

ENERGÍA ELÉCTRICA

MARZO 1999. Nº 10



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
• Implantación del mercado interior de la electricidad	
Anexo	
• Intercambios internacionales de energía eléctrica	

Fuentes de información:

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

Portada:

Central hidroeléctrica Cijara
Central térmica Narcea

Fecha de redacción: 1 de junio 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 marzo la demanda de energía eléctrica ha ascendido a 15.225 GWh, un 6,0% superior a la del mismo mes del año anterior. La tónica general de temperaturas más frías de lo habitual que ha caracterizado este invierno se han mantenido en el mes de marzo y ha explicado el 2,4% del crecimiento de demanda mensual. Por su parte, el efecto de la mayor laboralidad del mes ha sido la causa del 0,8% del crecimiento, con lo que el incremento de demanda atribuible a la actividad económica ha alcanzado apenas el 2,8%, el más bajo registrado desde el mes de octubre de 1996.
- En el primer trimestre del año, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha sido del 6,9%, del que únicamente el 4,3% es atribuible a la actividad económica. Esta tasa es casi 3 puntos inferior a la registrada en el mismo período de 1998, consecuencia del suave descenso del ritmo de crecimiento de la economía durante el primer trimestre de 1999.
- A pesar del ligero incremento del índice de producible hidráulico respecto a meses anteriores, el mes de marzo es el quinto mes consecutivo que puede ser considerado como muy seco, situación que no se producía desde el invierno 1988-1989.
- La estructura de producción del mes de marzo continúa marcada por la escasa hidraulicidad que se prolonga desde el

pasado verano: la producción hidroeléctrica ha mejorado levemente su contribución respecto a meses anteriores, aportando el 13,6% de la producción bruta mensual, mientras que la producción nuclear, como consecuencia de la coincidencia en parada programada para revisión anual de las centrales de Trillo y Vandellós II, ha contribuido en menor medida de lo habitual en la cobertura de la demanda por segundo mes consecutivo, aportando el 30,5% de la producción bruta. Por su parte, la producción térmica convencional ha generado el 55,8% de la producción bruta mensual, en la línea de su aportación media de este invierno.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla- la demanda bruta del mes de marzo ha ascendido a 788 GWh, con un crecimiento respecto al mismo mes de 1998 del 7,6%. En el primer trimestre del año, el crecimiento de la demanda bruta ha alcanzado el 9,0%, más de 2 puntos por encima del crecimiento peninsular, y más de un punto por encima del registrado en el mismo trimestre del año anterior.
- La valoración de la generación en el primer trimestre de 1999 ha ascendido a 303.701 MPTA, con un coste medio de 6,51 PTA/kWh. El coste de la generación neta de las empresas y de las importaciones netas ascendió a 6,08 y 5,55 PTA/kWh, respectivamente. El coste medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 9,91 PTA/kWh.
- En marzo, el mercado eléctrico ha tenido un comportamiento muy similar al del mes anterior. El precio medio mensual final ha sido 6,24 PTA/kWh, un 0,1% más que el mes anterior. Destaca la consecución de dos valores históricos desde el comienzo del mercado: el precio medio mensual máximo del mercado diario, 4,93 PTA/kWh, y el mínimo coste medio conjunto de Otros mercados, 0,07 PTA/kWh. La importante disminución de éste último, 55,9%, se ha visto compensada por el ligero aumento del 1,1% del precio en el mercado diario.
- Respecto al mes de marzo de 1998, el precio final se ha incrementado en un 10%, como consecuencia del aumento del precio en el mercado diario de un 15,1%.

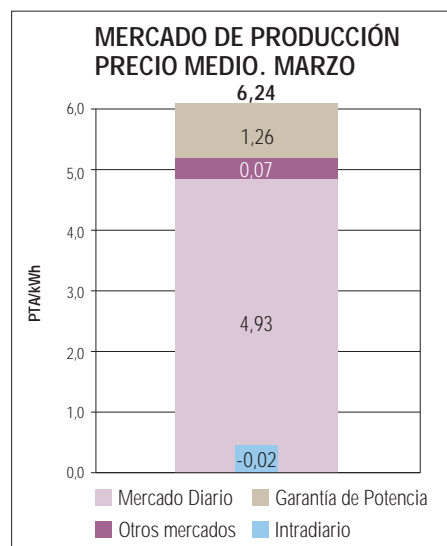
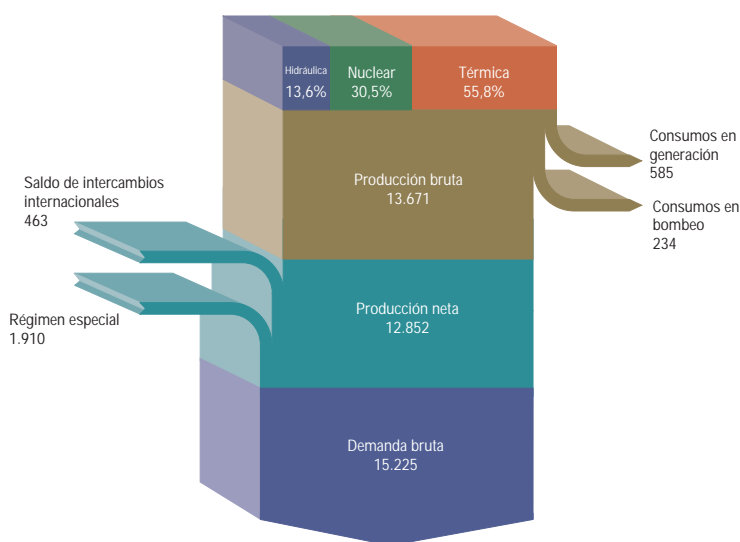
Balance eléctrico	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	12.852	4,4	39.555	6,2	152.259	1,9
Régimen especial	1.910	15,6	5.588	14,0	20.300	20,4
Intercambios internacionales	463	14,2	1.073	-1,6	3.384	-
Demanda bruta	15.225	6,0	46.216	6,9	175.943	6,5
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	729	7,1	2.146	7,4	8.792	7,1
Régimen especial	59	14,2	176	32,8	653	20,4
Demanda bruta	788	7,6	2.322	9,0	9.445	7,9

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	241.495	79,5	6,08	-6,5
Intercambios internacionales (*)	8.617	2,8	5,55	-14,7
Régimen especial	53.589	17,6	9,91	52,3
Total	303.701	100,0	6,51	-

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

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



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

• La demanda bruta peninsular de energía eléctrica en el mes de marzo fue 15.225 GWh, con un crecimiento del 6,0% respecto al mismo mes del año anterior.

- La mayor laboralidad explicó el 0,8% de la variación de la demanda, debido a que marzo de este año ha tenido un domingo menos que en 1998, y a que la festividad del día 19 el año anterior se produjo en jueves, con el consiguiente efecto puente, mientras que este año se produjo en un viernes.

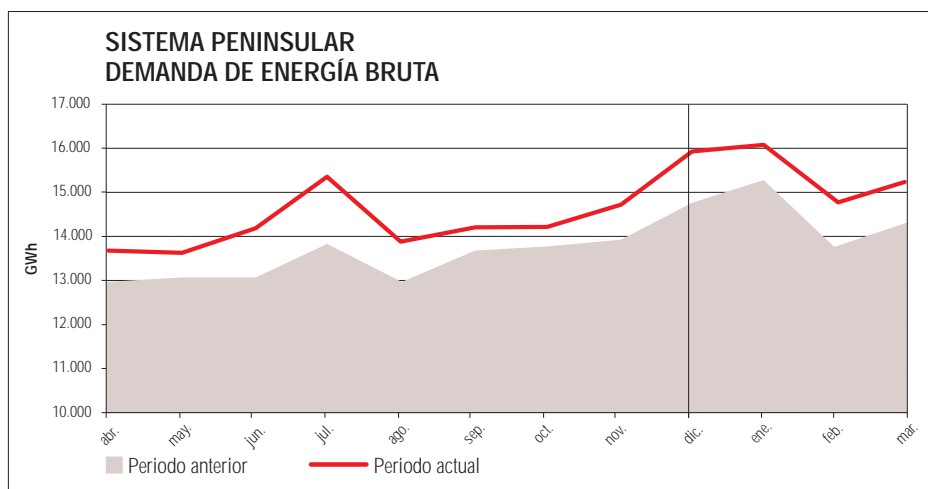
- Las temperaturas del mes de marzo han sido más frías que el año anterior y que la media histórica para este mes, aportando 2,4 puntos al crecimiento de la demanda. Las máximas registraron un valor medio diario de 16,9°C frente a los 18,7°C de 1998, y las mínimas registraron un valor medio de 7,0°C, 0,8°C menos que en marzo 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 2,8%. Este crecimiento es casi 3 puntos inferior al que se produjo en el mismo mes de 1998 y el más bajo que se ha registrado desde el mes de octubre de 1996.

• En el conjunto del primer trimestre de 1999, la demanda ha experimentado una variación positiva del 6,9%, ligeramente inferior al registrado en el mismo período de 1998. Sin embargo, en términos de demanda corregida el incremento ha sido del 4,3%, casi 3 puntos por debajo del año anterior, consecuencia de la moderación en el ritmo de crecimiento de la actividad económica que se ha producido en el primer trimestre de 1999.

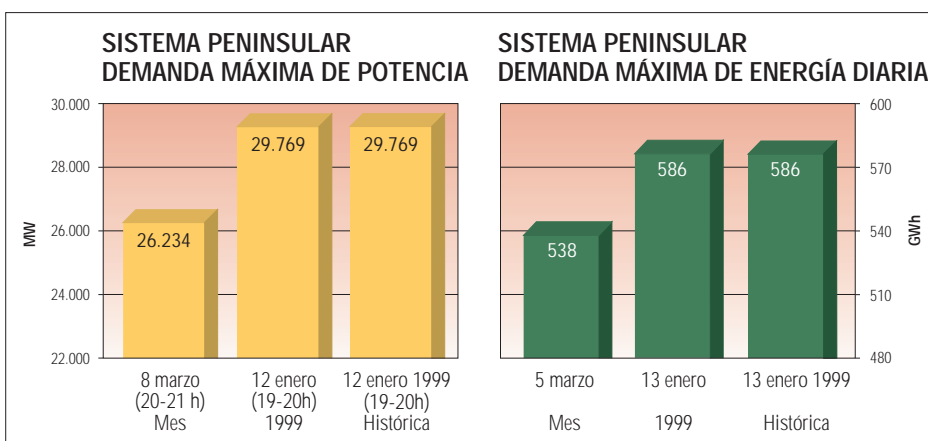
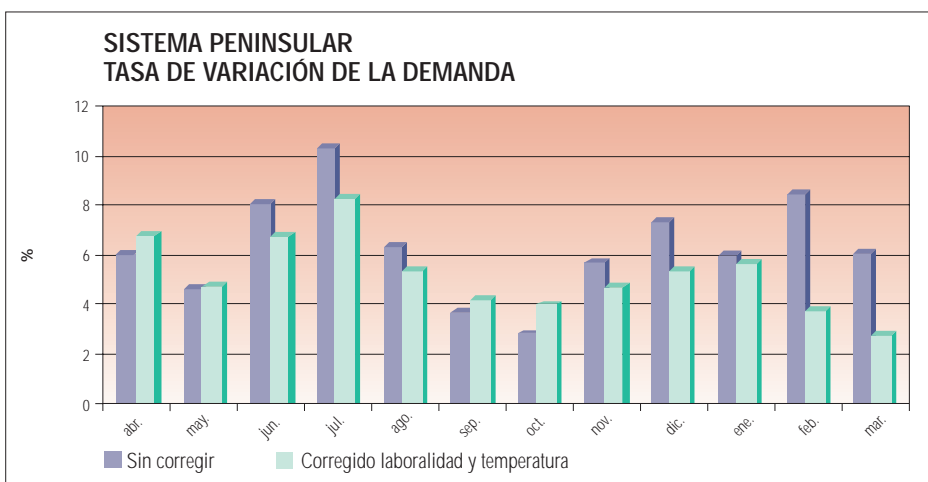
• En el mes de marzo, la demanda máxima de potencia ha sido de 26.234 MW, mientras que la demanda máxima de energía diaria ha sido 538 GWh. Ambos valores se sitúan en el entorno del 6% por encima de los registrados en el mismo mes de 1998.

• En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de marzo la demanda ascendió a 788 GWh, un 7,6% superior a la del mismo mes del año anterior, con lo que en el primer trimestre del año el crecimiento de demanda alcanza el 9,0%, más de un punto por encima del registrado en el mismo trimestre del año anterior.



