadas llevadas a cabo en algunas centrales durante el mes de febrero.
- La central de Garoña ha permanecido parada por recarga de combustible hasta el día 28, en que el reactor se hizo crítico comenzando el ciclo XXI de operación.
- El día 5 dio comienzo la parada por recarga de combustible de la central de Trillo.
- El día 17 se inició en la central de Vandellós II una bajada de carga por alargamiento del ciclo, previo a la para-

RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 28 DE FEBRERO DE 1999 (GWh)



SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



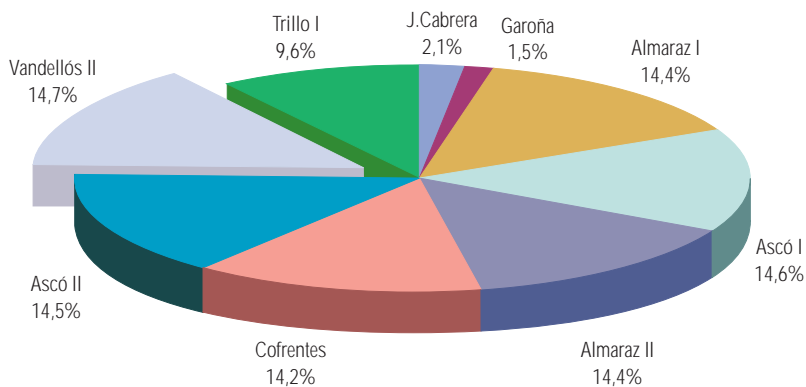
Producción bruta Nuclear	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	97	-2,9	203	-2,2	1.161	19,2
Garoña	466	1	-99,8	145	-76,4	3.480	0,3
Almaraz I	974	646	-0,2	1.363	6,7	8.376	19,8
Ascó I	973	655	0,5	1.381	1,4	7.648	14,2
Almaraz II	983	651	-0,5	1.370	13,0	6.230	-0,9
Cofrentes	1.025	614	-8,7	1.346	8,7	8.581	21,5
Ascó II	976	651	1,9	1.373	2,3	7.720	-5,7
Vandellós II	1.009	656	-2,6	1.398	-0,3	8.712	14,2
Trillo I	1.066	123	-82,7	912	-37,8	6.462	-22,2
Sistema peninsular	7.633	4.094	-19,1	9.490	-6,2	58.370	5,0

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

da por recarga de combustible que comenzará en el mes de marzo. El día 22, se consiguió un hito importante en el funcionamiento de la planta al alcanzarse los 500 días ininterrumpidos de acoplamiento a la red.

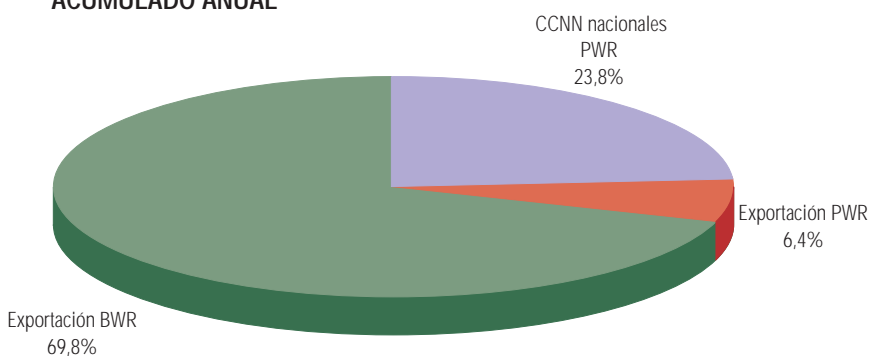
- Las actuaciones programadas anteriormente señaladas han conducido a unos valores de disponibilidad y factor de carga en el mes de febrero inferiores a los habituales. El coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 75,7%, consecuencia de una indisponibilidad programada del 23,5%. Por su parte, el factor de carga ha alcanzado el 79,8%.
- En dos primeros meses del año, la producción nuclear ha ascendido a 9.490 GWh, un 6,2% inferior a la del mismo periodo del año anterior, con una aportación a la producción bruta del 33,0%, casi 6 puntos inferior a la del mismo periodo de 1998.
- Tras dos meses en los que dos centrales han parado por recarga de combustible y una tercera ha bajado su carga para alargar su ciclo, los valores de disponibilidad y factor de carga acumulados, 86,0% y 87,8% respectivamente, son inferiores a los habituales del parque nuclear.
- En el mes de febrero se han fabricado 4 elementos de combustibles tipo PWR para la central de Trillo y 37 para Almaraz I. También se han exportado a la central de Ringhals en Suecia 11 elementos combustibles PWR y 89 tipo BWR para TVO en Finlandia. Asimismo, se han importado 62 elementos tipo BWR procedentes de Suecia para Cofrentes.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	89,9	0,0	0,0	89,4	0,0	1,0
Garoña	0,2	97,7	0,0	22,0	71,4	0,0
Almaraz I	98,7	0,0	0,0	98,9	0,0	0,0
Ascó I	100,2	0,0	0,0	100,2	0,0	0,0
Almaraz II	98,6	0,0	0,0	98,4	0,0	0,2
Cofrentes	89,1	0,0	3,5	92,7	0,0	3,5
Ascó II	99,3	0,0	0,0	99,3	0,0	0,0
Vandellós II	96,8	0,0	0,8	97,8	0,0	0,4
Trillo I	17,1	82,6	0,0	60,4	39,2	0,2
Sistema peninsular	79,8	23,5	0,8	87,8	13,2	0,8

FABRICACIÓN NACIONAL DE ELEMENTOS COMBUSTIBLES ACUMULADO ANUAL



Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un periodo de tiempo y la que se hubiera producido en este periodo funcionando a la potencia nominal.

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

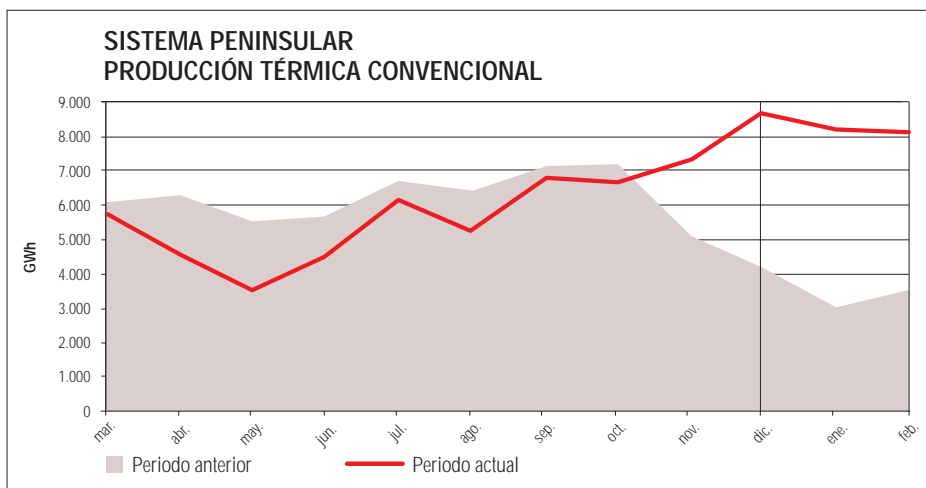
Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Combustible nuclear	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	23.078	69.197	296.166
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	41	41	233
Exportación	11	11	58
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	128
Exportación	89	120	326
Nº elementos importación:			
PWR	0	4	44
BWR	62	184	184

Producción térmica convencional

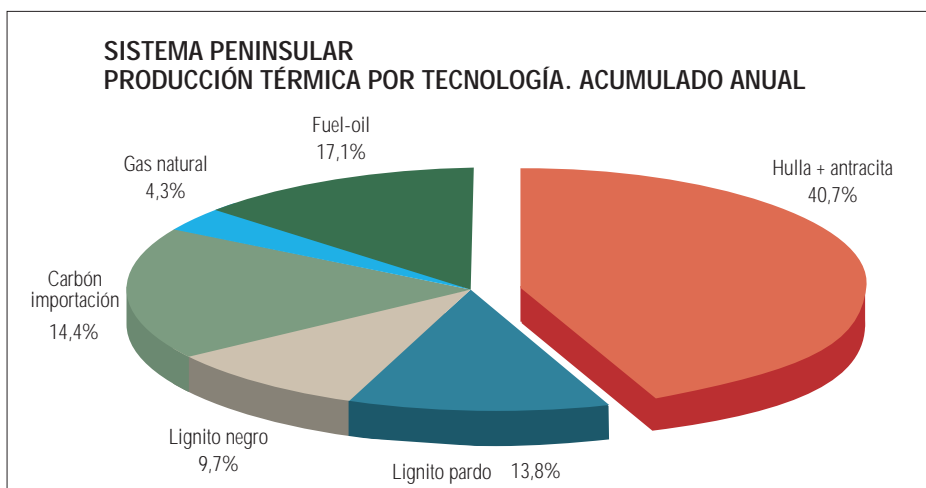
- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales en el mes de febrero fue 8.214 GWh, más de 2 veces superior a la del mismo mes del año anterior. Esta producción es la tercera más alta registrada en los últimos 3 años –es la más alta si se corrige el efecto del menor número de días del mes de febrero-. Esta elevada producción térmica se mantiene en la línea de altas generaciones de este tipo de energía en los últimos meses del año 1998, consecuencia de la fuerte sequía que se viene registrando desde el mes de octubre.
- La escasa hidraulicidad registrada en el mes de febrero, unida a la reducción de la producción nuclear, han elevado la aportación de la producción térmica convencional a la producción bruta del mes al 60,2%, la más alta de los últimos 3 años y muy por encima del 24,8% con que contribuyó en el mes de febrero del año anterior.
- Tanto las centrales de carbón como las de fuel-oil y gas natural han incrementado notablemente su producción respecto a febrero de 1998. Es especialmente reseñable el incremento de producción con fuel-oil, que, en ausencia de generación hidráulica, ha sustituido la menor producción nuclear y ha aportado el 11,9% de la producción bruta total del mes.
- En los dos primeros meses de 1999 la producción térmica convencional ha aportado el 57,3% de la producción bruta total, muy por encima de la aportación de esta tecnología tanto en el mismo periodo del año anterior como en el conjunto del año 1998.
- En cuanto a las centrales de carbón, la mayor generación ha correspondido a las centrales que emplean como combustible principal hulla - antracita autóctona, que han generado el 40,7% de la producción térmica convencional hasta el mes de febrero, valor ligeramente inferior a su aportación media en el año 1998.
- El factor de carga del conjunto de las centrales térmicas convencionales en el mes de febrero fue del 62,9. Las centrales de fuel-oil han alcanzado, por primera vez en muchos meses, un factor de carga por encima del 50%.
- La indisponibilidad conjunta fue del 9,1%, con una mayor incidencia en los grupos de fuel-oil y gas natural.