Demanda bruta	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	15.225	6,0	46.216	6,9	175.943	6,5
Efectos						
Laboralidad	-	0,8	-	-0,1	-	-0,4
Temperatura	-	2,4	-	2,7	-	1,5
Activ. económica y otros	-	2,8	-	4,3	-	5,4
Sistemas extrapeninsulares	788	7,6	2.322	9,0	9.445	7,9

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

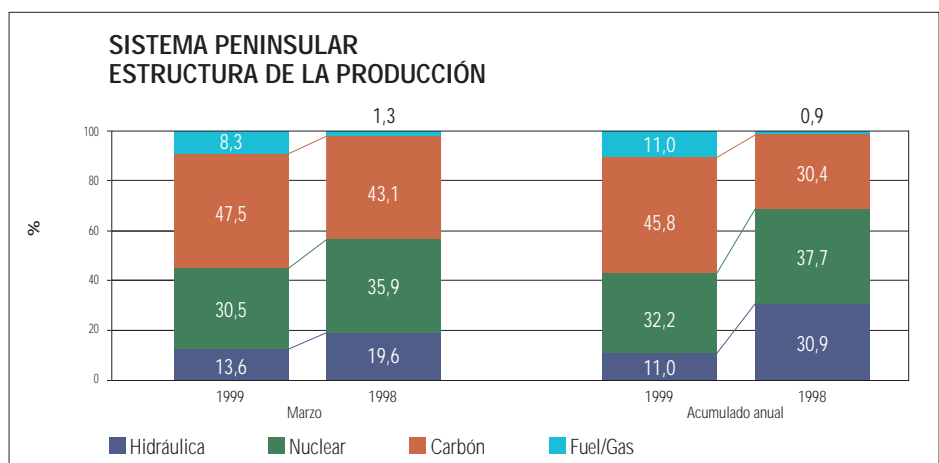
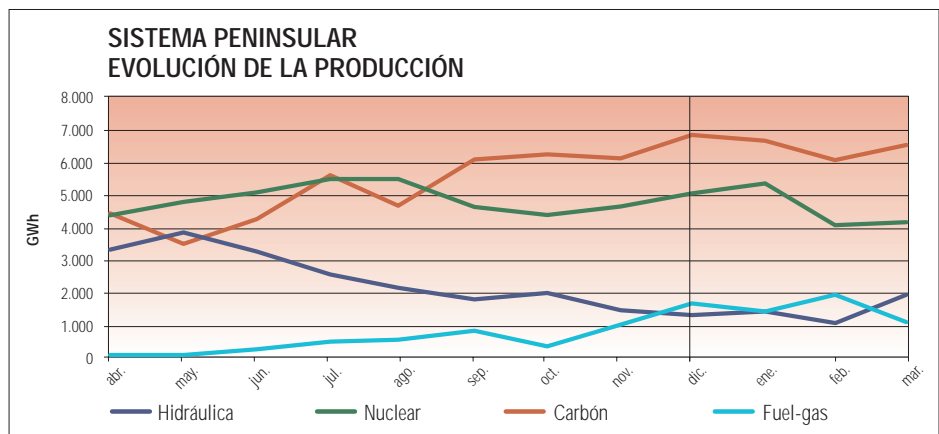
- La producción bruta peninsular en el mes de marzo fue 13.671 GWh, superior en un 5,7% a la registrada en el mismo mes del anterior.
- La cobertura de la demanda en el mes de marzo no difiere sustancialmente de la que se viene registrando en los últimos meses, si bien la producción hidroeléctrica ha incrementado ligeramente las escasas producciones de los últimos meses y ha aportado el 13,6% de la producción bruta. Como consecuencia de la coincidencia de diversas actuaciones programadas, la producción nuclear, por segundo mes consecutivo, ha contribuido en menor medida de lo habitual en la cobertura de la demanda, aportando el 30,5% de la producción bruta. Por su parte, los grupos térmicos convencionales han aportado este mes el 55,8% de la producción bruta.
- Al igual que en los dos meses anteriores, la mayor parte del incremento de la demanda bruta del mes de marzo, 858 GWh, ha sido cubierta con mayor producción neta, 542 GWh. El resto del incremento de demanda ha sido cubierto por las adquisiciones de energía al régimen especial, 258 GWh, y el saldo importador de los intercambios internacionales de energía, 58 GWh.
- Una vez transcurrido el primer trimestre del año, la producción neta de los agentes nacionales ha aportado el 85,6% de la demanda bruta, la energía adquirida al régimen especial ha contribuido con el 12,1% y las importaciones han aportado el 2,3% restante.
- La estructura de producción se ha modificado notablemente respecto a la del primer trimestre del año anterior, en el que la generación hidráulica y nuclear proporcionaron casi el 70% de la producción bruta total, muy por encima del 43,2% que han aportado hasta la fecha en 1999. Esta inversión de la estructura de producción ha favorecido una mayor utilización de los grupos térmicos convencionales, y en particular de los grupos de fuel-gas, que apenas produjeron en el primer trimestre de 1998 y han aportado el 11% de la demanda bruta en 1999.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, al igual que en meses anteriores, la producción con carbón continúa aportando la energía necesaria para cubrir los incrementos de demanda, mientras que la producción con fuel-oil permanece estable.

Balance eléctrico peninsular	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1.863	-26,6	4.667	-61,5	26.552	-22,1
Nuclear	4.176	-10,1	13.665	-7,5	57.901	2,7
Carbón	6.497	16,4	19.463	63,6	67.757	10,8
Fuel-Gas	1.135	564,5	4.665	1.200,2	9.964	64,6
Producción bruta	13.671	5,7	42.460	8,5	162.174	2,8
- Consumos generación	585	14,2	1.859	36,2	6.805	7,7
- Consumos bombeo	234	110,8	1.046	99,9	3.110	57,0
Producción neta	12.852	4,4	39.555	6,2	152.259	1,9
+ Régimen especial	1.910	15,6	5.588	14,0	20.300	20,4
± Intercambios internacionales	463	14,2	1.073	-1,6	3.384	-
Demanda bruta	15.225	6,0	46.216	6,9	175.943	6,5

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0	-100,0	0	-83,9	3	7,3
Carbón	270	20,5	817	16,9	3.260	31,0
Fuel-oil	518	1,2	1.498	2,6	6.217	-2,2
Producción bruta	788	7,1	2.315	7,2	9.480	7,2
- Consumos generación	59	7,2	169	5,0	687	8,5
Producción neta	729	7,1	2.146	7,4	8.792	7,1
+ Régimen especial	59	14,2	176	32,8	653	20,4
Demanda bruta	788	7,6	2.322	9,0	9.445	7,9

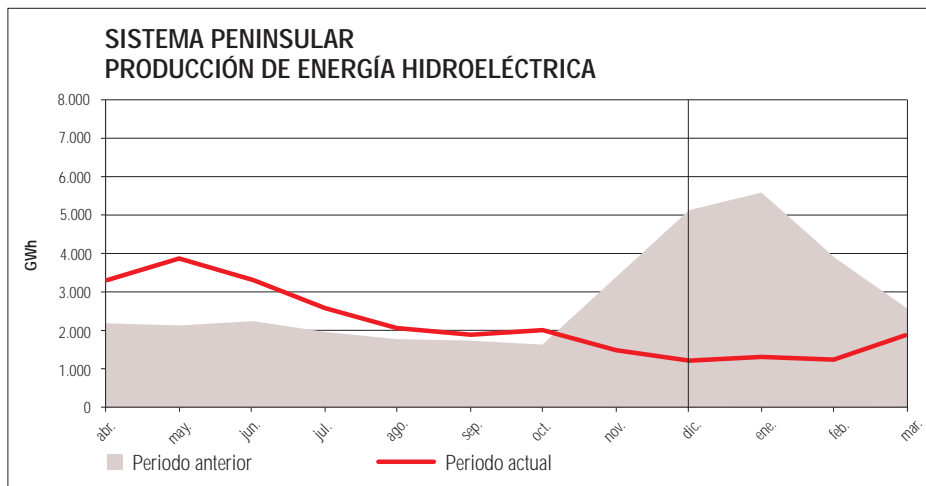
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

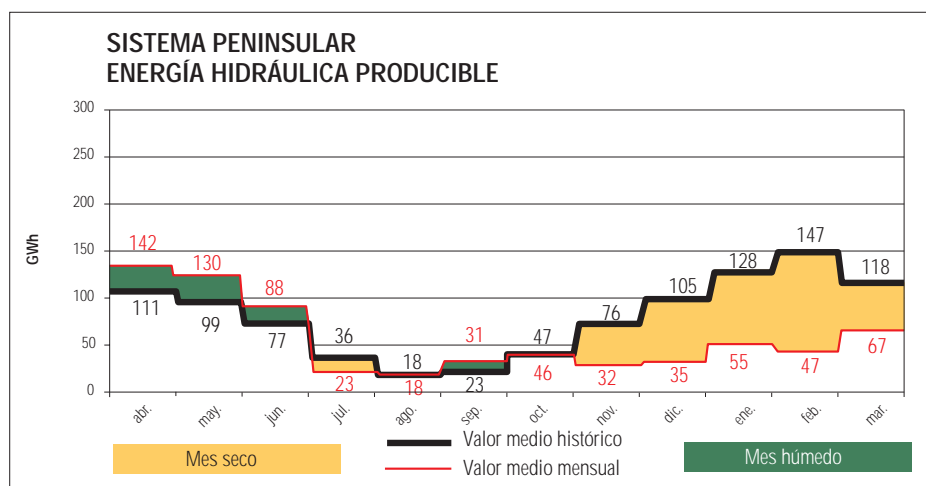
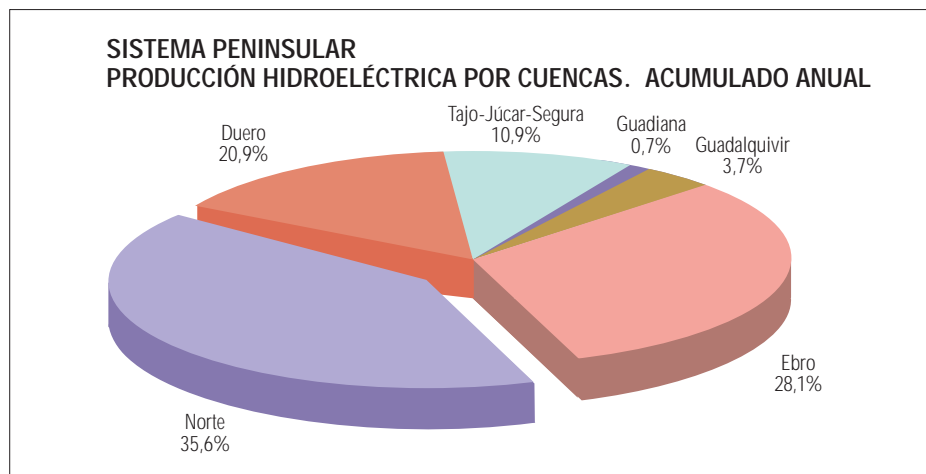
- En el mes de marzo la producción hidroeléctrica ha sido 1.863 GWh, inferior en un 26,6% respecto al mismo mes del año anterior. Esta producción mensual invierte levemente la línea de descenso que, como consecuencia de la sequía continuada, se viene produciendo desde octubre de 1998, y sitúa su aportación a la producción bruta mensual en el 13,6%, alrededor de 4 puntos por encima de su aportación de los últimos tres meses.
- A pesar de la ligera mejoría de marzo, en el primer trimestre del año la generación hidráulica ha generado el 11,0% de la producción bruta, muy por debajo del 30,9% con que contribuyó en el mismo periodo del año anterior.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de marzo todas las cuencas han moderado sus descensos de producción en relación a meses anteriores, registrándose incluso incrementos de producción en las cuencas Norte y Guadiana. Las mayores producciones mensuales han correspondido a la cuenca Norte y a la cuenca del Ebro con el 37,3% y el 24,6% del total peninsular, respectivamente. Una vez transcurrido el primer trimestre de 1999 todas las cuencas han disminuido notablemente su producción respecto al año anterior, en especial las de la zona centro y sur, cuyo descenso conjunto se acerca al 80%.
- En el mes de marzo se han registrado precipitaciones en toda la península, siendo mayores durante la primera quincena del mes. Las precipitaciones han sido superiores a la media histórica en Andalucía y en el noroeste, concentrándose en esta última zona la mayor parte de las precipitaciones registradas en la Península.
- Desde el punto de vista hidrológico, el conjunto del mes de marzo ha sido muy seco: el total de energía hidráulica producible fue de 2.038 GWh, el 57% de su valor medio histórico. Con el mes de marzo son cinco los meses consecutivos que se pueden clasificar como muy secos, circunstancia que no se producía desde el invierno 1988-1989.
- En el primer trimestre del año, el producible hidráulico asciende a 4.977 GWh, el 44% de su valor medio histórico. Este valor de producible supera en un 6,6% a la producción hidráulica del periodo, lo que refleja una gestión conservadora de las reservas de los embalses para hacer frente a la

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.