Producción bruta Tecnología	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.960	3.263	112,6	6.717	131,0	33.861	-5,4
Lignito pardo	1.950	1.054	9,9	2.277	24,9	14.173	16,5
Lignito negro	1.450	748	248,8	1.600	267,8	7.571	-22,4
Carbón importación	1.864	1.199	86,7	2.372	106,2	11.236	222,7
Gas natural (*)	3.582	328	266,8	714	342,3	2.949	-51,6
Fuel-oil	4.632	1.623	7.237,0	2.816	10.514,9	6.051	2.239,4
Sistema peninsular	19.438	8.214	137,3	16.495	153,6	75.840	12,3
Carbón	510	268	19,6	547	15,2	3.214	31,9
Fuel-oil	2.229	467	2,1	980	3,3	6.210	-2,1
Sistemas extrapeninsulares	2.739	735	7,9	1.527	7,3	9.424	7,4

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.



Tecnología	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	81,5	2,6	6,2	79,6	1,8	5,3
Lignito pardo	80,4	0,0	5,0	82,4	0,0	3,3
Lignito negro	76,7	0,0	4,0	77,9	0,0	3,6
Carbón importación	95,7	0,0	0,1	89,9	0,0	1,7
Gas natural (*)	13,6	0,0	24,3	14,1	0,0	21,6
Fuel-oil	52,1	0,0	18,1	42,9	0,0	18,9
Sistema peninsular	62,9	0,7	8,4	59,9	0,6	10,9
Carbón	78,1	0,0	0,4	75,8	0,0	0,2
Fuel-oil	31,8	5,0	5,2	31,3	3,8	4,6
Sistemas extrapeninsulares	40,5	4,1	4,3	39,7	3,0	3,7

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de febrero de 1999 el comportamiento de la producción térmica mantiene la tónica de meses anteriores, con mayor crecimiento de la generación con carbón, cuya producción se ha incrementado en un 19,6%, tasa que, aunque alta, es casi un 50% inferior a la que registro en el conjunto de 1998.
- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico convencional en el periodo enero-febrero, el consumo de combustible fue más de 3 veces superior al del mismo periodo de 1998, con un consumo total de 6.025 kTEC.
- Al finalizar el mes de febrero, los parques de las centrales térmicas almacenaban 5.646 kTEC, nivel de existencias ligeramente superior al del mes anterior.

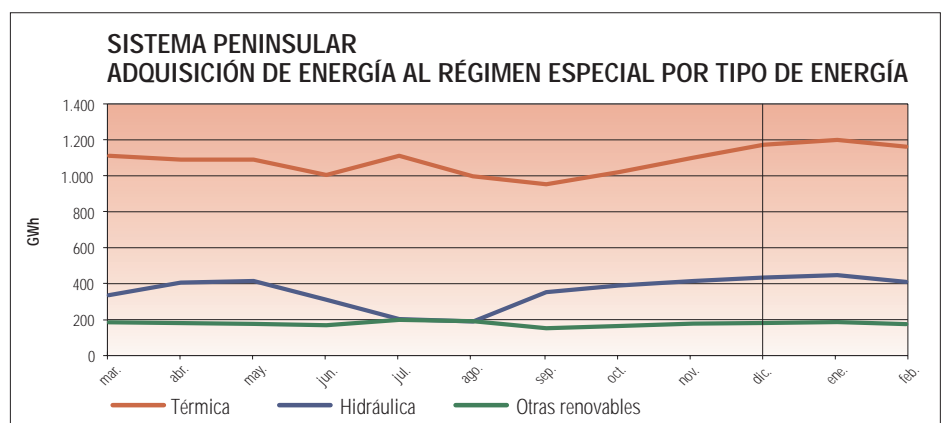
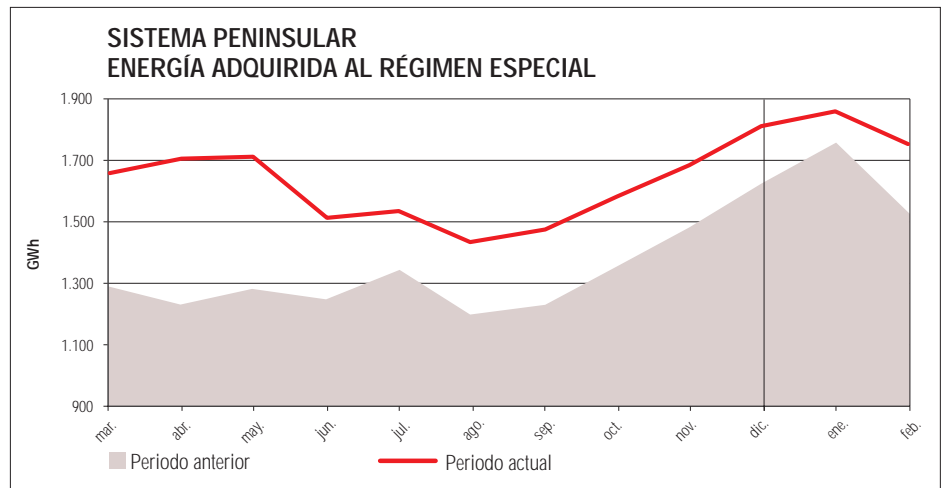
Régimen especial (*)

- En el mes de febrero la energía adquirida a los productores en régimen especial ascendió a 1.766 GWh, cifra que supone un crecimiento del 16,8% respecto a febrero de 1998. Este incremento, si bien supera claramente al registrado en el mes anterior, se mantiene en la línea de crecimientos más moderados de las adquisiciones de energía al régimen especial que se vienen registrando en los últimos meses del año 1998.
- Por tipo de combustible, la producción térmica representó el 65% de la energía adquirida, la hidráulica el 25% y otras renovables el 10%. Con relación a febrero del año anterior, el mayor incremento ha correspondido a la energía hidráulica.
- En el conjunto de los dos primeros meses del año 1999 la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 3.621 GWh, un 11,5% más que en el mismo periodo del año anterior. Esta tasa de crecimiento es inferior en casi 10 puntos a la registrada para el conjunto del año 1998.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, se mantienen las altas

Combustible	Febrero		Acumulado anual			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	969	214,4	2.087	236,4	2.867	-29,6
Lignito pardo	190	91,8	472	120,9	60	185,2
Lignito negro	131	333,9	283	356,4	1.148	21,5
Carbón importación	974	176,6	1.875	193,0	1.131	2,7
Gas natural (*)	112	365,1	202	319,8	-	-
Gas siderúrgico	34	135,6	67	129,1	-	-
Fuel-oil	577	-	1.039	-	440	-1,7
Sistema peninsular	2.986	225,0	6.025	242,0	5.646	-14,3
Carbón	89	20,7	185	20,4	69	-49,4
Fuel-oil	98	-5,9	205	-1,7	76	-29,2
Sistemas extrapeninsulares	187	5,1	391	7,7	146	-46,2

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.



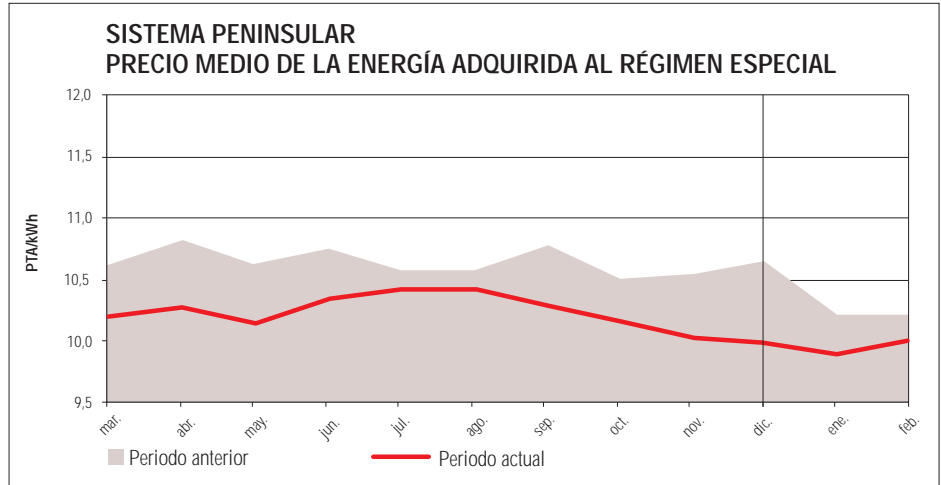
Régimen especial	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	3.443	1.148	12,1	2.354	10,9	13.138	15,5
Hidráulica	1.155	441	32,8	905	10,2	4.411	27,9
Otras renovables	927	177	13,5	362	19,1	2.150	28,3
Sistema peninsular	5.525	1.766	16,8	3.621	11,5	19.699	19,4
Térmica	85	37	25,6	70	12,9	387	7,9
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	70	23	323,3	47	153,0	258	44,1
Sistemas extrapeninsulares	155	61	71,6	117	44,8	645	19,9

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

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

tasas de crecimiento de la adquisición de energía al régimen especial, que en el mes de febrero ha ascendido al 71,6%, para un valor acumulado en los dos primeros meses del año del 44,8%. Las energías renovables han absorbido la práctica totalidad de estos incrementos.

- En el mes de febrero, 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 dos primeros meses del año se sitúa en 9,89 PTA/kWh. Este precio es inferior en un 3,6% al del mismo periodo del año anterior, como consecuencia de la rebaja de tarifas aplicada en el año 1999.



Intercambios internacionales

- El saldo de los intercambios internacionales en el mes de febrero ha sido importador en 367 GWh, manteniendo la tónica importadora que ha caracterizado el año 1998 y el comienzo de 1999.
- 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 370 GWh, con una potencia máxima de 550 MW, lo que implica una utilización del contrato del 100%.
- A Marruecos se exportaron 60 GWh por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y ONE, con una utilización del 100%. No se produjeron exportaciones por el contrato entre ENDESA ENERGIA y ONE.
- Por el contrato entre ENDESA ENERGÍA y FEDA, se exportaron a Andorra 36 GWh.
- En el mes de febrero no se han realizado exportaciones consecuencia del contrato entre IBERDROLA y EDF.
- En el mes de febrero, la empresa portuguesa REN, Red Eléctrica Nacional, ha comenzado su participación como agente en el mercado de producción. Como consecuencia de esta participación se exportaron a Portugal 48 GWh.
- ELECTRABEL ha continuado en el mes de febrero su participación como agente en el mercado de producción, vendiendo 134 GWh en el mercado, un 44,1% más que el mes anterior.



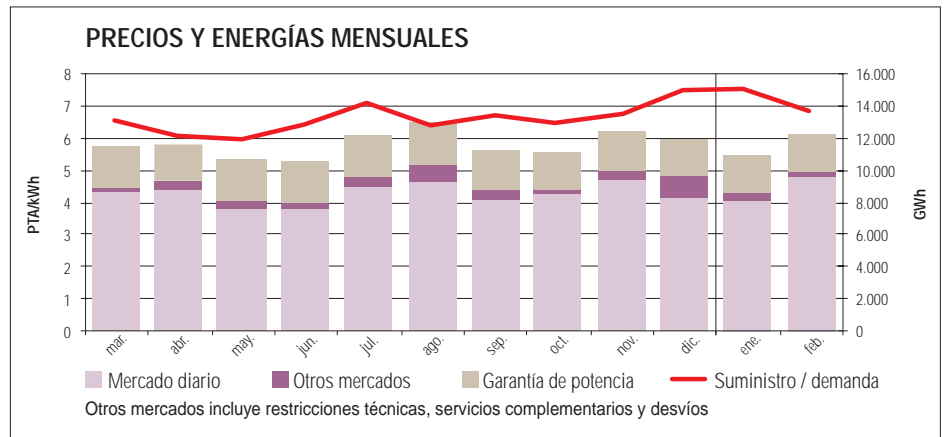
Intercambios internacionales (GWh)	Febrero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	36	-36	0	67	-67	0	186	-186
Francia	370	0	370	746	0	746	4.541	0	4.541
Marruecos	0	60	-60	0	127	-127	0	611	-611
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A largo plazo	370	96	273	746	194	552	4.541	796	3.744
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	5	0	5	9	0	9	62	120	-58
Marruecos	0	0	0	1	0	1	2	224	-222
Portugal	3	48	-46	8	185	-177	37	488	-451
Otros	134	0	134	227	0	227	312	0	312
A corto plazo	142	48	94	244	185	59	414	832	-418
Total	511	145	367	990	380	611	4.955	1.628	3.327

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

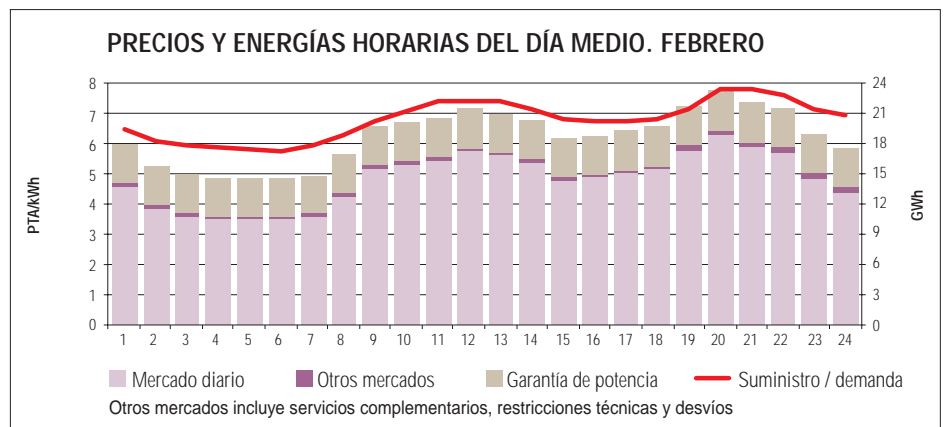
- En febrero, los precios en el mercado eléctrico, en especial en el mercado diario, han tenido un comportamiento claramente alcista, tanto con respecto al pasado enero como a febrero de 1998.
- En los últimos doce meses, el precio medio se sitúa en 5,83 PTA/kWh, un 6,4% inferior al registrado en febrero.

Mercado diario

- El precio medio del mercado diario ha sido 4,87 PTA/kWh, máximo valor mensual alcanzado hasta ahora.
- La energía intercambiada ha ascendido a 13.414 GWh y el volumen económico contratado a 65.333 MPTA, cifras que suponen el 98,2% de la energía y el 78,9% del volumen económico del mercado de producción.
- Los precios medios se sitúan a principio de mes en el entorno de 5,2 PTA/kWh, manteniéndose estables la primera semana, cayendo en el fin de semana hasta las 4,21 PTA/kWh. Este descenso de precios los fines de semana respecto a los cinco días laborales anteriores es una constante a lo largo del mes, si bien en las semanas segunda a cuarta los precios han experimentado mayores variaciones, entre las 5,60 PTA/kWh del lunes 22 y las 4,31 PTA/kWh del miércoles 10.
- El 90% de los días, la diferencia entre el precio horario máximo y el mínimo es inferior a 3,74 PTA/kWh. El precio en



Mercado de producción	Febrero		Acumulado	Últimos doce meses
		% s/enero		
Energía (GWh)	13.657	-9,3	28.711	160.251
Volumen (MPTA)	85.109	2,8	167.940	934.138
Precio (PTA/kWh)	6,23	13,3	5,85	5,83