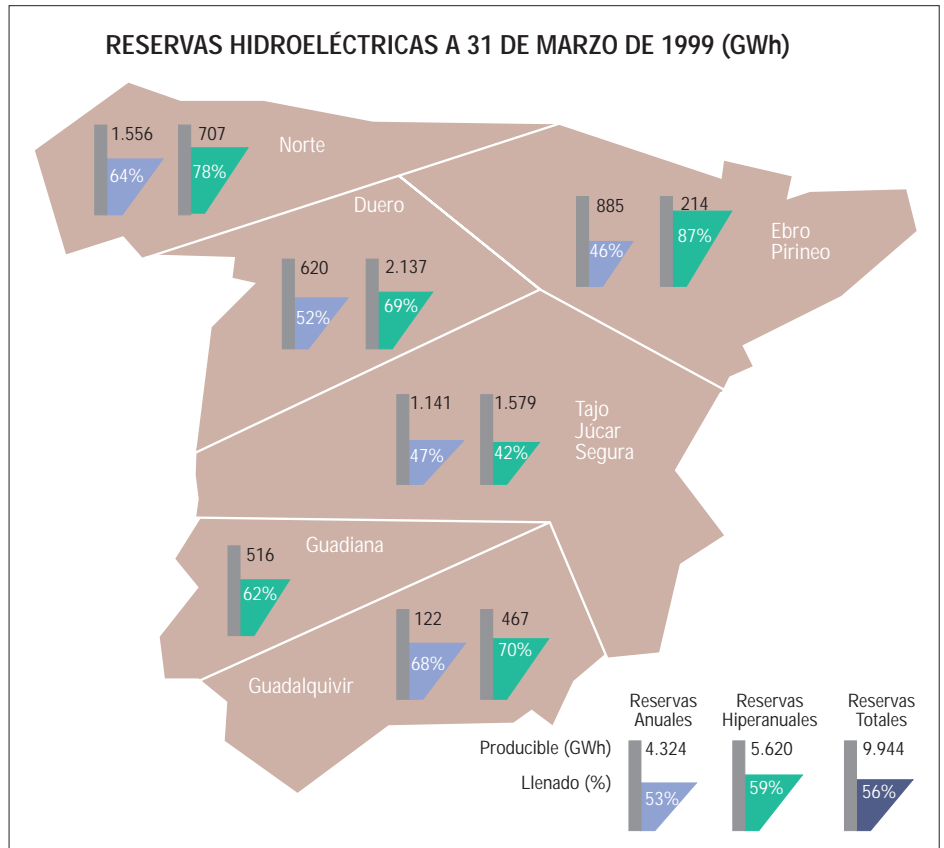
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.149	695	9,7	1.661	-47,2	8.506	-1,0
Duero	3.392	430	-41,2	977	-73,2	6.845	-25,1
Tajo-Júcar-Segura	4.093	175	-64,8	510	-81,5	3.666	-48,7
Guadiana	233	33	156,8	34	-83,1	88	-79,3
Guadalquivir	1.016	72	-7,2	174	-60,6	987	-30,0
Ebro	3.569	458	-21,8	1.310	-31,4	6.459	-12,2
Sistema peninsular	16.452	1.863	-26,6	4.667	-61,5	26.552	-22,1
Canarias	1	0	-100,0	0	-83,9	3	7,3
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-100,0	0	-83,9	3	7,3

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



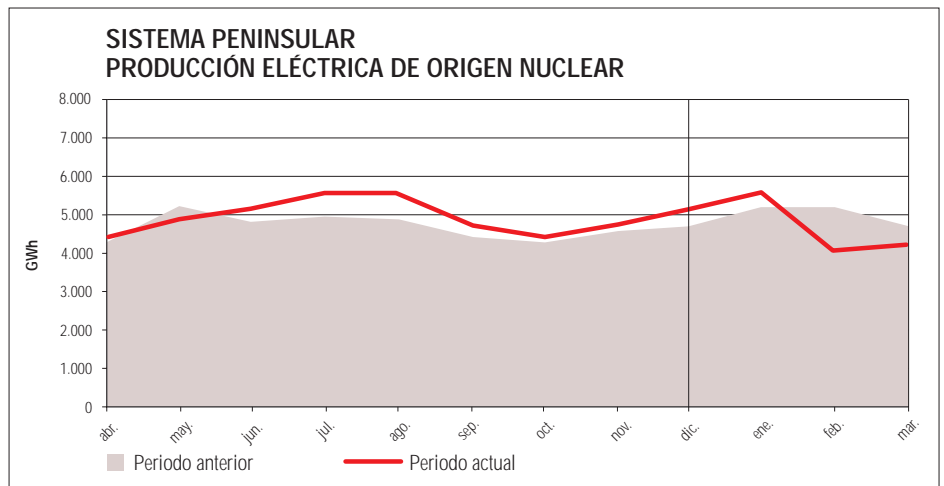
sequía que se prolonga desde el pasado verano.

- Las reservas de agua del conjunto de los embalses finalizaron el mes de marzo al 56,2% de su capacidad, con un nivel de reservas equivalente a 9.944 GWh. Este porcentaje de reservas, aunque ligeramente superior al del mes anterior, contrasta con el 69% que se alcanzó al finalizar el mes de marzo de 1998.
- Los embalses de régimen anual mantienen un nivel de reservas del 53,0%, superior en casi 6 puntos al nivel de reservas del mes anterior, pero inferior al 64% registrado en marzo del año anterior. Este porcentaje de reservas varía entre un máximo en la cuenca del Guadalquivir del 67,8% y un mínimo en la del Ebro del 45,6%.
- Las reservas de los embalses de régimen hiperanual se sitúan al 59,0% de la capacidad, muy por debajo del 73% que se alcanzó en el mismo mes del año anterior. Todas las cuencas superan el 60% de su capacidad, excepto la del Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad de embalse, que apenas alcanza el 42%.



Producción nuclear

- La producción bruta de las centrales nucleares en el mes de marzo fue de 4.176 GWh, inferior en un 10,1% a la del mismo mes del año anterior. Esta producción es la segunda más baja registrada desde hace 2 años, superando ligeramente a la del mes pasado por el menor número de días de febrero.
- Esta reducción de la generación nuclear, consecuencia de las diversas actuaciones programadas llevadas a cabo en algunas centrales durante el mes de marzo, ha situado su aportación a la producción bruta del mes en el 30,5%, la segunda más baja de los últimos tres años.
- Durante todo el mes de marzo ha continuado parada la central de Trillo por la recarga de combustible iniciada en febrero.
- Asimismo, el día 14 se desacopló de la red Vandellós II, para comenzar las actividades programadas para la décima recarga de combustible y tareas de mantenimiento.
- El día 1 entró de nuevo en funcionamiento la central de Garoña tras la parada por recarga que se venía desarrollando desde el pasado 17 de enero.
- El día 16 de marzo se desarrolló en la zona circundante de la central José



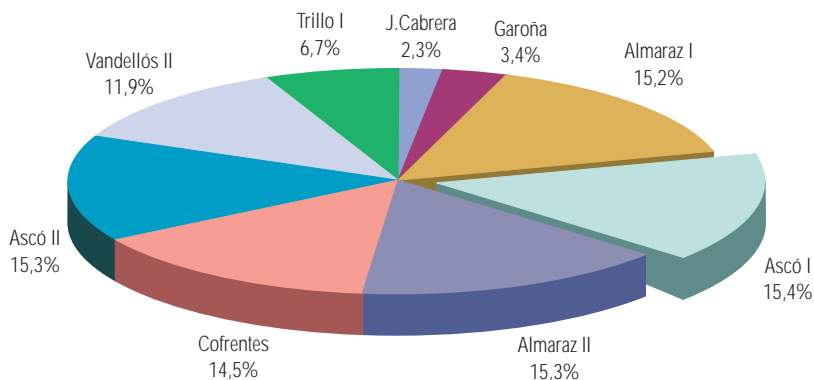
Producción bruta Nuclear	Potencia	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	110	-0,3	312	-1,5	1.161	7,1
Garoña	466	319	-7,8	464	-51,8	3.453	-5,4
Almaraz I	974	717	0,7	2.080	4,6	8.381	19,9
Ascó I	973	724	0,4	2.105	1,1	7.651	3,2
Almaraz II	983	723	0,0	2.093	8,1	6.229	-11,1
Cofrentes	1.025	631	-15,9	1.977	-0,6	8.462	19,6
Ascó II	976	720	237,9	2.093	34,6	8.227	7,0
Vandellós II	1.009	231	-69,0	1.629	-24,1	8.198	7,4
Trillo I	1.066	0	-100,0	912	-49,0	6.139	-21,8
Sistema peninsular	7.633	4.176	-10,1	13.665	-7,5	57.901	2,7

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

Cabrera el primer simulacro en gran escala de un accidente del nivel 4 según la escala internacional. En el simulacro estaban implicados 5.100 vecinos de los 12 municipios situados en un radio de 10 km alrededor de la central, 400 agentes de los cuerpos y fuerzas de Seguridad del Estado, Protección civil, Policía nacional, Cruz Roja, el Consejo de Seguridad Nuclear y ENRESA. Al ejercicio asistieron 60 observadores nacionales e internacionales.

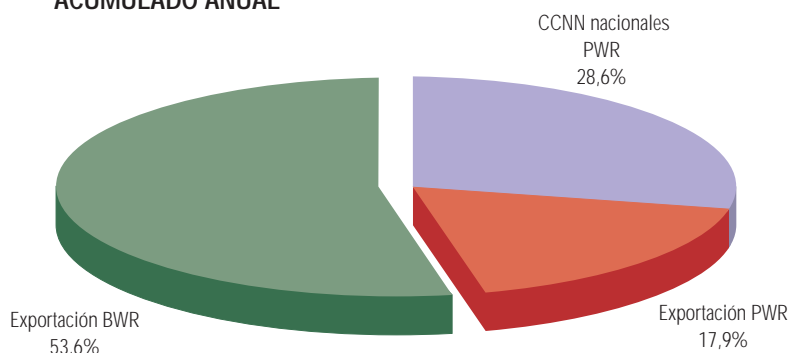
- El día 5 la central de Asco I alcanzó una producción bruta acumulada a origen de 100.000 GWh.
- Al igual que en el mes de febrero, los valores de disponibilidad y factor de carga en el mes de marzo han sido inferiores a los habituales, debido a las actuaciones programadas anteriormente señaladas. El factor de disponibilidad se ha situado en el 68,1%, consecuencia de una indisponibilidad programada del 29,4%. Por su parte, el factor de carga ha alcanzado el 73,5%, inferior en 6,3 puntos al registrado el mes anterior.
- En el primer trimestre del año, la producción nuclear ha ascendido a 13.665 GWh, un 7,5% inferior a la del mismo periodo del año anterior, con una aportación a la producción bruta del 32,2%, casi 6 puntos inferior a la del mismo periodo de 1998.
- Tras las numerosas actuaciones programadas llevadas a cabo en el primer trimestre del año, el factor de disponibilidad y el factor de carga acumulado se han situado en el 79,8% y el 82,9% respectivamente, valores inferiores a los habituales del parque nuclear.
- En el mes de marzo se han fabricado 23 elementos de combustibles tipo PWR para la central de Almaraz I. También se han exportado a la central de Ringhals en Suecia 29 elementos combustibles PWR.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Marzo			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	92,2	0,0	0,0	90,4	0,0	0,7
Garoña	92,0	4,4	0,0	46,1	48,9	0,0
Almaraz I	99,0	0,0	0,0	98,9	0,0	0,0
Ascó I	100,1	0,0	0,0	100,2	0,0	0,0
Almaraz II	98,9	0,0	0,0	98,6	0,0	0,2
Cofrentes	82,7	0,0	3,5	89,3	0,0	3,5
Ascó II	99,1	0,0	0,0	99,3	0,0	0,0
Vandellós II	30,8	58,0	10,8	74,8	20,0	4,0
Trillo I	0,0	100,0	0,0	39,6	60,2	0,1
Sistema peninsular	73,5	29,4	2,5	82,9	18,8	1,4

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.

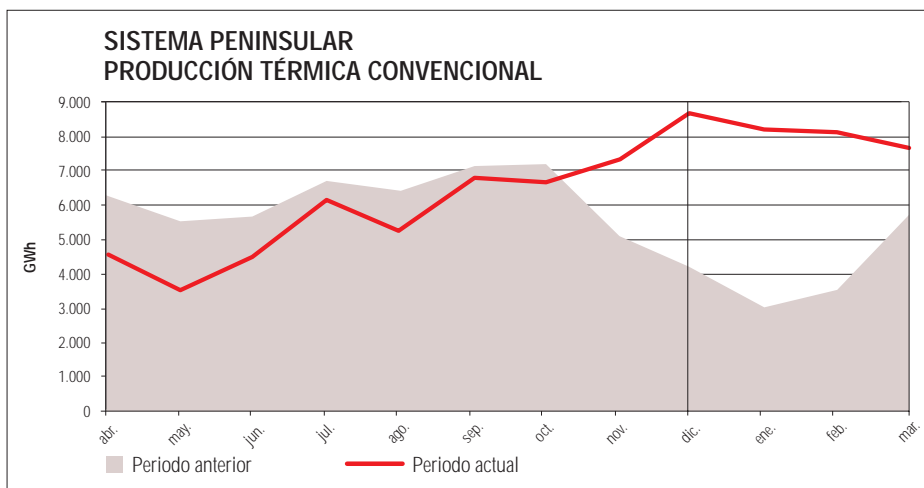
Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Combustible nuclear	Marzo	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	28.555	97.752	302.192
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	23	64	256
Exportación	29	40	40
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	128
Exportación	0	120	326
Nº elementos importación:			
PWR	0	4	44
BWR	0	184	184

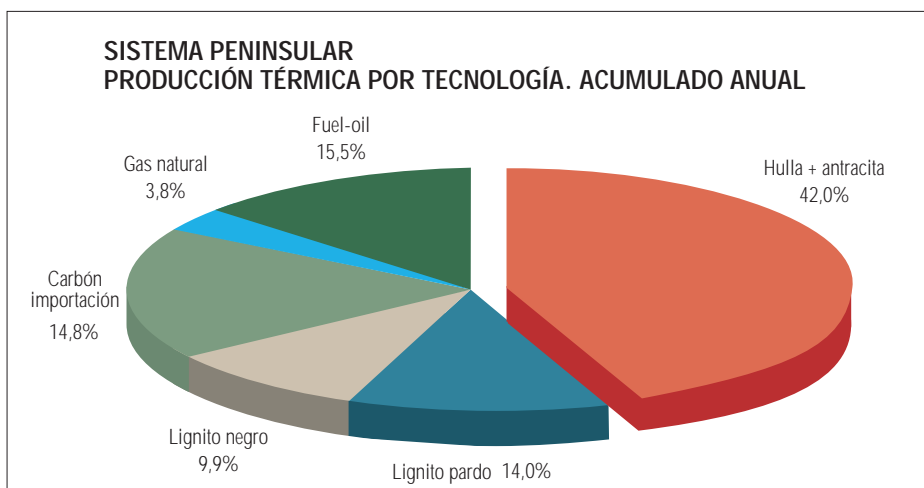
Producción térmica convencional

- La producción bruta de los grupos térmicos convencionales en el mes de marzo fue 7.633 GWh, superior en un 32,7% a la del mismo mes del año anterior. Esta producción, aunque algo inferior a la de los últimos tres meses, se mantiene en la línea de altas generaciones de este tipo de energía que se viene registrando desde los últimos meses del año 1998, como consecuencia de la fuerte sequía que se viene registrando desde el mes de octubre.
- La ligera recuperación de la producción hidráulica registrada en marzo ha moderado la tendencia de crecimiento de la aportación de la producción térmica convencional a la producción bruta mensual. No obstante, esta contribución, del 55,8%, es similar a la de los últimos meses y supera en 11,4 puntos a la del mismo mes de 1998.
- En marzo todas las tecnologías han incrementado su producción respecto al mismo período anterior, a excepción del lignito pardo que tuvo un descenso de un 11,2%. El mayor incremento ha correspondido a la producción con fuel-oil, que, aun sin alcanzar los altas generaciones de los últimos tres meses, ha aportado el 6,8% de la producción bruta mensual.
- En el primer trimestre de 1999 la producción térmica convencional ha aportado el 56,8% de la producción bruta total, muy por encima del 31,3% con que contribuyó en el mismo período del año anterior.
- 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 42,0% de la producción térmica convencional del primer trimestre del año.
- La menor producción registrada en marzo respecto al mes de febrero ha derivado en una ligera reducción del factor de carga, que se ha situado en marzo en el 52,8%, con un máximo para las centrales de hulla de importación del 85,7% y un mínimo de las centrales de gas natural del 7,7%. El acumulado de los tres primeros meses del año el factor de carga ha sido del 57,5%.
- La indisponibilidad conjunta en el mes de marzo fue del 13,9%, con una mayor incidencia en los grupos de fuel-oil y gas natural. Este valor sitúa la disponibilidad de las centrales térmicas convencionales en el primer trimestre del año en el 87,8%.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de marzo de 1999 el comportamiento de la producción