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	4,27	3,54	3,49	3,54	3,54	3,54	3,59	4,29	5,59	5,50	5,69	6,12	6,26	5,96	5,32	5,39	5,95	6,10	6,50	6,32	6,29	5,97	4,90	4,20	5,24
M2	4,37	3,54	3,44	3,53	3,53	3,53	3,53	4,34	5,66	5,95	5,91	6,30	6,20	5,99	5,46	5,52	6,14	6,22	6,94	6,53	6,34	5,91	4,78	4,29	5,30
X3	4,21	3,53	3,53	3,52	3,53	3,55	3,66	4,55	5,81	5,76	5,53	6,16	5,96	5,80	5,31	5,34	5,95	6,28	7,10	6,59	6,28	5,98	4,47	4,04	5,22
J4	4,27	3,56	3,54	3,55	3,54	3,55	3,62	4,51	5,51	5,60	5,85	6,24	6,24	5,76	5,24	5,34	5,79	5,92	6,72	6,48	6,24	6,24	4,52	4,09	5,19
V5	4,14	3,53	3,54	3,54	3,51	3,54	3,59	4,45	6,03	5,90	5,85	6,19	6,20	6,29	5,28	5,40	6,00	6,17	6,57	6,92	6,29	6,29	4,57	3,97	5,26
S6	5,11	4,99	3,75	3,58	3,56	3,53	3,53	3,55	3,65	4,69	4,94	5,12	5,02	4,90	4,47	4,24	4,33	4,33	6,30	6,26	5,75	5,88	5,00	5,26	4,72
D7	5,42	4,58	3,63	3,48	3,45	3,29	3,30	3,26	3,28	3,46	4,04	4,56	4,10	3,85	3,84	3,77	3,78	4,04	5,20	5,68	5,17	5,42	4,75	4,11	4,21
L8	4,35	3,58	3,55	3,55	3,52	3,53	3,65	4,52	6,98	6,29	5,92	6,98	6,29	6,29	4,88	5,14	5,53	5,95	6,35	7,51	7,32	6,29	4,54	4,17	5,45
M9	4,42	3,57	3,55	3,51	3,41	3,51	3,63	4,49	6,28	5,46	5,85	6,17	6,17	5,99	4,45	5,25	5,35	5,45	6,30	6,66	6,21	5,97	4,86	4,56	5,15
X10	4,40	3,60	3,55	3,54	3,53	3,54	3,56	4,38	5,36	4,69	4,42	4,42	4,42	4,55	3,88	3,99	3,99	4,03	5,27	5,38	4,97	4,83	4,07	4,05	4,31
J11	4,41	3,59	3,56	3,55	3,52	3,52	3,55	4,44	5,21	4,98	5,00	4,98	4,94	4,85	4,09	4,17	4,53	4,59	5,37	6,23	5,49	5,17	4,52	4,33	4,59
V12	3,74	3,55	3,54	3,50	3,53	3,53	3,58	4,27	5,25	4,86	4,88	5,11	5,02	4,29	4,00	4,28	4,67	4,76	5,73	6,24	5,40	5,43	3,91	3,67	4,55
S13	4,99	4,17	3,68	3,60	3,56	3,54	3,51	3,50	3,71	4,42	4,90	4,65	4,77	4,59	4,03	3,74	3,68	3,68	5,90	6,18	6,07	5,66	4,43	4,16	4,44
D14	4,86	3,84	3,63	3,35	3,21	3,25	3,13	3,15	2,52	3,28	4,20	4,30	4,05	3,73	3,80	3,76	3,65	3,65	4,71	6,30	5,23	5,35	4,99	4,27	4,09
L15	3,79	3,35	3,24	3,44	3,48	3,54	3,63	4,13	4,80	4,49	4,07	4,49	4,07	4,31	3,93	4,22	4,37	4,29	3,65	4,07	4,66	3,65	3,70	3,65	4,00
M16	3,78	3,14	3,07	2,98	3,00	3,02	3,54	3,80	5,00	4,68	5,07	5,52	5,45	5,34	4,87	5,04	5,19	5,21	5,26	5,77	5,18	5,09	4,59	4,32	4,59
X17	4,42	3,54	3,37	3,37	3,40	3,41	3,56	4,31	5,62	6,07	6,07	6,76	6,77	6,05	5,51	5,51	5,92	5,92	7,11	7,12	6,58	6,13	5,48	4,66	5,40
J18	4,73	3,64	3,54	3,54	3,55	3,55	3,67	4,66	5,82	6,19	6,11	7,07	6,94	6,06	5,64	5,64	5,99	5,82	6,83	6,94	6,84	6,01	5,53	4,74	5,49
V19	4,79	3,73	3,61	3,59	3,53	3,59	3,74	4,26	5,77	5,96	6,25	6,02	6,06	5,86	5,66	5,72	5,66	5,86	6,06	6,95	6,59	6,24	5,66	4,77	5,38
S20	5,51	4,59	3,71	3,54	3,55	3,54	3,53	3,62	3,74	4,62	5,11	5,31	5,15	5,07	4,40	3,93	3,91	4,40	5,51	6,25	6,25	6,25	5,01	4,67	4,70
D21	4,23	4,17	3,53	3,24	3,18	3,24	3,34	3,30	3,35	3,71	4,33	4,01	4,09	4,13	4,12	3,95	3,79	3,89	4,60	5,67	5,49	5,69	5,54	4,79	4,22
L22	4,85	3,75	3,64	3,53	3,53	3,53	3,78	5,01	5,95	6,30	6,42	6,99	7,25	6,25	6,00	6,01	6,18	6,22	6,14	6,60	6,29	6,22	5,56	4,53	5,60
M23	4,73	3,66	3,52	3,57	3,50	3,52	3,50	4,83	5,40	6,09	6,27	6,28	6,26	5,67	5,38	5,39	5,39	5,44	5,68	6,28	6,04	6,18	5,74	4,69	5,24
X24	4,65	3,61	3,59	3,58	3,47	3,54	3,58	4,63	5,46	5,76	5,86	6,07	5,73	5,65	4,54	4,84	4,30	4,27	3,65	4,97	4,27	3,96	4,12	4,09	4,57
J25	4,58	3,72	3,59	3,58	3,58	3,58	3,73	4,96	5,65	6,16	6,58	6,56	6,25	5,36	4,65	5,05	4,48	4,85	4,99	6,49	6,15	6,07	5,46	4,59	5,13
V26	4,65	3,81	3,58	3,58	3,58	3,58	3,73	4,76	4,65	5,00	5,45	5,39	5,09	5,45	4,65	5,17	5,18	5,67	5,64	6,45	5,74	5,55	4,49	4,23	4,86
S27	5,12	4,50	3,58	3,56	3,57	3,56	3,52	3,56	3,69	4,71	4,67	5,14	4,68	4,49	4,24	3,80	3,72	3,98	4,47	6,25	5,77	5,36	4,51	4,29	4,43
D28	4,70	4,35	3,50	3,16	3,12	3,16	3,24	3,23	3,25	3,63	4,18	4,41	4,09	4,06	4,15	3,96	3,77	3,93	4,47	5,96	5,51	5,79	5,59	4,98	4,27
Media	4,56	3,80	3,54	3,49	3,47	3,48	3,56	4,22	5,12	5,27	5,41	5,73	5,57	5,35	4,75	4,84	4,99	5,13	5,75	6,27	5,89	5,66	4,83	4,36	4,87

Mínimo: 2,52
Precios de 2,52 a 3,62
Precios de 3,62 a 4,61
Precios de 4,61 a 7,51
Máximo: 7,51

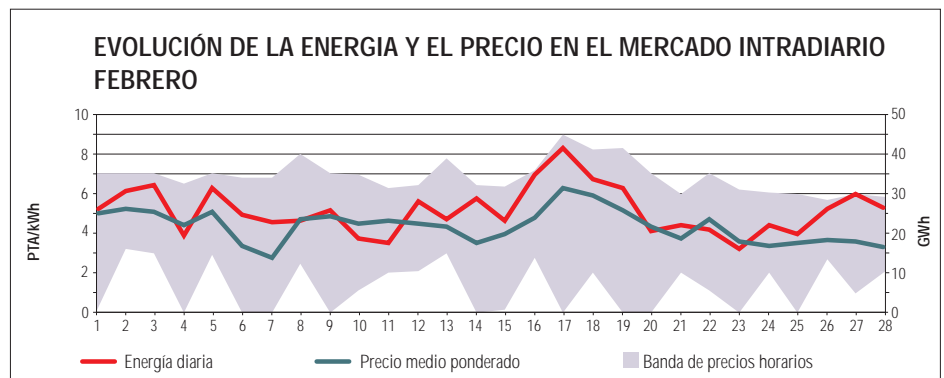
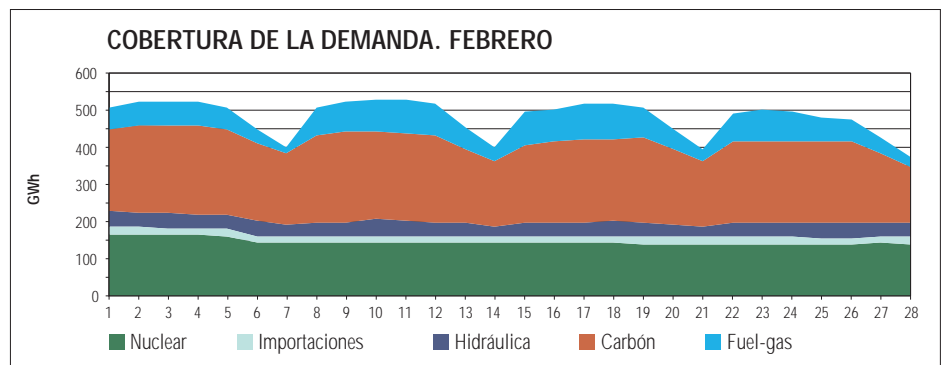
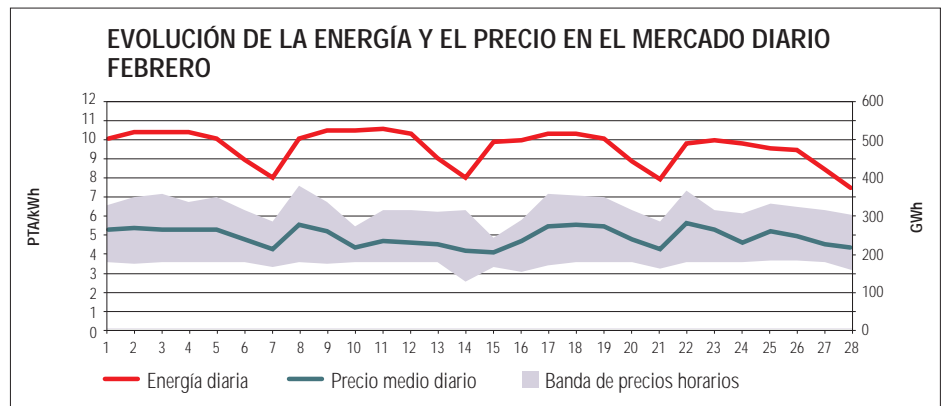
Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

horas valle oscila entre 5,51 y 2,58 PTA/kWh, y entre 7,51 y 2,52 PTA/kWh el resto de las horas. El precio mínimo del mes, 2,52 PTA/kWh se ha registrado en la hora 9 del domingo 14, y el precio máximo del mes ha sido de 7,51 PTA/kWh en la hora 20 del lunes 8.

- La energía negociada durante el mes de febrero, se sitúa en torno a 505 GWh/día los días laborables, 440 GWh/día los sábados y 390 GWh/día los domingos. Los precios medios registrados para estos mismos días fueron, respectivamente, 5,2, 4,6 y 4,2 PTA/kWh.
- El gráfico de cobertura de la demanda diaria revela la reducida aportación de la producción hidroeléctrica, consecuencia de la baja pluviometría registrada durante los últimos meses, y el importante papel desempeñado por las centrales de fuel y gas, tanto por su volumen como por su modulación.
- Los contratos bilaterales físicos no han operado durante el mes de febrero al igual que el mes anterior.
- Comercializadores y consumidores cualificados han adquirido en el mercado diario 688 GWh, el 5,1% del total, a un precio medio de 4,94 PTA/kWh.
- Los precios marginales han sido fijados por las unidades de producción térmica en la mayoría de las horas.