Producción bruta Tecnología	Potencia	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.960	3.413	20,6	10.130	76,6	34.445	-1,8
Lignito pardo	1.950	1.107	-11,2	3.384	10,3	14.034	13,8
Lignito negro	1.450	789	47,1	2.389	146,0	7.824	-17,0
Carbón importación	1.864	1.189	22,6	3.561	68,0	11.455	162,9
Gas natural (*)	3.582	206	73,6	922	228,9	3.038	-47,2
Fuel-oil	4.632	929	1.689,8	3.743	4.672,9	6.926	2.230,6
Sistema peninsular	19.438	7.632	32,7	24.128	96,9	77.721	15,6
Carbón	510	270	20,5	817	16,9	3.260	31,0
Fuel-oil	2.229	518	1,2	1.498	2,6	6.217	-2,2
Sistemas extrapeninsulares	2.739	788	7,1	2.315	7,2	9.477	7,2

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



Tecnología	Marzo			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	77,0	5,3	6,1	78,7	3,0	5,6
Lignito pardo	76,3	0,2	1,4	80,3	0,1	2,7
Lignito negro	73,1	0,0	1,9	76,3	0,0	3,0
Carbón importación	85,7	0,0	3,9	88,4	0,0	2,5
Gas natural (*)	7,7	0,0	29,4	11,9	0,0	24,2
Fuel-oil	27,0	0,0	18,1	37,4	0,0	18,6
Sistema peninsular	52,8	1,6	12,3	57,5	0,9	11,3
Carbón	71,2	0,0	0,3	74,2	0,0	0,2
Fuel-oil	31,3	2,6	5,7	31,3	3,5	4,9
Sistemas extrapeninsulares	38,7	2,1	4,7	39,3	2,8	4,0

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

térmica ha sido similar al de los meses anteriores. La producción con carbón se ha incrementado en un 20,5% respecto a marzo del año anterior, manteniéndose estable la producción con fuel.

- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico convencional, en el primer trimestre del año el consumo de combustible casi ha duplicado al del mismo periodo del año anterior, alcanzando un consumo total de 8.829 kTEC.
- Al finalizar el mes de marzo, los parques de las centrales térmicas almacenaban 5.798 kTEC, nivel de existencias ligeramente inferior al del mes anterior.

Régimen especial (*)

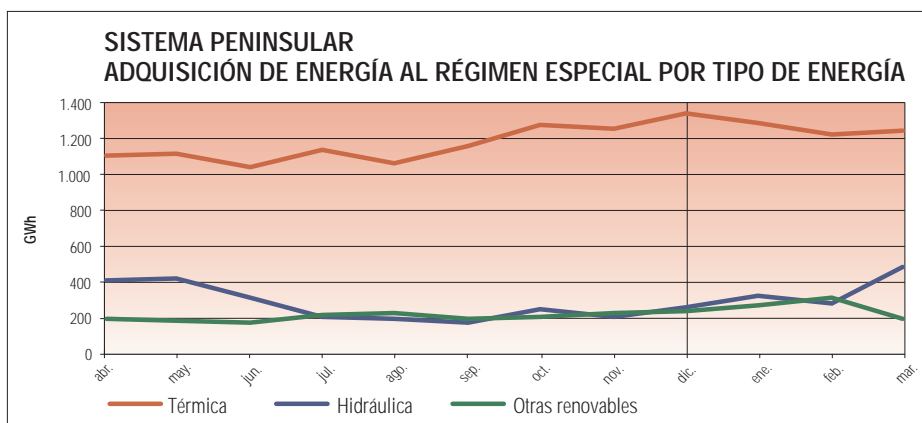
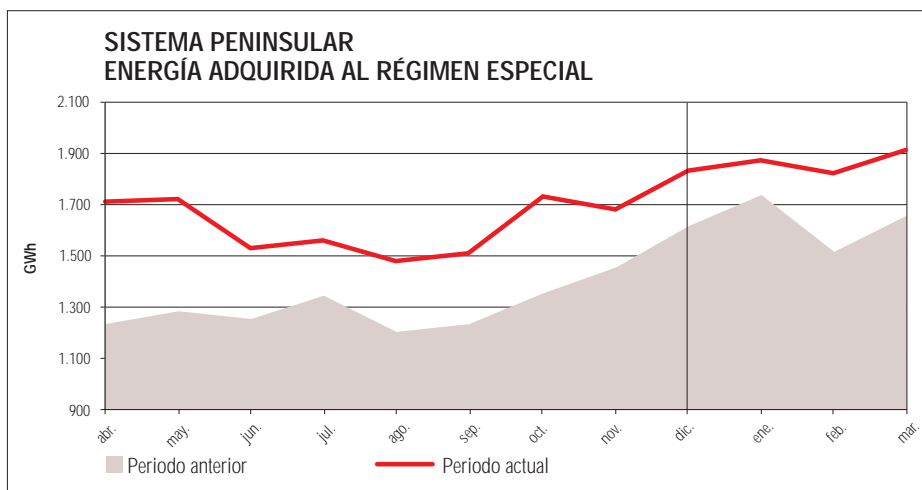
- La energía adquirida a los productores en régimen especial en el mes de marzo ha ascendido a 1.910 GWh, cifra que supone un crecimiento del 15,6% respecto a marzo de 1998. Este crecimiento mantiene la tendencia de moderación del crecimiento de la energía adquirida al régimen especial que caracterizó los últimos meses del año 1998 y los primeros dos meses de 1999.
- En el primer trimestre del año 1999 la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 5.588 GWh, con una tasa de crecimiento del 14,0% respecto al mismo periodo del año anterior, 7 puntos inferior a la registrada para el conjunto de 1998. Su participación en la cobertura de la demanda ha sido en este trimestre del 12,1% cifra ligeramente superior a la de 1998.
- Por tipo de combustible, en el primer trimestre la producción térmica representó el 67,0% de la energía adquirida, la hidráulica el 19,3% y otras renovables el 13,7%. Con relación al primer trimestre del año anterior, el mayor incremento ha correspondido a otras renovables, cuya producción ha crecido un 53,7%, mientras que la energía hidráulica ha tenido un incremento negativo.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de marzo la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 59 GWh, con una tasa de crecimiento del 14,2%, similar a la

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

Combustible	Marzo		Acumulado anual			
	Consumo		Consumo		Stock	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%
Hulla + antracita	958	3,4	3.045	68,3	2.731	-32,8
Lignito pardo	200	-21,8	672	4,0	36	18,7
Lignito negro	140	56,9	424	150,7	1.156	14,8
Carbón importación	1.045	36,4	2.920	68,1	1.307	40,6
Gas natural (*)	74	85,1	276	167,2	-	-
Gas siderúrgico	34	17,8	100	24,9	-	-
Fuel-oil	354	956,7	1.393	-	569	30,8
Sistema peninsular	2.805	31,1	8.829	90,7	5.798	-10,3
Carbón	87	18,2	273	19,7	76	-36,2
Fuel-oil	111	-15,2	317	1,7	80	-14,1
Sistemas extrapeninsulares	199	-3,2	589	9,3	156	-26,5

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

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

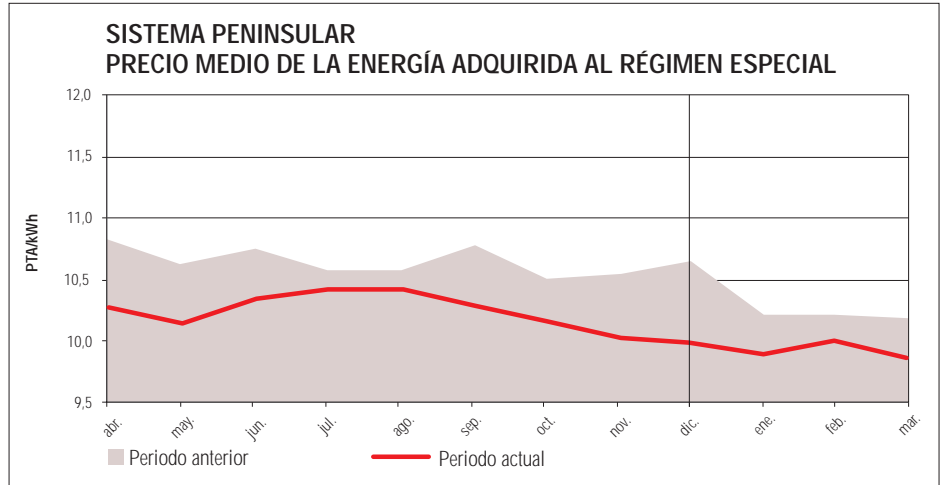


Régimen especial	Potencia	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Térmica	3.541	1.242	9,4	3.742	14,9	14.199	22,2
Hidráulica	1.252	477	47,2	1.079	-5,8	3.487	-0,5
Otras renovables	1.008	191	-1,0	767	53,7	2.613	50,6
Sistema peninsular	5.801	1.910	15,6	5.588	14,0	20.300	20,4
Térmica	85	36	12,7	107	12,8	392	9,2
Hidráulica	0	0	-	0	-	0	-
Otras renovables	70	23	16,5	69	82,9	261	42,5
Sistemas extrapeninsulares	155	59	14,2	176	32,8	653	20,4

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

peninsular y muy por debajo de los crecimientos registrados los dos primeros meses del año, con lo que el crecimiento acumulado en el primer trimestre del año se sitúa en el 32,8% para una energía adquirida de 176 GWh.

- En el mes de marzo, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 9,86 PTA/kWh, con lo que el precio de adquisición acumulado en el primer trimestre del año se sitúa en 9,91 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

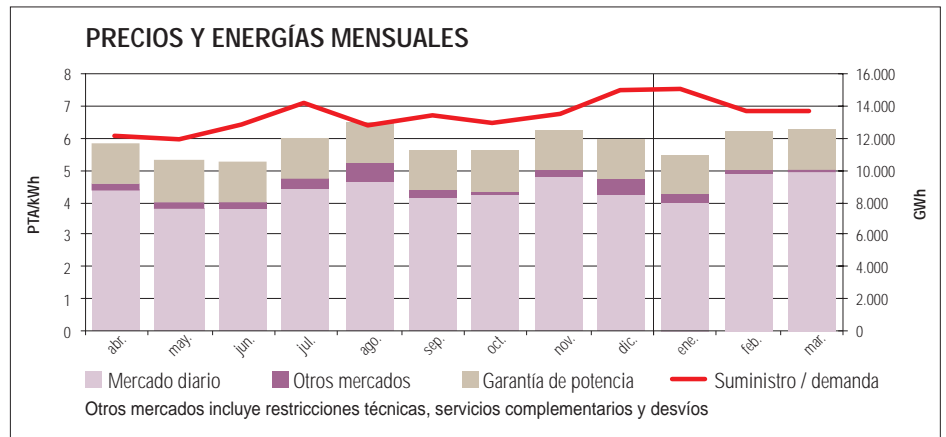
- El saldo de los intercambios internacionales mantiene la tendencia de saldos importadores de meses anteriores, alcanzando en el mes de marzo los 463 GWh, un 14,2% mayor que en marzo de 1998. Este saldo mensual importador positivo es el mayor registrado en los últimos tres años.
- En cuanto a los intercambios a largo plazo, la energía eléctrica importada de Francia por el contrato suscrito entre RED ELÉCTRICA y EDF ha sumado un total de 408 GWh, con una potencia máxima de 550 MW, lo que implica una utilización del contrato del 99,6%.
- A Marruecos se exportaron 66 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 33 GWh.
- En el mes de marzo no se han realizado exportaciones consecuencia del contrato entre IBERDROLA y EDF.
- Los agentes externos REN y ELECTRABEL han mantenido en el mes de marzo su presencia en el mercado de producción. La empresa portuguesa ha actuado como comprador y como vendedor, con un saldo mensual vendedor de 4 GWh. Por su parte, ELECTRABEL ha vendido al mercado español 144 GWh.
- En el mes de marzo ONE ha sido dada de alta como agente externo productor y comprador en el mercado de producción español, aunque no ha participado en el mismo.



Intercambios internacionales (GWh)	Marzo			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	33	-33	0	100	-100	0	203	-203
Francia	408	0	408	1.154	0	1.154	4.540	0	4.540
Marruecos	0	66	-66	0	194	-194	0	677	-677
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A largo plazo	408	99	309	1.154	293	861	4.540	880	3.659
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	5	0	5	13	0	13	59	120	-61
Marruecos	1	0	1	2	0	2	3	224	-221
Portugal	30	26	4	38	211	-173	64	514	-450
Otros	144	0	144	371	0	371	456	0	456
A corto plazo	180	26	154	424	211	213	582	858	-276
Total	587	125	463	1.578	504	1.073	5.122	1.738	3.384

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

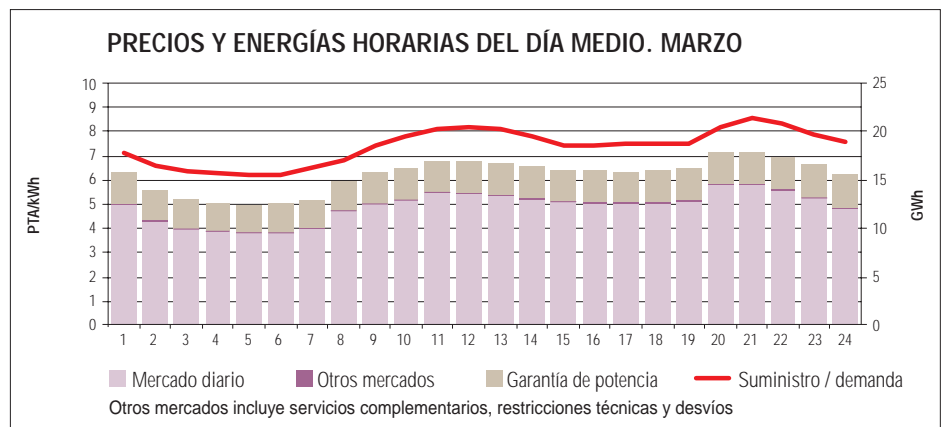
- En marzo se ha mantenido el elevado nivel de precios alcanzado el pasado mes de febrero. El precio final ha sido 6,24 PTA/kWh, tan sólo un 0,1% superior al del pasado mes, aunque un 6,1% por encima del precio medio de los últimos doce meses.
- Destaca la reducción a menos de la mitad del coste del conjunto de Otros mercados, que con 0,07 PTA/kW alcanza su valor mínimo desde el comienzo del mercado eléctrico y el ligero aumento del 1,1% del precio en el mercado diario que, sin embargo, le convierte en el máximo histórico.



Mercado diario

- En marzo, el precio medio del mercado diario ha sido 4,93 PTA/kWh, la energía intercambiada 13.237 GWh y el volumen económico contratado 65.192 MPTA. Cifras que respecto del mercado de producción suponen el 96,4% de la energía y el 76,1% del volumen económico.
- Los precios medios diarios comenzaron en la primera semana del mes en el entorno de 4,4 PTA/kWh, situándose a finales del mes por encima de las 5,3 PTA/kWh. En general, los precios de los fines de semana han sido inferiores a los precios de los días laborables.
- El precio en horas valle oscila entre 5,09 y 3,35 PTA/kWh, y entre 6,76 y

	Marzo		Acumulado	Últimos doce meses
	Marzo	% s/febrero		
Energía (GWh)	13.731	0,5	42.442	160.525
Volumen (MPTA)	85.631	0,6	253.570	943.463
Precio (PTA/kWh)	6,24	0,1	5,97	5,88



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	4,78	3,73	3,59	3,59	3,36	3,55	3,73	4,83	5,17	5,31	5,30	5,11	4,88	4,68	4,42	4,70	4,45	4,78	4,93	5,68	5,23	4,88	4,42	4,14	4,63
M2	4,29	3,72	3,54	3,35	3,48	3,48	3,57	4,48	4,22	4,68	4,95	4,52	4,21	4,22	4,21	4,29	4,44	4,52	4,60	5,23	5,07	4,63	4,60	4,52	4,33
X3	4,32	3,58	3,49	3,49	3,35	3,49	3,67	4,74	4,96	5,32	5,62	5,30	5,41	5,24	4,49	4,69	4,89	4,26	3,65	4,81	5,12	4,95	4,57	4,57	4,56
J4	4,73	3,72	3,57	3,57	3,54	3,54	3,74	4,83	5,24	5,61	5,88	5,42	5,52	4,78	4,54	4,38	4,15	3,97	4,15	5,37	5,41	5,06	5,04	4,69	4,67
V5	4,85	3,75	3,72	3,70	3,70	3,69	3,76	4,80	4,88	4,70	5,21	4,48	4,03	3,94	4,10	4,30	3,75	3,65	4,03	4,33	4,26	4,91	5,28	4,85	4,31
S6	5,11	4,63	3,70	3,74	3,74	3,70	3,72	3,71	3,70	4,67	4,98	5,36	4,86	5,16	4,63	4,34	4,34	4,49	5,13	6,19	5,54	5,37	4,76	4,63	4,65
D7	4,74	4,23	3,70	3,46	3,43	3,49	3,41	3,44	3,31	3,70	4,39	4,26	4,25	4,05	3,92	3,81	3,81	3,81	4,07	5,93	5,13	5,09	4,71	4,28	4,16
L8	4,81	3,79	3,74	3,74	3,67	3,74	3,76	4,91	5,28	5,18	5,26	5,16	5,23	5,36	5,04	5,30	5,39	5,28	5,28	6,05	5,52	5,37	4,83	4,76	4,95
M9	4,85	3,97	3,72	3,69	3,67	3,76	3,98	4,92	5,58	5,69	6,16	6,28	6,31	5,94	5,77	5,92	6,00	5,97	5,98	6,52	6,44	5,98	5,52	4,87	5,42
X10	5,00	3,93	3,71	3,77	3,72	3,70	3,80	5,04	5,73	5,86	6,20	6,41	6,58	6,19	5,89	5,91	6,21	6,20	6,20	6,68	6,64	6,27	5,66	4,89	5,54
J11	4,91	3,86	3,74	3,69	3,76	3,70	3,80	4,98	5,62	5,36	6,08	6,28	6,36	5,97	5,78	5,71	5,96	5,96	6,06	6,29	6,01	5,38	4,82	4,82	5,30
V12	4,98	4,05	3,75	3,79	3,74	3,68	4,01	5,02	5,91	6,03	6,24	6,25	5,94	5,75	5,56	5,03	5,20	5,28	5,27	5,98	5,43	5,34	5,29	4,85	5,18
S13	5,20	5,00	4,24	3,89	3,81	3,75	3,72	3,81	4,35	5,00	5,24	6,05	5,32	5,32	5,06	4,99	4,99	5,04	5,69	5,88	6,06	6,22	5,41	5,08	5,04
D14	4,57	4,48	3,99	3,67	3,67	3,68	3,61	3,58	3,58	3,77	4,53	4,53	4,38	4,07	4,35	3,85	3,81	3,73	4,00	5,78	5,00	5,27	5,48	4,79	4,33
L15	5,16	4,09	3,69	3,73	3,72	3,74	4,03	5,02	4,87	5,19	5,16	4,89	4,57	4,51	4,61	4,37	4,26	4,57	4,78	5,68	5,75	5,25	5,38	5,01	4,74
M16	5,01	4,22	3,91	3,73	3,77	3,74	3,86	4,99	4,39	4,56	4,85	4,64	4,85	4,47	4,46	4,39	4,39	4,16	4,47	5,58	5,80	5,46	5,04	5,02	4,62
X17	5,05	4,20	4,00	3,77	3,69	3,69	4,10	5,08	5,24	5,23	5,39	5,68	5,82	5,41	5,23	5,14	4,98	4,84	4,85	5,80	5,86	5,83	5,30	5,03	5,04
J18	5,08	4,26	4,07	4,00	3,84	3,82	4,30	5,05	5,32	5,33	5,89	5,82	5,69	5,31	5,29	5,05	4,71	4,25	4,08	4,94	5,00	4,85	5,49	4,77	4,86
V19	5,14	4,68	4,12	3,83	3,79	3,76	3,72	3,45	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,22	3,52	3,48	3,54	3,55	3,22	4,00	4,40	4,96	4,55	4,29	3,67
S20	4,63	4,41	3,87	3,78	3,85	3,78	3,78	3,78	4,34	5,05	5,32	5,89	5,29	5,22	4,89	4,81	4,82	4,80	5,16	5,72	6,71	6,50	5,92	5,32	5,00
D21	4,64	5,01	4,11	4,00	3,85	3,78	3,77	3,77	3,76	4,11	4,99	4,96	4,91	4,82	4,93	4,82	4,77	5,04	5,44	6,61	6,76	6,51	6,34	5,23	4,98
L22	5,29	4,32	4,20	3,95	3,90	3,92	4,25	5,22	5,73	5,77	6,31	6,31	6,38	5,88	5,88	5,91	6,22	6,22	6,11	6,74	6,76	6,25	5,40	5,10	5,64
M23	5,14	4,35	3,94	3,94	3,98	3,97	4,37	5,18	5,41	5,07	5,65	5,62	5,51	5,04	5,44	5,44	5,36	5,64	5,56	5,89	5,91	5,52	4,95	5,09	5,15
X24	5,14	4,29	4,12	4,05	4,04	4,13	4,34	5,12	5,24	4,94	5,53	5,50	5,35	5,50	5,60	5,52	5,65	5,80	5,78	6,35	5,92	5,78	5,52	5,10	5,25
J25	5,17	4,31	4,29	4,26	4,23	4,25	4,41	5,22	5,67	5,89	6,15	5,90	5,85	5,18	5,57	5,53	5,18	5,30	5,20	6,28	5,46	4,95	5,36	5,04	5,21
V26	5,22	4,49	4,38	4,40	4,35	4,36	4,50	5,24	5,75	5,93	6,25	6,19	6,25	5,92	5,83	5,78	5,81	5,93	5,93	6,29	6,20	5,62	5,73	5,17	5,56
S27	5,29	5,09	4,53	4,25	4,27	4,21	4,19	4,28	4,75	4,94	5,14	5,37	5,10	5,09	4,98	4,71	4,64	4,85	5,29	6,97	6,17	5,39	4,70	4,40	4,94
D28	4,49	4,80	3,99	3,95	4,00	3,95	3,95	3,95	3,92	4,14	4,48	4,58	4,50	4,58	4,43	4,42	4,44	4,51	4,49	5,35	6,14	5,86	4,62	(*)	4,57
L29	4,89	4,06	4,10	4,14	3,91	3,91	4,21	5,20	5,85	5,77	5,76	5,68	5,76	5,93	5,85	5,89	5,92	5,92	5,68	5,77	5,82	5,83	5,80	4,68	5,37
M30	4,20	3,87	4,07	3,99	3,95	3,99	4,14	4,69	5,76	5,52	5,37	5,45	5,54	5,90	5,89	5,92	5,94	5,92	5,83	5,99	6,54	6,32	5,82	4,69	5,31
X31	5,80	4,62	4,20	4,04	4,00	4,00	4,00	4,87	5,76	5,80	5,74	5,67	5,83	5,80	5,77	5,86	5,87	5,80	5,66	5,30	5,40	6,00	5,81	4,64	5,33
Media	4,92	4,24	3,92	3,83	3,79	3,80	3,95	4,68	4,99	5,13	5,43	5,40	5,30	5,14	5,05	5,02	5,01	5,01	5,07	5,74	5,72	5,53	5,20	4,81	4,93

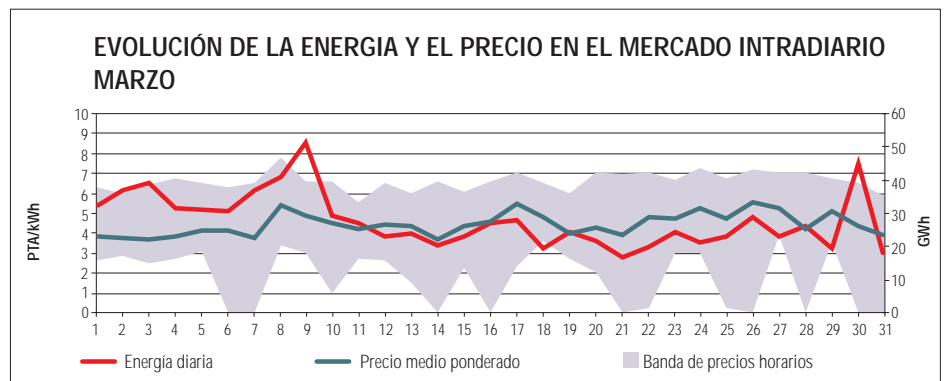
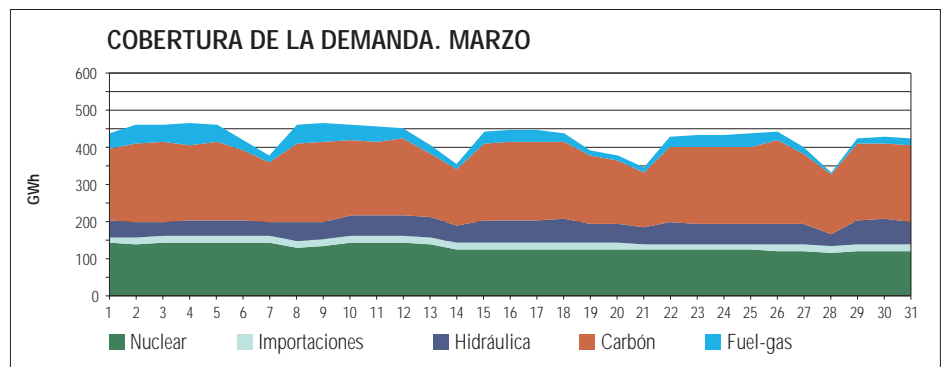
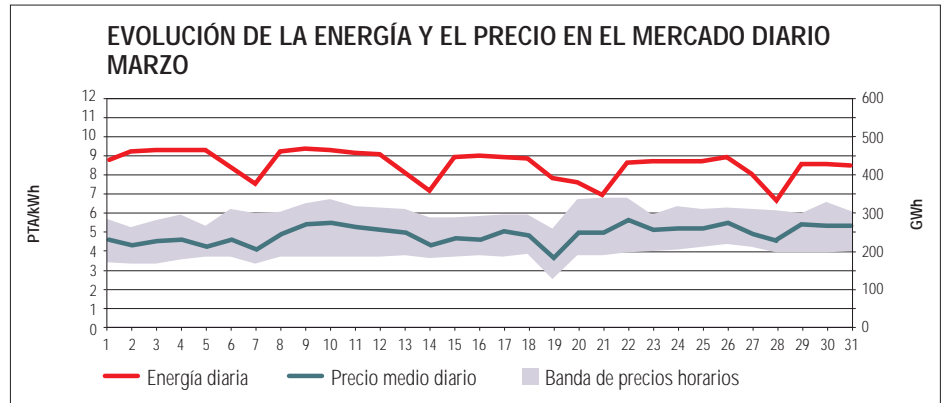
Mínimo: 2,52 Precios de 2,52 a 3,62 Precios de 3,62 a 4,61 Precios de 4,61 a 6,76 Máximo: 6,76
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.
 (*) Debido al cambio horario, el domingo 28 sólo tuvo 23 horas.