Mercados intradiarios

- El conjunto de mercados intradiarios muestra una ligera disminución del volumen de energía negociado, aunque un significativo aumento en el precio medio, en correspondencia con lo ocurrido en el mercado diario.
- El precio medio ha sido 4,45 PTA/kWh, un 20,6% superior al del mes anterior y tan sólo un 8,6% por debajo del precio en el mercado diario. A lo largo de los últimos meses se observa una clara aproximación del precio en el mercado intradiario al precio en el mercado diario, reflejo de la creciente participación de agentes compradores.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 720 GWh, un 5,3% menos que en enero. De esta energía, el 32,8% se ha traducido en un aumento neto de la producción, frente al 21,4% del mes anterior.
- La repercusión económica de los mercados intradiarios sobre el conjunto del mercado de producción ha supuesto un ahorro de 1,3 cts/kWh.
- Los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario han sido 354, 180, 91, 50 y 42 GWh, manteniéndose



diferencias similares a las observada en anteriores meses.

- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 4 y 10 PTA/kWh el 79% de los días, apreciándose una mayor volatilidad que en los primeros días de funcionamiento del mercado intradiario.

Otros mercados

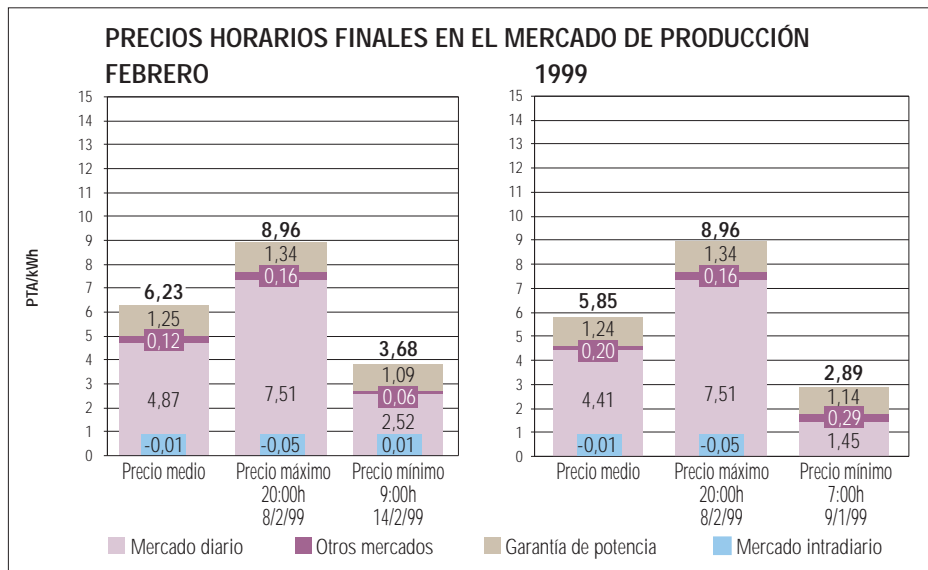
- La repercusión económica neta del conjunto de conceptos englobados bajo el término de "Otros mercados" ha seguido bajando por segundo mes consecutivo, suponiendo un sobrecoste de 12,4 cts/kWh, tan sólo un 2,0% del precio medio del mercado de producción.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha descendido hasta los 28,3 GWh, un 0,2% de la energía total y menos de la mitad que en el mes de enero. El sobrecoste unitario ha sido 1,8 cts/kWh, frente a 4,2 cts/kWh el mes pasado.

- Regulación: Los precios en los diferentes mercados de regulación se han reducido de forma significativa. El precio medio en el mercado de asignación de potencia de regulación ha sido 0,5 PTA/kW, tres veces menos que en enero. La asignación media de banda de potencia por regulación secundaria ha sido a subir de 687 MW y a bajar de 470 MW. La energía neta de regulación ha supuesto una reducción de la

producción de 56 GWh. La repercusión económica total ha significado un sobrecoste de 7,0 cts/kWh, dos veces y media menos que en enero.

- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto una disminución de la producción en 26 GWh con un precio medio superior al del mercado diario, lo que ha ocasionado un sobrecoste de 2,7 cts/kWh, disminuyendo más de la mitad respecto al mes anterior.
- Contratos internacionales de Red Eléctrica: la incorporación en el mercado de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica prácticamente ha rebajado el precio medio en 0,9 cts/kWh.



Garantía de potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia ha sido 17.069 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,25 PTA/kWh, valor superior en un 1,6% al del mes anterior y que supone el 20,1% del precio medio del mercado.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores han sido de 838 GWh y el pago por garantía de potencia ha resultado un precio medio de 0,54 PTA/kWh.
- Las compras de distribuidores y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sido de 14.440 GWh, resul-

tando en un pago por garantía de potencia a un precio medio de 1,34 PTA/kWh.

Precios finales

- El precio final de distribuidores y exportación de Red Eléctrica ha sido de 6,38 PTA/kWh que incluye 1,34 PTA/kWh o sea un 21% de garantía de potencia, mientras que el de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos compradores ha sido de 5,51 PTA/kWh que incluye 0,54 PTA/kWh de garantía de potencia lo que supone el 20% del precio final.
- Durante el mes de febrero el precio horario final máximo ha sido de 8,96 PTA/kWh en la hora 20 del lunes 8 y el mínimo ha sido de 3,68 PTA/kWh en la

hora 9 del domingo 14. La relación entre el máximo y el mínimo es de 2,4 veces disminuyendo la volatilidad del mes anterior.

- Las diferencias entre el valor del precio horario final máximo y mínimo de cada día han sido superiores a 2 PTA/kWh la totalidad de los días del mes y un 50% de las mismas ha estado en el intervalo de 3 a 4 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	5,69	4,89	4,78	4,72	4,69	4,71	4,81	5,60	7,04	6,93	7,05	7,44	7,58	7,33	6,65	6,75	7,43	7,57	7,94	7,72	7,71	7,41	6,33	5,63	6,61
M2	5,66	4,78	4,63	4,66	4,63	4,65	4,74	5,65	7,07	7,41	7,29	7,67	7,54	7,39	6,83	6,90	7,61	7,68	8,48	8,00	7,82	7,42	6,29	5,83	6,66
X3	5,58	4,78	4,72	4,66	4,66	4,66	4,86	5,92	7,29	7,18	6,87	7,58	7,39	7,35	6,78	6,86	7,59	7,89	8,77	8,09	7,76	7,49	5,93	5,50	6,62
J4	5,59	4,81	4,72	4,68	4,67	4,70	4,81	5,81	6,89	6,99	7,20	7,58	7,55	7,14	6,65	6,73	7,27	7,45	8,27	7,93	7,65	7,65	5,96	5,52	6,54
V5	5,48	4,83	4,75	4,73	4,64	4,68	4,82	5,80	7,57	7,36	7,23	7,57	7,54	7,75	6,68	6,83	7,52	7,75	8,25	8,36	7,72	7,75	6,02	5,44	6,65
S6	6,54	6,36	5,02	4,78	4,71	4,65	4,75	4,73	4,89	5,97	6,25	6,51	6,41	6,32	5,86	5,57	5,68	5,70	7,73	7,58	7,09	7,23	6,39	6,67	6,03
D7	6,88	5,99	4,94	4,69	4,60	4,41	4,41	4,37	4,49	4,56	5,24	5,85	5,46	5,17	5,18	5,12	5,14	5,37	6,63	7,03	6,47	6,72	6,05	5,42	5,49
L8	5,72	4,92	4,90	4,79	4,74	4,72	4,93	5,82	8,35	7,65	7,28	8,34	7,61	7,65	6,21	6,47	6,91	7,36	7,80	8,96	8,83	7,82	6,02	5,70	6,84
M9	5,76	4,86	4,74	4,68	4,56	4,65	4,85	5,80	7,64	6,79	7,21	7,50	7,49	7,35	5,85	6,62	6,79	6,90	7,72	8,11	7,66	7,40	6,26	5,99	6,50
X10	5,79	4,88	4,77	4,67	4,71	4,67	4,74	5,73	6,79	6,08	5,78	5,78	5,77	5,94	5,24	5,40	5,44	5,48	6,73	6,82	6,42	6,40	5,53	5,50	5,68
J11	5,76	4,86	4,76	4,69	4,64	4,67	4,75	5,71	6,62	6,35	6,38	6,41	6,20	6,41	5,61	5,54	5,96	6,03	6,79	7,72	7,06	6,75	6,02	5,72	5,97
V12	5,16	4,85	4,75	4,67	4,67	4,68	4,77	5,56	6,64	6,28	6,30	6,56	6,42	6,60	5,39	5,62	6,07	6,18	7,12	7,69	6,84	6,84	5,30	5,14	5,91
S13	6,43	5,55	4,93	4,81	4,76	4,68	4,78	4,81	4,94	5,80	6,22	6,02	6,09	5,97	5,43	5,08	5,03	5,01	7,16	7,47	7,41	7,07	5,79	5,60	5,76
D14	6,28	5,18	4,93	4,66	4,46	4,48	4,32	4,30	3,68	4,50	5,45	5,63	5,47	5,15	5,23	5,10	5,04	5,05	6,11	7,43	6,66	6,80	6,36	5,75	5,42
L15	5,19	4,63	4,41	4,62	4,59	4,65	4,87	5,43	6,21	5,93	5,58	6,04	5,57	5,80	5,39	5,59	5,96	5,90	5,31	5,89	6,09	5,52	5,34	5,29	5,47
M16	5,29	4,64	4,61	4,29	4,27	4,33	4,81	5,15	6,46	6,21	6,59	6,95	6,68	6,83	6,38	6,38	6,58	6,64	6,66	7,20	6,60	6,51	6,01	5,75	5,98
X17	5,75	4,86	4,59	4,55	4,50	4,51	4,73	5,61	7,03	7,45	7,46	8,14	8,08	7,38	6,80	6,79	7,26	7,28	8,61	8,52	8,01	7,55	6,82	6,03	6,71
J18	6,10	5,04	4,92	4,71	4,71	4,72	5,03	6,50	7,57	7,88	7,79	8,42	8,31	7,68	7,33	7,19	7,45	7,34	8,88	8,47	8,43	7,80	7,27	6,47	7,03
V19	6,07	5,00	4,82	4,77	4,65	4,70	4,96	5,53	7,10	7,31	7,66	8,27	7,42	7,19	6,97	6,98	7,02	7,22	7,69	8,41	8,00	7,72	7,08	6,17	6,71
S20	6,88	5,94	4,96	4,72	4,67	4,63	4,63	4,74	4,92	5,91	6,43	6,67	6,50	6,42	5,75	5,24	5,21	5,65	6,82	7,62	7,76	7,75	6,46	6,05	5,99
D21	5,60	5,48	4,78	4,45	4,30	4,35	4,51	4,42	4,46	4,86	5,57	5,32	5,53	5,55	5,24	5,11	5,22	5,91	7,24	6,98	7,20	7,05	6,06	6,39	5,53
L22	6,38	5,15	4,96	4,72	4,69	4,66	5,03	6,37	7,33	7,75	7,80	8,47	8,83	7,84	7,62	7,52	7,80	7,84	7,85	8,31	8,00	8,07	7,40	6,15	7,10
M23	6,30	5,04	4,80	4,75	4,69	4,73	4,76	6,20	6,92	7,68	7,84	7,78	7,75	7,21	6,92	6,91	6,97	7,02	7,28	7,93	7,72	7,98	7,51	6,37	6,74
X24	6,13	4,96	4,93	4,77	4,62	4,83	4,86	5,99	6,97	7,31	7,40	7,52	7,19	6,99	5,82	6,15	5,65	5,67	5,10	6,39	5,70	5,45	5,75	5,65	5,98
J25	5,91	5,02	4,83	4,71	4,74	4,79	4,94	6,23	7,08	7,62	7,98	7,85	7,56	6,63	5,90	6,38	5,85	6,22	6,36	7,97	7,56	7,56	6,98	6,09	6,47
V26	5,96	5,09	4,79	4,73	4,75	4,71	4,85	6,00	5,99	6,37	6,81	6,72	6,42	6,75	5,91	6,46	6,50	6,96	6,97	7,85	7,20	7,07	5,91	5,67	6,17
S27	6,47	5,86	4,92	4,81	4,77	4,75	4,71	4,72	4,87	5,94	5,92	6,42	6,04	5,81	5,53	5,04	4,94	5,18	5,69	7,51	7,03	6,68	5,81	6,72	5,70
D28	6,03	5,63	4,74	4,35	4,37	4,31	4,35	4,30	4,32	4,76	5,37	5,72	5,43	5,40	5,41	5,25	5,01	5,18	5,72	7,26	6,90	7,13	6,94	6,37	5,52
Media	5,94	5,13	4,80	4,67	4,63	4,63	4,77	5,51	6,49	6,64	6,78	7,10	6,92	6,74	6,13	6,19	6,40	6,54	7,22	7,71	7,34	7,16	6,29	5,83	6,23