2,52 PTA/kWh el resto de las horas. El precio mínimo del mes, 2,52 PTA/kWh, se ha registrado en las horas 9 a 13 del viernes 19, y el precio máximo del mes ha sido 6,76 PTA/kWh en la hora 21 del lunes 22.

- La energía negociada durante el mes de marzo se sitúa en torno a 444 GWh/día los días laborables, 401 GWh/día los sábados y 353 GWh/día los domingos.
- El gráfico de cobertura de la demanda diaria revela una significativa reducción de la participación de las centrales de fuel y gas y un aumento, casi correlativo, de la producción de origen hidráulico.
- Los contratos bilaterales físicos no han operado durante el mes de marzo al igual que el mes anterior.
- La energía adquirida en el mercado diario por comercializadores y consumidores cualificados se ha elevado a 1.057 GWh, el 8,0% del total y un 53,6% más que el mes anterior, con un precio medio de 4,96 PTA/kWh.
- Los precios marginales han sido fijados por las unidades de producción térmica en la mayoría de las horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio en el mercado intradiario ha sido 4,41 PTA/kWh, tan sólo un 10,5% inferior al del mercado diario y un 0,9% inferior al del mes pasado.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado 859 GWh, un 19,3% más que en febrero. Casi la mitad del volumen de energía negociada, el 49,5%, se ha traducido en un aumento neto de la producción.
- La repercusión económica del mercado intradiario sobre el conjunto del mercado de producción ha supuesto un ahorro de 2 cts/kWh.
- El día 8 de marzo entró en vigor una nueva sesión del mercado intradiario en horario de madrugada, configurándose actualmente este mercado en seis sesiones.
- Los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario han sido 434, 191, 52, 70, 54 y 58 GWh.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 3,5 y 7,2 PTA/kWh el 77% de los días, apreciándose una mayor volatilidad que en los primeros meses de funcionamiento del mercado intradiario.



Otros mercados

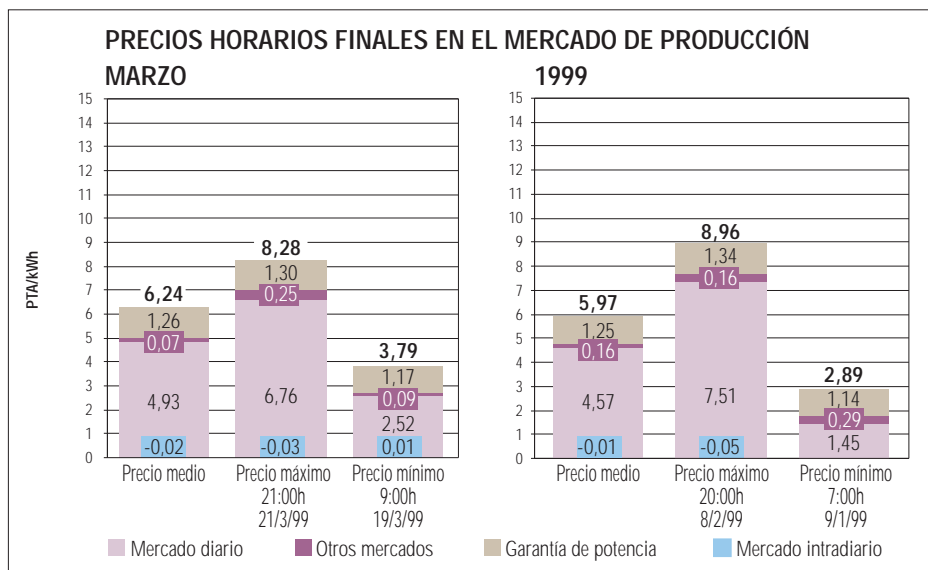
- Por tercer mes consecutivo, la repercusión económica neta del conjunto de conceptos englobados bajo el término de "Otros mercados" ha seguido bajando, suponiendo un sobrecoste de 7,3 cts/kWh, tan sólo un 1,2% del precio final del mercado de producción y el menor valor registrado desde el comienzo del mercado.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha sido 9,6 GWh, tan sólo un 0,1% de la energía correspondiente al mercado diario y un 66,1% menos que en febrero. La repercusión económica ha sido prácticamente nula, 0,6 cts/kWh.
- Regulación: El precio medio en el mercado de asignación de potencia de regulación secundaria ha sido 22,3 cts/kW, menos de la mitad que en febrero. La asignación media de banda de potencia por regulación secundaria ha sido 651 MW a subir y 463 MW a bajar. La energía neta de regulación ha supuesto un aumento de la producción de 59 GWh. La repercusión económica total ha significado un sobrecoste de 5,9 cts/kWh, 16% menos que en febrero.
- Gestión de desvíos: el saldo neto por este concepto ha supuesto un aumento de la producción en 10 GWh con un precio medio superior al del mercado diario, lo que ha ocasionado

nado un sobrecoste de 0,8 cts/kWh, disminuyendo más de un tercio respecto al mes anterior.

- Contratos internacionales de Red Eléctrica: la incorporación en el mercado de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica arroja un saldo económico prácticamente nulo, rebajando el precio medio 0,7 cts/kWh.

Garantía de Potencia

- El importe asociado a la garantía de potencia ha sido de 17.338 MPTA, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 1,26 PTA/kWh, valor similar al del mes anterior y que supone el 20,2% del precio medio del mercado.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores han sido de 1.227 GWh, un 46,4% más que en febrero. Esta energía ha pagado por garantía de potencia un precio medio de 0,20 PTA/kWh, un 62,4% inferior al del mes anterior.
- Las compras de distribuidores y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sido de 12.406 GWh. Esta energía ha pagado por garantía de potencia un precio medio de 1,40 PTA/kWh.



Precios finales

- El precio final del mercado ha sido 6,24 PTA/kWh. Debido, principalmente a diferencias en los pagos por garantía de potencia, el precio final pagado por distribuidores y exportaciones de Red Eléctrica ha sido 6,41 PTA/kWh, del que 1,4 PTA/kWh corresponde a garantía de potencia, mientras que el pagado por comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos importadores ha sido 5,11 PTA/kWh, incluyendo 0,2 PTA/kWh de garantía de potencia.
- Durante el mes de marzo el precio horario final máximo ha sido de 8,28

PTA/kWh en la hora 21 del domingo 21 y el mínimo ha sido de 3,79 PTA/kWh en la hora 9 del viernes 19. La relación entre el máximo y el mínimo es de 2,2 veces disminuyendo la volatilidad del mes anterior.

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	6,16	5,06	4,82	4,74	4,50	4,68	5,01	6,07	6,58	6,73	6,70	6,51	6,28	6,08	5,71	6,03	5,74	6,08	6,18	7,02	6,68	6,30	5,81	5,63	5,97
M2	5,64	5,03	4,74	4,53	4,62	4,61	4,78	5,75	5,64	6,08	6,33	5,86	5,61	5,60	5,50	5,56	5,77	5,84	5,96	6,59	6,47	6,01	5,93	5,88	5,65
X3	5,67	4,81	4,63	4,58	4,44	4,58	4,82	5,97	6,22	6,64	6,93	6,59	6,76	6,55	5,71	5,96	6,28	6,59	5,23	6,98	6,49	6,32	5,90	5,91	5,93
J4	6,11	4,99	4,72	4,66	4,58	4,60	5,03	6,22	6,61	6,98	7,22	6,79	6,88	6,25	5,95	5,93	5,44	5,60	5,62	6,67	6,87	6,44	6,46	6,05	6,01
V5	6,25	5,15	4,96	4,93	4,80	4,86	4,97	6,02	6,20	6,04	6,43	5,89	5,50	5,51	5,57	5,75	5,28	5,22	5,40	5,83	5,74	6,29	6,64	6,21	5,67
S6	6,54	6,00	4,95	4,95	4,88	4,81	4,88	4,84	4,97	5,94	6,35	6,76	6,27	6,54	5,97	5,59	5,58	5,72	6,34	7,50	6,90	6,72	6,15	6,01	5,93
D7	6,17	5,55	4,94	4,65	4,57	4,58	4,50	4,53	4,37	4,85	5,61	5,52	5,52	5,33	5,19	5,10	5,03	4,99	5,28	7,20	6,48	6,46	6,10	5,68	5,40
L8	6,20	5,08	4,95	4,93	4,84	4,92	5,12	6,18	6,64	6,60	6,77	6,56	6,64	6,80	6,39	6,59	6,68	6,63	6,65	7,42	6,92	6,74	6,22	6,16	6,29
M9	6,22	5,25	4,93	4,91	4,83	4,91	5,24	6,21	6,88	7,00	7,47	7,60	7,65	7,26	7,07	7,17	7,25	7,22	7,25	8,01	7,74	7,26	6,87	6,22	6,69
X10	6,26	5,19	4,94	4,96	4,88	4,88	5,02	6,28	7,01	7,19	7,49	7,70	7,90	7,50	7,28	7,21	7,54	7,54	7,59	8,04	7,93	7,60	7,03	6,21	6,81
J11	6,21	5,12	4,94	4,87	4,94	5,03	5,01	6,17	6,89	6,67	7,38	7,58	7,65	7,23	7,13	6,99	7,17	7,22	7,34	7,63	7,34	6,65	6,09	6,21	6,57
V12	6,29	5,37	5,00	5,00	4,98	4,90	5,32	6,33	7,23	7,36	7,58	7,66	7,27	7,07	6,87	6,30	6,46	6,56	6,59	7,29	6,82	6,71	6,60	6,17	6,49
S13	6,55	6,31	5,50	5,14	5,03	4,92	4,90	4,99	5,58	6,26	6,54	7,35	6,62	6,62	6,35	6,28	6,31	6,39	7,09	7,27	7,45	7,53	6,74	6,43	6,33
D14	5,96	5,82	5,28	4,95	4,88	4,86	4,77	4,72	4,71	4,95	5,78	5,78	5,68	5,41	5,66	5,19	5,10	4,99	5,29	7,17	6,39	6,62	6,82	6,14	5,61
L15	6,56	5,28	4,85	4,87	4,85	4,85	5,28	6,32	6,30	6,68	6,67	6,27	5,97	5,95	5,94	5,72	5,66	5,94	6,07	7,02	7,15	6,64	6,69	6,43	6,08
M16	6,40	5,59	5,15	4,97	4,96	4,94	5,12	6,35	5,69	5,92	6,17	5,95	6,24	5,82	5,75	5,70	5,75	5,50	5,77	6,95	7,15	6,85	6,36	6,42	5,94
X17	6,68	5,62	5,39	5,08	4,90	4,88	5,34	6,41	6,62	6,63	6,77	7,06	7,27	6,79	6,65	6,47	6,35	6,17	6,25	7,25	7,25	7,22	6,64	6,45	6,41
J18	7,18	5,68	5,38	5,24	5,06	5,05	5,53	6,41	6,70	6,72	7,45	7,27	7,13	6,75	6,68	6,38	6,03	5,61	5,48	6,49	6,43	6,23	5,99	6,20	6,26
V19	6,56	6,11	5,47	5,12	5,01	4,94	4,90	4,64	3,79	3,80	3,82	3,80	3,80	4,52	4,87	4,82	4,84	4,89	4,53	5,35	5,90	6,47	5,96	5,67	5,00
S20	6,01	5,74	5,18	5,01	5,11	5,01	5,06	4,98	5,58	6,34	6,61	7,29	6,67	6,59	6,26	6,15	6,15	6,17	6,52	7,11	8,10	7,87	7,30	6,69	6,33
D21	6,04	6,40	5,47	5,41	5,12	5,02	4,98	4,95	4,88	5,30	6,21	6,32	6,33	6,20	6,38	6,15	6,07	6,38	7,06	8,16	8,28	7,94	7,83	6,70	6,33
L22	6,64	5,82	5,61	5,35	5,28	5,23	5,52	6,49	7,03	7,14	7,64	7,62	7,68	7,18	7,24	7,24	7,56	7,53	7,47	8,09	8,04	7,65	6,76	6,44	6,97
M23	6,37	5,54	5,13	5,02	5,05	5,04	5,54	6,45	6,71	6,40	6,97	6,95	6,82	6,34	6,75	6,73	6,67	6,95	6,83	7,25	7,22	6,82	6,27	6,46	6,40
X24	6,48	5,59	5,25	5,16	5,13	5,26	5,58	6,40	6,56	6,30	6,90	6,86	6,75	6,83	6,94	6,87	7,00	7,17	7,14	7,65	7,26	7,10	6,92	6,43	6,55
J25	6,49	5,56	5,48	5,40	5,34	5,37	5,59	6,47	6,96	7,31	7,51	7,22	7,21	6,52	6,89	6,83	6,47	6,58	6,47	6,64	6,83	6,28	6,70	6,37	6,50
V26	6,55	5,75	5,55	5,54	5,39	5,39	5,70	6,52	7,06	7,29	7,71	7,50	7,55	7,27	7,14	7,06	7,14	7,25	7,25	7,71	7,53	6,98	7,13	6,62	6,85
S27	6,67	6,45	5,93	5,59	5,55	5,44	5,39	5,40	5,95	6,29	6,62	6,74	6,48	6,48	6,36	6,03	5,99	6,20	6,66	7,39	7,56	6,83	6,21	5,92	6,29
D28	6,02	6,26	5,51	5,20	5,11	5,08	5,05	5,13	5,02	5,29	5,71	5,85	5,81	5,90	5,70	5,67	5,73	5,82	5,92	6,84	7,50	7,20	5,94	(*)	5,84
L29	6,35	5,41	5,33	5,29	5,08	5,10	5,55	6,52	7,14	7,12	7,12	7,03	7,11	7,21	7,16	7,22	7,21	7,18	6,98	7,10	7,19	7,15	7,15	6,05	6,67
M30	5,55	5,24	5,31	5,19	5,08	5,14	5,36	5,99	7,18	6,82	6,71	6,77	6,83	7,20	7,23	7,19	7,24	7,20	7,11	7,43	8,00	7,59	7,13	6,03	6,59
X31	7,20	5,97	5,40	5,19	5,12	5,12	5,22	6,16	7,06	7,13	7,12	7,04	7,14	7,09	7,06	7,24	7,23	7,14	7,01	6,66	6,74	7,42	7,28	5,96	6,62
Media	6,32	5,56	5,17	5,04	4,96	4,96	5,17	5,93	6,28	6,46	6,78	6,74	6,65	6,49	6,38	6,33	6,32	6,37	6,41	7,15	7,10	6,89	6,56	6,19	6,24

Mínimo: 3,79 Precios de 3,79 a 4,20 Precios de 4,20 a 6,46 Precios de 6,46 a 8,28 Máximo: 8,28

Percentiles del 33% de los valores registrados en 1998.
(*) Debido al cambio horario, el domingo 28 sólo tuvo 23 horas.

4. RED DE TRANSPORTE

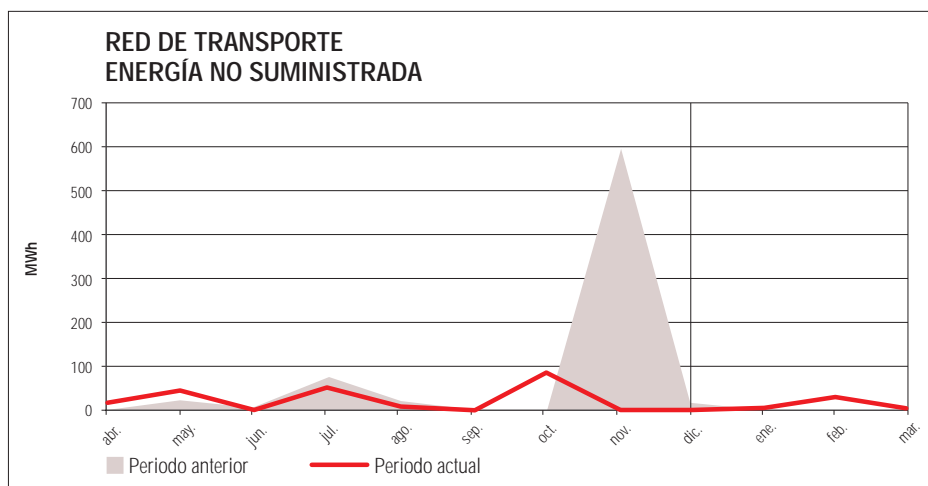
- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a 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 marzo no se ha registrado ningún corte de mercado por incidencias en la red de transporte.
- En el primer trimestre del año la ENS suma un total de 36,1 MWh, mientras que en los últimos doce meses, el total de ENS asciende a 240,1 MWh, con un valor del TIM de 0,718 minutos, resultado de las pérdidas de mercado registradas en los meses de mayo, julio y octubre del año anterior y del mes de febrero de 1999.
- La tasa de indisponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de marzo ha sido del 1,4%. Esta tasa es ligeramente superior a la registrada el mismo mes del año anterior como consecuencia de las mayores actuaciones programadas de mantenimiento preventivo efectuadas. El registro del mes de marzo sitúa las tasas de indisponibilidad acumulada e interanual en un 0,8% y un 2,7%, respectivamente.
- En el mes de marzo, 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.

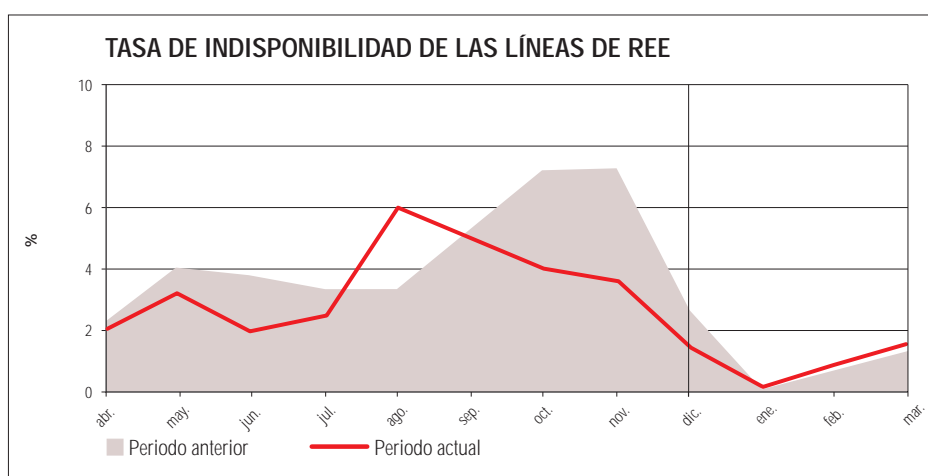
Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).

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

	Marzo	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)	0,0	36,1	240,1
Tiempo de interrupción medio (min.)	-	-	0,718



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad

	Marzo		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	1,2	46,1	0,7	30,1	1,3	27,4
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-68,5	0,1	144,6	0,1	55,7
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,2	-43,8	0,1	-30,7	1,3	-42,6
Total	1,4	15,0	0,8	23,7	2,7	-20,7

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

Interconexiones internacionales Capacidad comercial (MW)

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

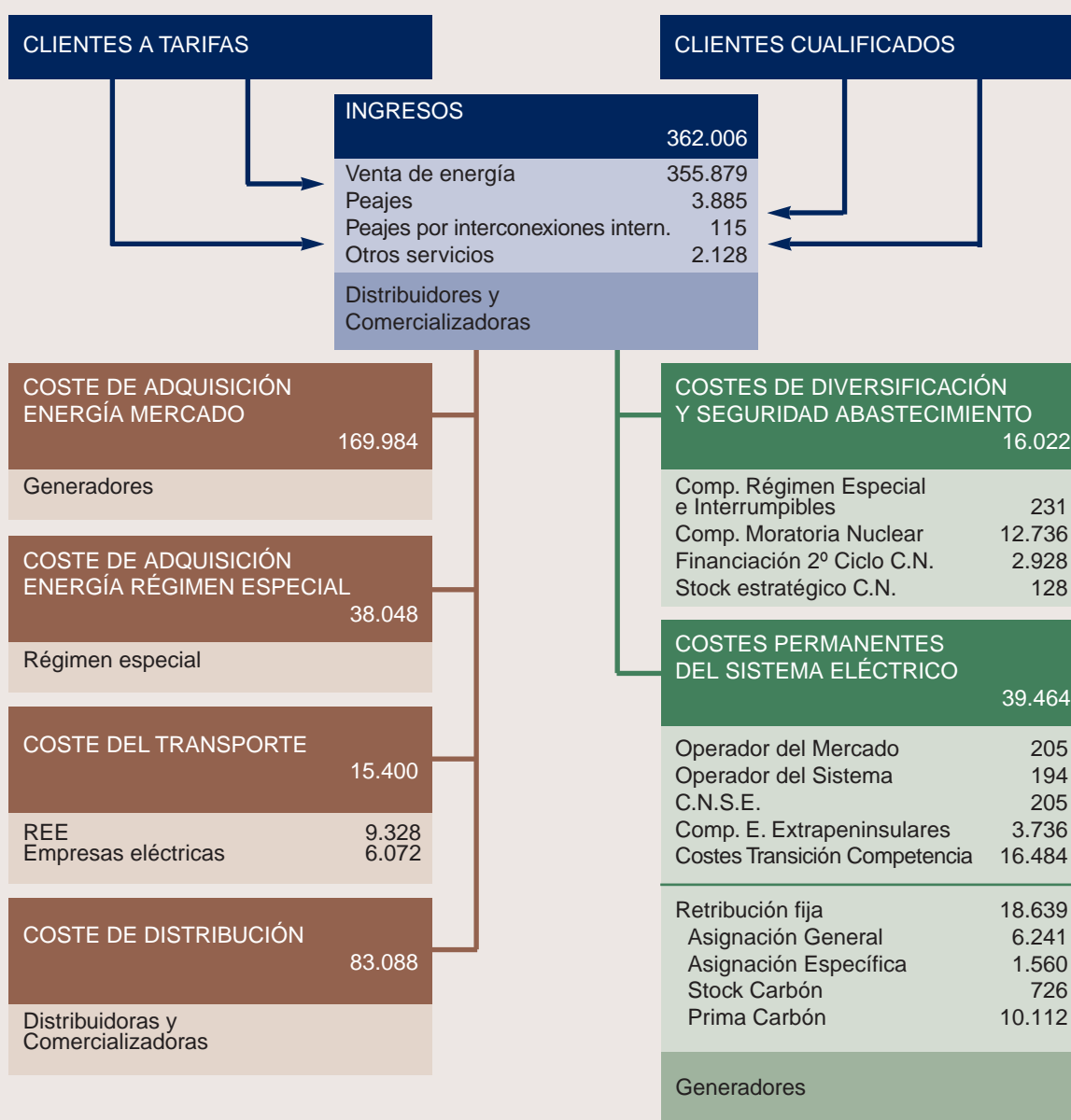
5. FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

INGRESOS LIQUIDABLES

- Los ingresos liquidables derivados de la liquidación nº 3 del año 1999 ascendieron a 362.006 MPTA, de los cuales el 98,31% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,6% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc.) y el 1,1% a peajes.
- Del total de ingresos, el 15,3%, 55.486 MPTA, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema. De estos últimos 35.123 MPTA corresponden a la retribución fija o costes transitorios.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de retribución fija tras la liquidación nº 3 supone un 24,0% de la cantidad total establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 1999. Este porcentaje supera en más de 6 puntos 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 nº 3 del año 1999, se ha elevado a 169.984 MPTA, correspondientes a una energía estándar de 27.728 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 5.600 MPTA.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS Liquidación nº 3, 1999

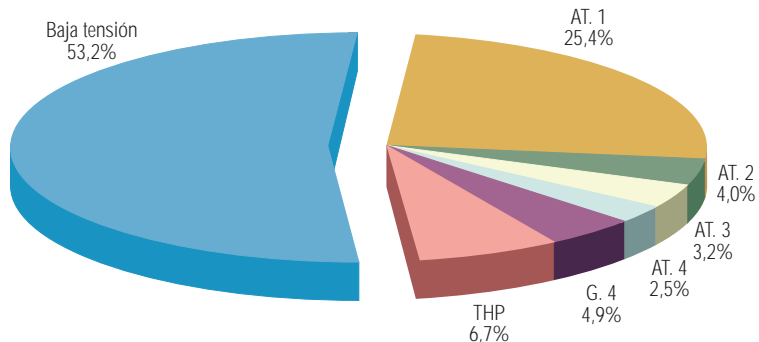
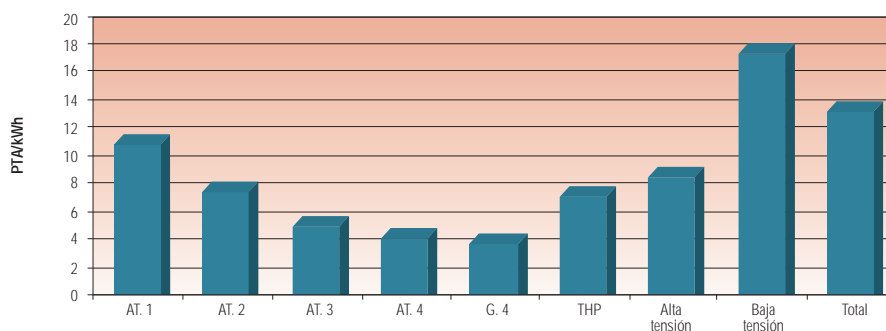
(Millones de pesetas)



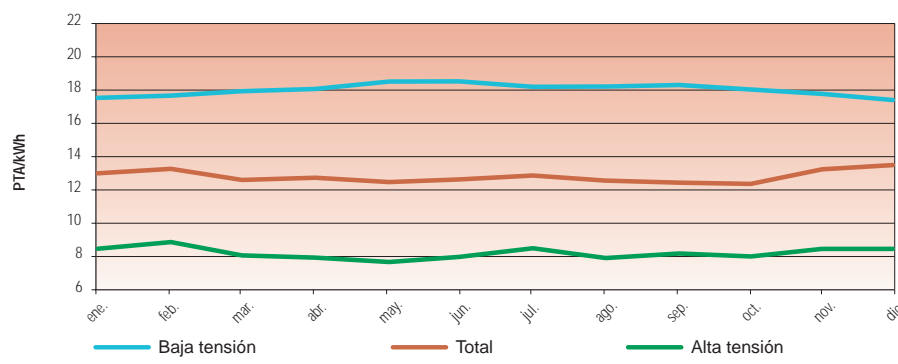
CONSUMO A TARIFA REGULADA (*)

- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada en el sistema peninsular durante el mes de diciembre de 1998 se elevó a 13.289 GWh, con un crecimiento del 4,0% respecto al mismo mes de 1997. Este crecimiento, si bien mejora ligeramente los moderados incrementos registrados los dos últimos meses, se aleja de las elevadas tasas de crecimiento que han caracterizado el año 1998 como 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 diciembre, por segundo mes consecutivo, un descenso del 0,5% 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 8,3% respecto al mismo mes de 1997, debido al efecto de las frías temperaturas registradas en el mes de diciembre.
- El consumo de energía eléctrica a tarifa regulada del año 1998 ha sido 155.034 GWh, con un crecimiento del 5,8% respecto al año 1997. Los consumos en alta tensión a tarifa regulada han crecido menos que los de baja tensión, acusando la progresiva pérdida de consumidores cualificados que abandonan la tarifa regulada y la moderación del ritmo de crecimiento de la actividad económica en el último trimestre del año.