Minimo: 3,68 Precios de 3,68 a 4,20 Precios de 4,20 a 6,46 Precios de 6,46 a 8,96 Máximo: 8,96

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.

4. RED DE TRANSPORTE

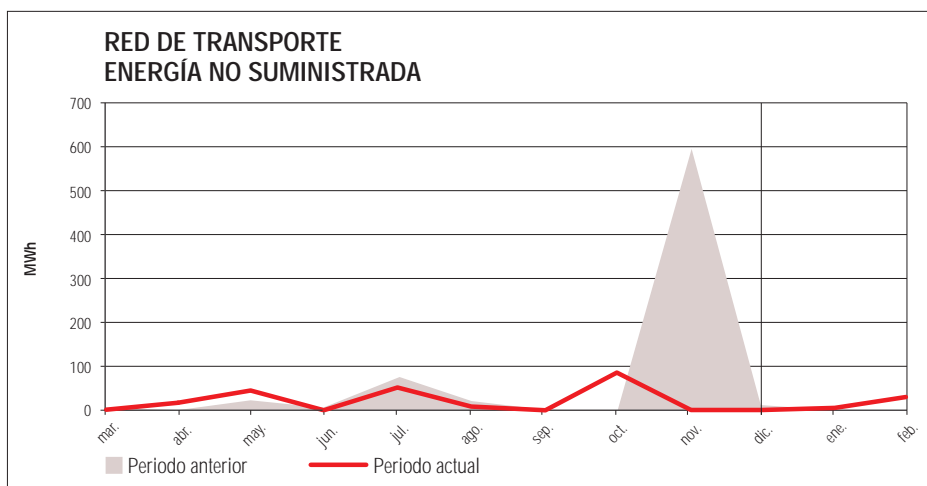
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a 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 febrero se registraron dos cortes de mercado, uno en Galicia, motivado por incendios, que originó una pérdida de mercado de 0,45 MWh, y el otro en Cataluña, por actuación anómala de un equipo, que causó una pérdida de mercado de 31,67 MWh.
- Durante los últimos doce meses, el valor del TIM ha sido de 0,724 minutos, cuyo origen principal han sido las pérdidas de mercado registradas en los meses de mayo, julio, octubre y febrero que totalizaron un valor de ENS de 205 MWh.
- La tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de febrero ha sido del 0,9%. Esta tasa se sitúa en el entorno habitual para los meses de febrero, en los que, como consecuencia de la previsible elevada demanda, se reducen los descargos por mantenimiento preventivo. El registro del mes de febrero sitúa las tasas de indisponibilidad acumulada e interanual en un 0,5% y un 2,7%, respectivamente.
- En el mes de febrero, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, son los mismos que el mes pasado.

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.

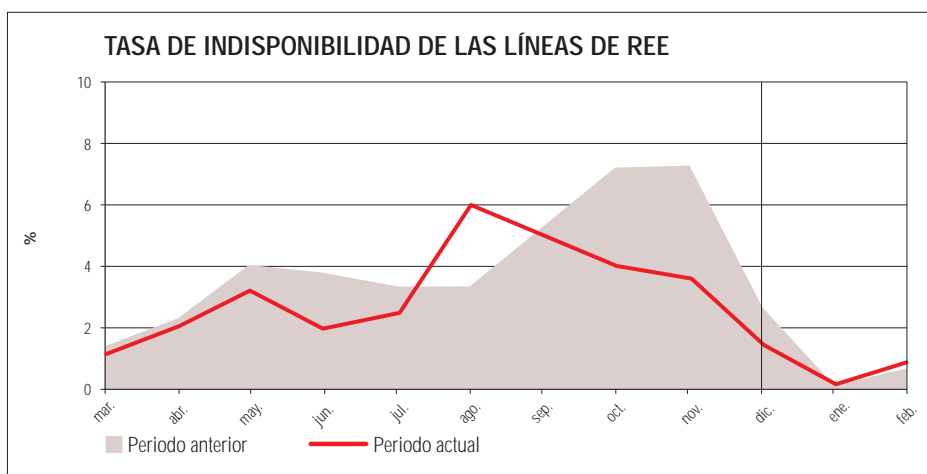
Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

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

	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	32,1	36,1	240,4
Tiempo de interrupción medio (min.)	-	-	0,724



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,6	8,0	0,4	10,4	1,2	20,5
Indisponibilidades fortuitas	0,2	284,9	0,1	325,0	0,1	80,1
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,1	119,4	0,0	58,1	1,3	-41,7
Total	0,9	37,2	0,5	37,4	2,7	-21,4

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

Interconexiones internacionales Capacidad comercial (MW)

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

5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos liquidables correspondientes a la liquidación nº 14 del año 1998 ascendieron a 1.981.942 MPTA., de los que el 17,6%, 349.164 MPTA, ha ido a cubrir los costes permanentes del sistema.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija durante el año 1998, 226.433 MPTA, supera en un 9,5% la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1998.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores, durante 1998, se ha elevado a 885.215 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 150.524 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 10.856 MPTA.
- Los ingresos liquidables derivados de la liquidación nº 2 del año 1999 ascendieron a 190.239 MPTA, de los que el 14% se ha destinado a cubrir los costes permanentes del sistema.
- La retribución fija percibida por los generadores tras la liquidación nº 2 del año 1999 asciende a 15.880 MPTA, lo que representa el 10,8% de la cantidad total establecida en el R.D. de tarifas para 1999.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores en la liquidación nº 2 del año 1999, ha sido de 90.721 MPTA.
- En la liquidación nº 2 se han incluido por primera vez los ingresos por facturación de peajes por la utilización de las interconexiones internacionales.