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

SISTEMA PENINSULAR. TARIFAS MEDIAS



Datos de facturación Consumo	Diciembre 1998				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	PT€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PT€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	PT€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	3.381	1,7	10,58	-9,7	44.181	4,3	10,50	-9,5	44.181	4,3	10,50	-9,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	538	-12,4	7,50	-12,7	7.735	-7,6	7,56	-11,1	7.735	-7,6	7,56	-11,1
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	420	-5,4	4,98	-19,7	6.048	3,1	4,83	-17,6	6.048	3,1	4,83	-17,6
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	339	-13,1	3,92	-22,4	5.193	-6,4	3,83	-8,2	5.193	-6,4	3,83	-8,2
G.4 (Grandes consumidores)	655	1,3	3,60	-5,4	7.662	1,5	3,66	-5,1	7.662	1,5	3,66	-5,1
Tarifa horaria de potencia	889	6,6	7,10	-9,5	11.234	27,8	5,96	-8,0	11.234	27,8	5,96	-8,0
Alta tensión	6.222	-0,5	8,34	-10,0	82.053	4,5	8,12	-9,7	82.053	4,5	8,12	-9,7
Baja tensión	7.067	8,3	17,19	-8,8	72.981	7,3	17,89	-8,9	72.981	7,3	17,89	-8,9
Sistema peninsular	13.289	4,0	13,05	-7,9	155.034	5,8	12,72	-8,7	155.034	5,8	12,72	-8,7

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

Por su parte los consumos en baja tensión han crecido un 7,3%, favorecidos por el efecto temperatura positivo de unos meses de invierno fríos y unos meses de verano cálidos. Esta distribución del crecimiento en 1998 contrasta con la registrada durante el año 1997, año en el que los consumos en alta tensión crecieron en mucha mayor medida que los de baja tensión.

- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el año 1998 ha sido 12,72 PTA/kWh, lo que supone una reducción del 8,7% respecto al precio medio del año 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

Datos de facturación	Diciembre 1998		
	Cientes	Potencia	
	Número	MW	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	61.272	14.174	0,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	831	1.633	-15,6
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	75	776	-24,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	22	543	-18,5
G.4 (Grandes consumidores)	5	904	1,8
Tarifa horaria de potencia	131	2.068	9,6
Alta tensión	62.336	20.099	-2,0
Baja tensión	19.957.643	91.018	3,5
Sistema peninsular	20.019.979	111.116	2,5

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

de diciembre ascendió a 20,0 millones. Del total de clientes, cerca de 62.000 son de media y alta tensión.

- La potencia facturada en el mes de diciembre ha ascendido a 111.116 MW, un 2,5% más que en el mismo mes de

1997. La potencia facturada en media y alta tensión fue 20.099 MW y se ha reducido en un 2,0% 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

IMPLANTACIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD

- A partir del 19 de febrero de 1999, fecha de entrada en vigor de la Directiva 96/92/EC sobre reglas comunes del mercado interior de la electricidad, la industria eléctrica europea basa su funcionamiento en principios de competencia. De acuerdo con el principio de subsidiariedad, la Directiva no persigue la definición de un único modelo de organización de la industria eléctrica sino establecer las reglas básicas que garan-

ticen, desde el primer momento, la competencia plena en la generación y la progresiva liberalización del suministro.

- La casi totalidad de los países han optado por regular mediante peajes explícitos, el acceso de terceros a la red, siendo Alemania la única excepción. Ningún país ha adoptado plenamente el modelo de comprador único. En relación con la figura del Gestor de la Red de Transporte, la

mayoría de los países han preferido otorgarle la mayor independencia posible, eligiendo a empresas de transporte ya existentes o creando nuevas entidades ad hoc.

- España figura entre los países que han adoptado un modelo de competencia más avanzado y que ha establecido un calendario de liberalización del mercado que supera ampliamente el fijado por la Directiva.

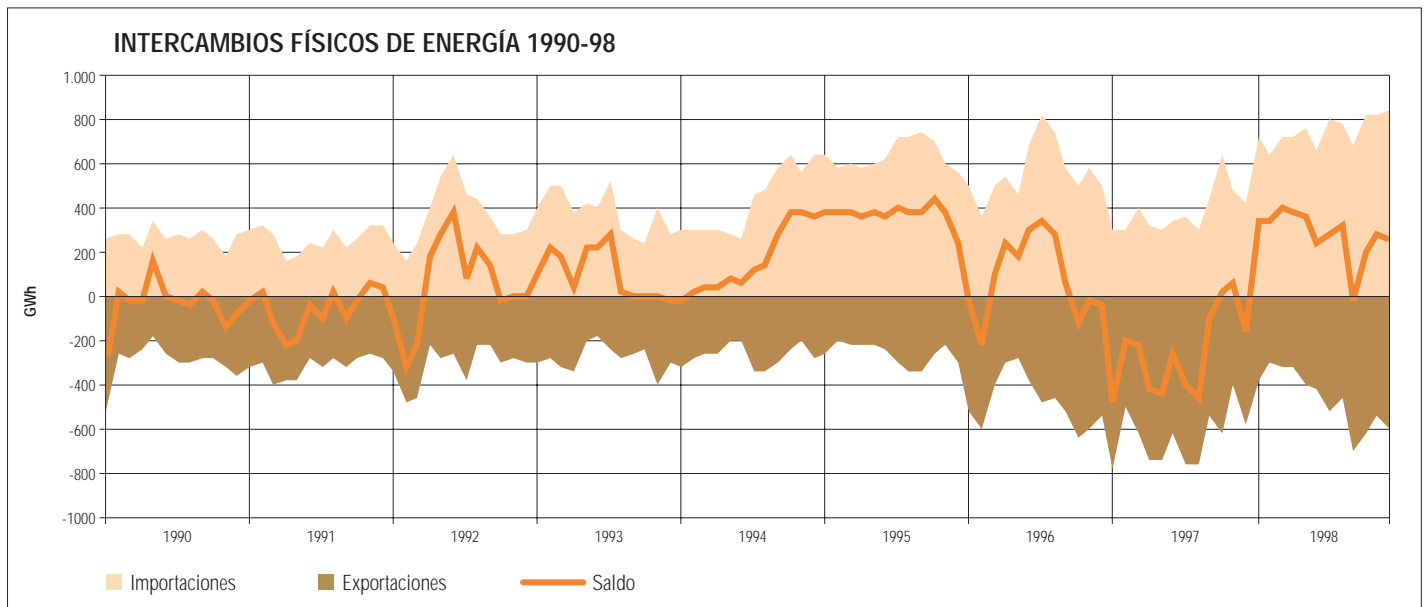
	Modelo de Competencia			Adjudicación de las nuevas inversiones		Gestor de la Red de Transporte	Posibles causas de rechazo del acceso de terceros a la red	Apertura del mercado de suministro final	
	Comprador único	Acceso de terceros Negociado	Regulado	Concurso	Autorización			%	Umbral
Alemania	Opcionalmente (Hasta el 2005)	Si			Si	8 empresas, generalmente mediante filiales	-Falta de capacidad -Cláusula de reciprocidad	100	Ninguno
Austria			Si		Si	Las actuales empresas Separación funcional	-Falta de capacidad -Cláusula de reciprocidad	27	40 GWh
Bélgica		Eventualmente, en función del volumen	Si		Acorde a la planificación indicativa	Filial de las empresas eléctricas	-Falta de capacidad -Cláusula de reciprocidad	33	40 GWh
Dinamarca		Tránsitos internacionales	Para tránsito interior		Si	ELTRA ELKRAFT	-Falta de capacidad	90	10 GWh
España			Si	Sólo transporte	Si	REE	-Falta de capacidad -Cláusula de reciprocidad	42	1 GWh
Finlandia			Si		Si	FINGRID	-Falta de capacidad	100	Ninguno
Francia			Si	Sólo producción energías renovables	Si	EDF Separación de gestión y contable	-Falta de capacidad -Cláusula de reciproc. -Servicio Público	25	40 GWh
Grecia			Si	Si	Si	GETSO	-Falta de capacidad	23	<40 GWh
Holanda			Si		Sólo transporte	TenneT bv.	-Cláusula de reciprocidad	32	2MW
Inglaterra			Si		Si	National Grid Company	-Criterios técnicos	100	Ninguno
Irlanda			Si		Si	Empresa pública		28	>4 GWh
Italia	Sólo mercado regulado		Si		Si	Operador del Sistema independiente	-Falta de capacidad -Cláusula de reciprocidad	30	30 GWh
Luxemburgo			Si		Si		-Falta de capacidad -Cláusula de reciproc.	40	40 GWh
Portugal	Sólo mercado regulado	Sólo, si es necesario reforzar la red	Si	Si	Si	REN	-Criterios técnicos	27	30 GWh
Suecia			Si		Si	Svenska Kraftnät	Ninguna	100	No

Fuente: State of implementation of the IEM Directive in the different member states. UNIPED, marzo 1999.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Intercambios físicos de energía (GWh)									
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
FRANCIA									
Importación	1.512	1.465	3.154	2.703	3.737	5.889	3.745	2.114	5.266
Exportación	-1.876	-2.001	-1.143	-1.119	-886	-376	-1.448	-2.055	-746
Saldo	-364	-536	2.011	1.585	2.851	5.513	2.298	60	4.519
PORTUGAL									
Importación	1.696	1.620	1.197	1.902	1.369	1.741	3.005	2.481	3.698
Exportación	-1.733	-1.712	-2.539	-2.078	-2.256	-2.655	-4.116	-5.378	-3.971
Saldo	-37	-92	-1.341	-175	-887	-914	-1.111	-2.897	-273
ANDORRA									
Importación	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exportación	-19	-49	-29	-143	-109	-110	-127	-105	-139
Saldo	-19	-49	-29	-142	-109	-110	-127	-105	-139
MARRUECOS (*)									
Importación	-	-	-	-	-	-	-	2	0
Exportación	-	-	-	-	-	-	-	-133	-706
Saldo	-	-	-	-	-	-	-	-131	-706
TOTAL									
Importación	3.208	3.086	4.352	4.606	5.106	7.630	6.750	4.597	8.964
Exportación	-3.628	-3.762	-3.711	-3.339	-3.251	-3.141	-5.691	-7.670	-5.562
Saldo	-420	-677	641	1.267	1.855	4.489	1.059	-3.073	3.402

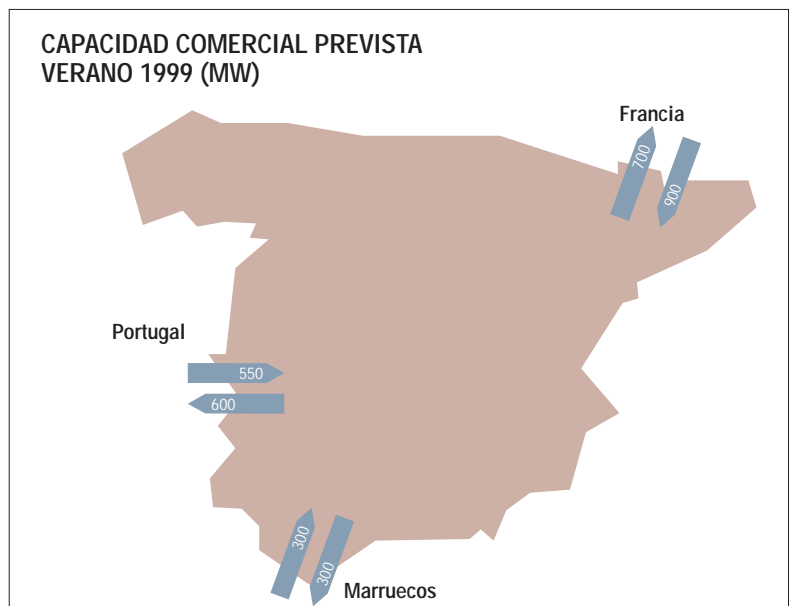
(*) Interconexión puesta en servicio en agosto de 1997.



	Capacidad nominal MVA	Capacidad comercial prevista MW	
		Importación	Exportación
Francia	4.118	900	700
Marruecos	730	300	300
Portugal	4.010	550	600

Capacidad nominal: Suma aritmética de las capacidades de carga nominales de cada una de las líneas de interconexión. No tiene en cuenta ni las leyes físicas que rigen las redes eléctricas interconectadas, ni las condiciones de operación y climatológicas que afectan al funcionamiento de éstas, ni las reservas de capacidad asociadas a criterios de seguridad y de apoyo entre países.

Capacidad comercial prevista: Capacidad de intercambio prevista para los días laborales en las horas de máxima demanda durante el verano de 1999. Valores acordados conjuntamente por los gestores de transporte europeos.





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>