LIQUIDACIÓN DE INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS (*)

(Millones de pesetas)

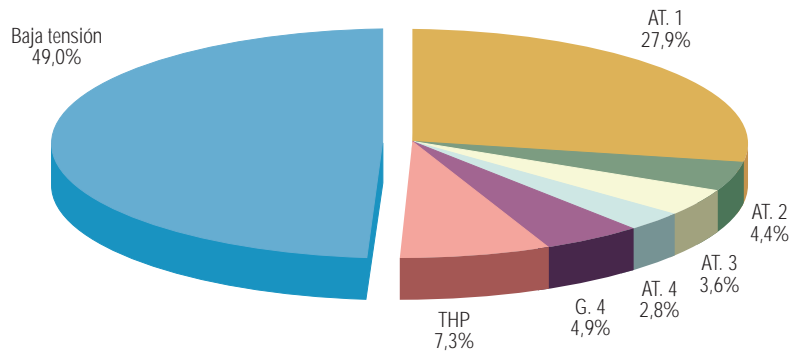
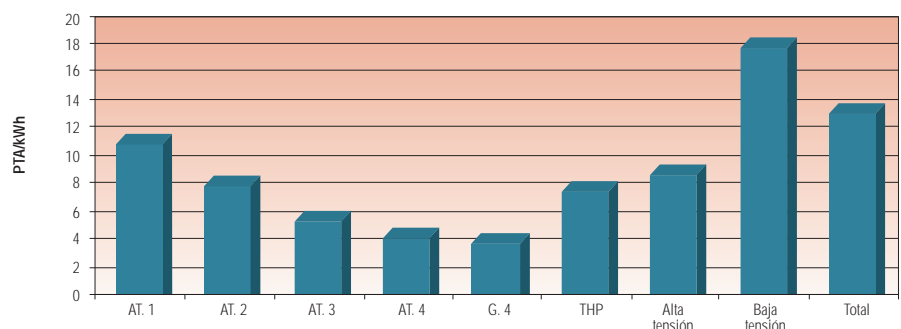
		Liquidación 14/98	Liquidación 2/99		
CLIENTES A TARIFAS				CLIENTES CUALIFICADOS	
INGRESOS		1.981.942	190.239		
Venta de energía		1.969.635	187.331		
Peajes		4.919	1.835		
Peajes interconexiones intern.		–	102		
Otros servicios		7.388	970		
Distribuidores y Comercializadoras					
		Liquidación 14/98	Liquidación 2/99	Liquidación 14/98	Liquidación 2/99
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO		885.215	90.721	COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	
Generadores				87.708	8.422
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL		199.351	20.206	Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	773 121
Generadores				Comp. Moratoria Nuclear	69.899 6.696
COSTE DEL TRANSPORTE		84.397	8.170	Financiación 2º Ciclo C.N.	15.847 1.537
REE	51.121	4.949	Stock estratégico C.N.	1.189	67
Empresas eléctricas	33.276	3.221	COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO		
COSTE DE DISTRIBUCIÓN		463.816	44.560	261.456	18.160
Distribuidoras y Comercializadoras				Operador del Mercado	713 108
				Operador del Sistema	1.050 102
				C.N.S.E.	1.862 108
				Comp. E. Extrapeninsulares	31.398 1.962
				Costes Transición Competencia	– 8.657
				Retribución fija	226.433 7.223
				Asignación General	84.668 1.247
				Asignación Específica	21.167 312
				Stock Carbón	4.091 385
				Prima Carbón	50.930 5.278
				Desvíos 1996 y 1997	65.577 –
				Generadores	

(*) Liquidación nº 14 del año 1998 y liquidación nº 2 del año 1999.

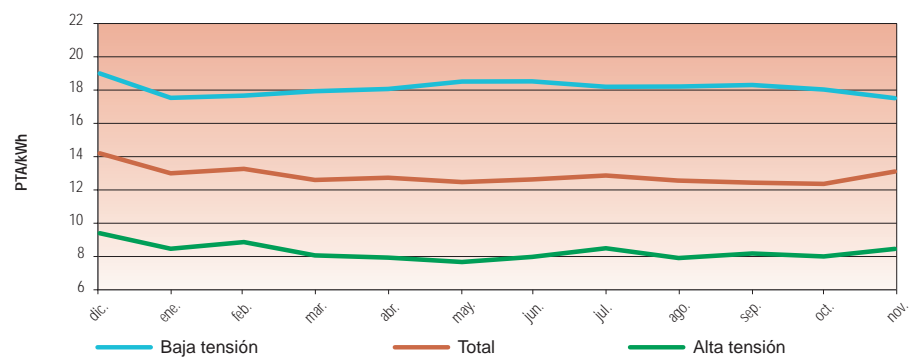
CONSUMO A TARIFA REGULADA (*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en el sistema peninsular durante el mes de noviembre de 1998 se elevó a 12.872 GWh, con un crecimiento del 2,6% respecto al mismo mes de 1997. Este incremento mensual es el más bajo del año, y es consecuencia de la adición de dos factores: la ligera desaceleración en el ritmo de crecimiento de la actividad económica observada en el último trimestre y el incremento de consumidores cualificados que abandonan la tarifa regulada.
- Estos factores han tenido especial incidencia en los consumos en alta tensión, que han registrado en noviembre, por primera vez durante el año 1998, un descenso del 1,2% respecto al mismo mes del año anterior. Por su parte, los consumos en baja tensión, a los que no afecta el trasvase de consumidores cualificados, se han incrementado en un 6,9% respecto al mismo mes de 1997, crecimiento muy cercano al incremento medio acumulado de estos consumos durante el año 1998.
- En el período enero-noviembre el consumo de energía eléctrica a tarifa regulada ha sido 141.608 GWh, un 5,9% superior al del mismo periodo de 1997. El crecimiento de los consumos en baja tensión supera en 2,5 puntos al de los de alta 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 154.375

(*) 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. NOVIEMBRE 1998SISTEMA PENINSULAR
PRECIOS MEDIOS POR TIPO DE TARIFA. NOVIEMBRE 1998

SISTEMA PENINSULAR. TARIFAS MEDIAS



Datos de facturación Consumo	Noviembre 1998				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)	3.593	1,6	10,58	-9,8	40.798	4,4	10,49	-9,4	44.120	4,5	10,58	-8,6
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	567	-14,6	7,68	-11,2	7.197	-8,1	7,56	-11,0	7.811	-7,7	7,64	-10,0
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	460	-4,6	4,95	-17,1	5.628	3,1	4,82	-17,4	6.073	3,7	4,92	-15,7
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	364	-16,1	3,81	-1,4	4.780	-6,2	3,77	-8,2	5.169	-5,0	3,87	-5,8
G.4 (Grandes consumidores)	636	1,0	3,70	-4,2	7.007	1,5	3,67	-5,1	7.654	1,6	3,68	-4,8
Tarifa horaria de potencia	938	5,1	7,28	-5,5	10.345	29,9	5,86	-7,4	11.206	30,2	6,00	-5,3
Alta tensión	6.558	-1,2	8,42	-8,0	75.755	4,8	8,10	-9,7	82.033	5,0	8,19	-8,7
Baja tensión	6.314	6,9	17,64	-8,9	65.852	7,3	17,97	-8,9	72.342	6,8	18,06	-8,4
Sistema peninsular	12.872	2,6	12,95	-7,3	141.608	5,9	12,69	-8,8	154.375	5,9	12,82	-7,9

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

GWh, un 5,9% superior al del mismo período del año anterior. Esta tasa de crecimiento interanual continúa la tendencia descendente de los últimos meses, consecuencia del ligero descenso del ritmo de crecimiento de la actividad económica y de la progresiva salida de consumidores cualificados de la tarifa regulada.

- El precio medio de la energía consumida en el período enero-noviembre ha sido 12,69 PTA/kWh, lo que supone una reducción del 8,8% 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 noviembre ascendió a 19,8 millo-

Datos de facturación

	Noviembre 1998		
	Clientes	Potencia	
	Número	MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	63.877	14.628	0,6
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	874	1.694	-16,6
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	77	769	-21,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	23	501	-16,7
G.4 (Grandes consumidores)	5	902	1,5
Tarifa horaria de potencia	132	2.102	11,1
Alta tensión	64.988	20.595	-1,6
Baja tensión	19.766.162	90.277	2,8
Sistema peninsular	19.831.150	110.872	1,9

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

nes. Del total de clientes, cerca de 65.000 son de media y alta tensión.

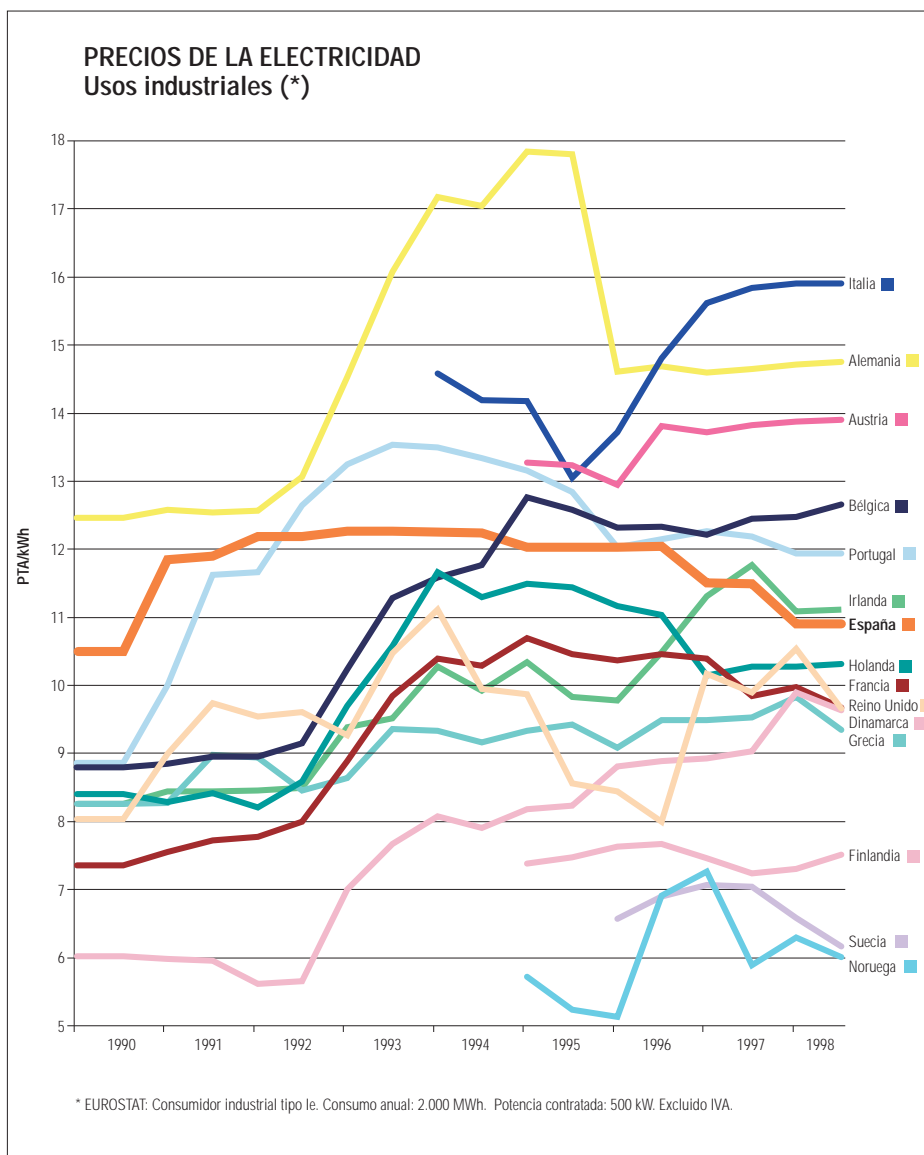
- La potencia facturada en el mes de noviembre ha ascendido a 110.872 MW, un 1,9% más que en el mismo mes de 1997. La potencia facturada

en media y alta tensión fue 20.595 MW y se ha reducido en un 1,6% respecto a la del mismo mes de 1997 como consecuencia de la salida de la tarifa regulada de numerosos consumidores cualificados.

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

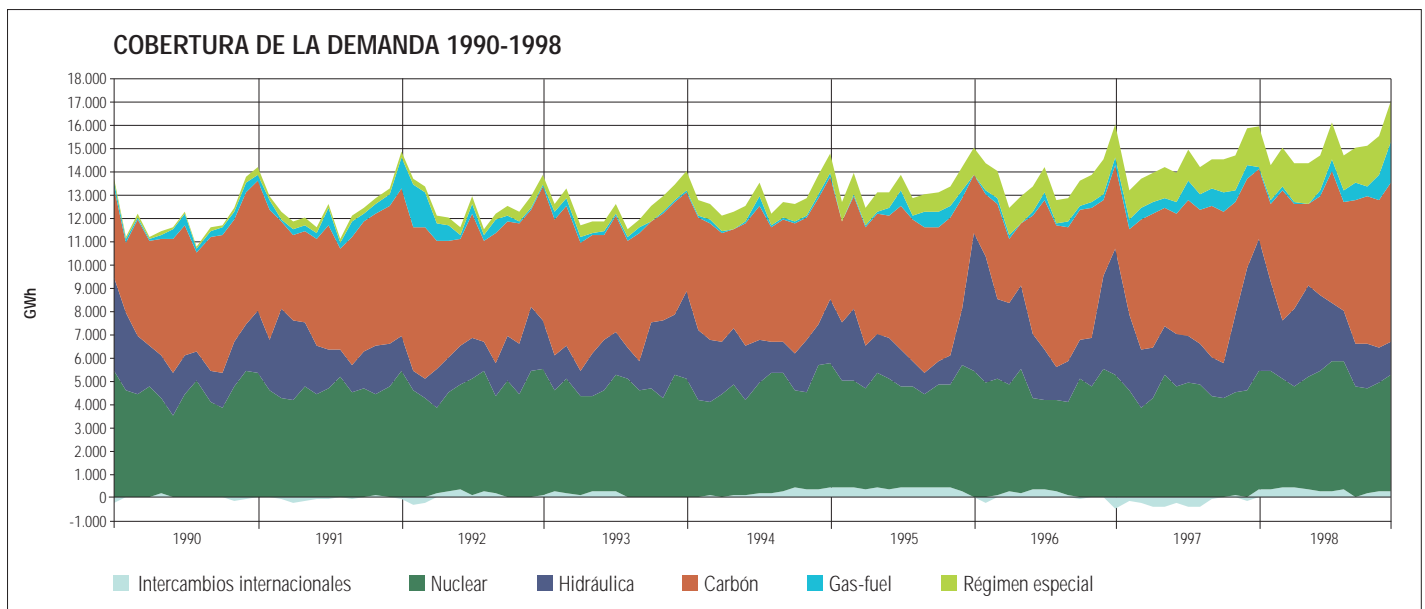
TARIFAS INDUSTRIALES 1990-1998

- Al igual que ocurre con las tarifas domésticas (ver boletín enero 1999), destaca la importante diferencia existente entre las tarifas industriales aplicadas en los países de la UE. Para 1998, en el extremo superior se encuentra Italia con un precio próximo a las 16 PTA/kWh mientras que en el extremo inferior se encuentran los Países nórdicos con precios en torno a las 7 PTA/kWh.
- A lo largo del período considerado y en comparación con el resto de países comunitarios, la tarifa industrial española ha seguido una senda relativamente estable, de modo que el precio del kWh en 1999 es sólo ligeramente superior al de 1998, pasando de 10,5 PTA/kWh a 10,9 PTA/kWh.
- Es importante destacar que las sucesivas rebajas que, principalmente desde 1996, se están aplicando en España a la tarifa eléctrica han permitido mejorar significativamente nuestra posición respecto a nuestros países vecinos: en 1990 la tarifa industrial española era claramente superior a las correspondientes tarifas en Portugal y Francia, mientras que en la actualidad es inferior a la portuguesa y ligeramente superior a la francesa.

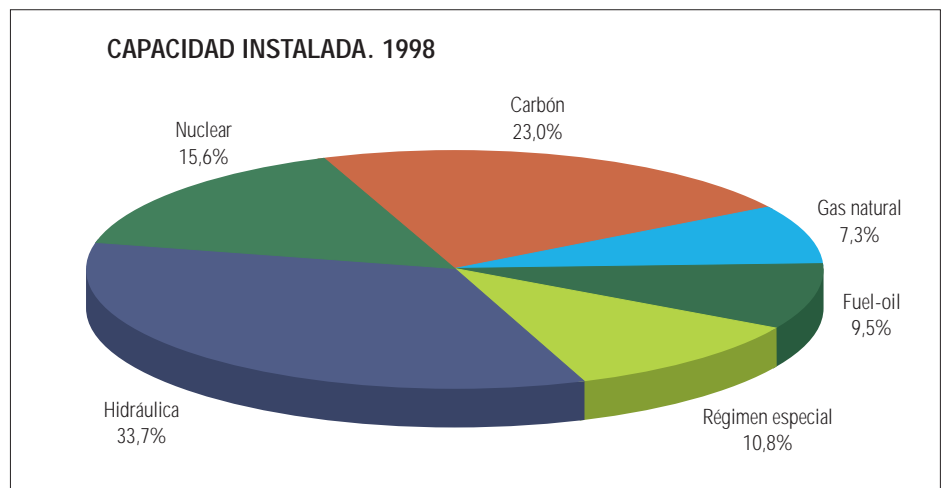


SISTEMA PENINSULAR: Balance 1990-98 y Capacidad instalada

Balance eléctrico (GWh)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Hidráulica	25.021	26.378	19.176	23.521	26.264	21.966	37.692	33.168	33.992
Nuclear	54.265	55.579	55.782	56.059	55.314	55.445	56.329	55.298	59.003
Carbón	59.321	59.440	63.596	61.366	60.562	64.736	52.394	62.098	60.191
Hulla+Antracita	32.358	30.936	31.894	30.891	31.758	33.188	26.627	37.337	30.052
Lignito Pardo	12.210	12.341	13.081	12.656	11.910	13.227	12.317	11.187	13.718
Lignito Negro	7.918	8.301	8.888	8.759	8.974	9.144	7.948	10.742	6.406
C. Importación	6.835	7.862	9.733	9.060	7.920	9.177	5.503	2.832	10.014
Gas natural	640	630	828	70	119	172	680	6.597	2.396
Fuel-oil	2.446	3.649	7.017	1.816	1.388	3.697	1.469	246	3.262
Producción bruta	141.693	145.676	146.399	142.832	143.647	146.016	148.564	157.407	158.844
- Consumos generación	6.570	6.594	6.806	6.325	6.073	6.247	5.511	6.352	6.310
- Consumos bombeo	1.036	1.434	2.792	1.888	1.345	2.081	1.523	1.761	2.588
Producción neta	134.087	137.648	136.801	134.619	136.229	137.688	141.530	149.295	149.946
+ Régimen especial	1.640	3.144	4.032	5.698	8.198	9.595	13.656	15.958	19.531
± Intercambios internacionales	-420	-676	642	1.266	1.855	4.486	1.059	-3.073	3.402
Demanda bruta	135.307	140.116	141.475	141.583	146.282	151.769	156.245	162.180	172.878



Capacidad instalada	1998 MW
Hidráulica	16.452
Nuclear	7.633
Carbón	11.224
Hulla+Antracita	5.960
Lignito Pardo	1.950
Lignito Negro	1.450
C. Importación	1.864
Gas natural	3.582
Fuel-oil	4.632
Régimen ordinario	43.523
Régimen especial	5.293
Sistema peninsular	48.816





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>