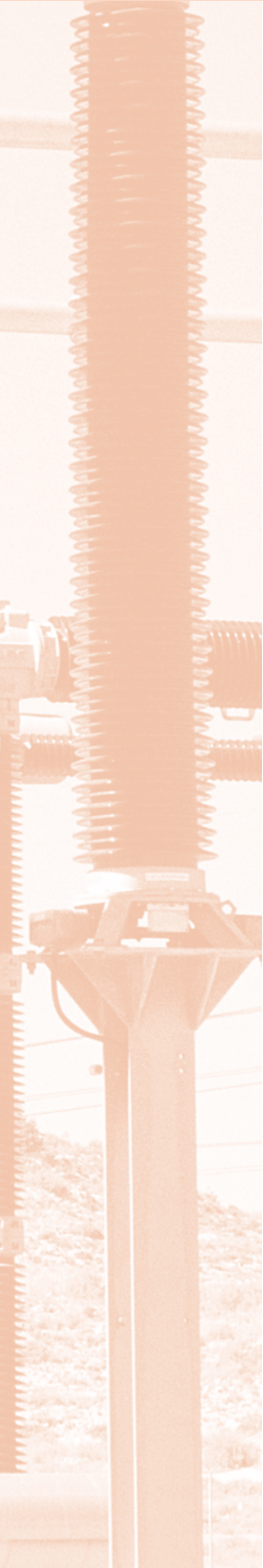


Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

JULIO 2004. Nº 74



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

SUMARIO

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

1. ASPECTOS RELEVANTES

- En el mes de julio la demanda de energía eléctrica ha ascendido a 20.664 GWh, un 3,6% superior a la de julio del año anterior.
- Las temperaturas registradas en el mes de julio, inferiores a las del año anterior, han influido negativamente sobre el crecimiento de la demanda en un 0,8%. Asimismo la menor laboralidad ha tenido un efecto negativo del 0,5%. Descontando ambos efectos, el crecimiento atribuible a la actividad económica se ha estimado en el 4,9%.
- Tras el dato de julio, el incremento acumulado de la demanda durante los siete meses transcurridos del año, se ha situado en un 4,0%, tasa inferior en 1,4 puntos a la registrada en el mismo periodo el año

anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 3,4%.

- El escaso producible hidráulico registrado en julio ha conducido a una participación de la producción hidroeléctrica en la estructura de producción mensual del 11,3%, la más baja del año. Por su parte, los grupos nucleares han aportado un 30,4%, un punto menos que el año anterior. Como viene ocurriendo desde hace varios meses, la moderada producción hidroeléctrica junto con el importante incremento de la potencia de los grupos de fuel-gas ha favorecido el incremento de la producción térmica convencional,

cuya aportación ha ascendido hasta un 58,3% del total. Dentro de ésta aportación, el 21,7% corresponde a la generación con fuel-gas, valor superior en casi cuatro punto a la de julio de 2003.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda mensual de julio ha ascendido a 1.283 GWh, con un crecimiento de un 1,7% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 7,1%, 0,7 puntos por encima al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de julio, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 85,2% de la demanda peninsular, mientras que el régimen especial ha aportado el 16,1%. De estos valores hay que detraer un 1,3% que ha ido a cubrir el saldo de intercambios internacionales que, como viene ocurriendo desde comienzo del año, ha resultado exportador en 217 GWh.
- El precio medio en el mercado de producción se ha situado en 3,612€/kWh, un 2,8% superior al registrado el mes pasado, pero un 20,6% inferior al alcanzado en julio de 2003.
- El precio medio de los últimos doce meses se ha situado en 3,549 c€/kWh, un 3,5% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el mes de julio ha sido de 4,094 c€/kWh, un 17,2% inferior al registrado el mismo mes del año anterior, debido al descenso del precio de compra de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los clientes cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial, en los siete primeros meses del año, ha sido 6,163 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,532 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,230 c€/kWh, un 41,7% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

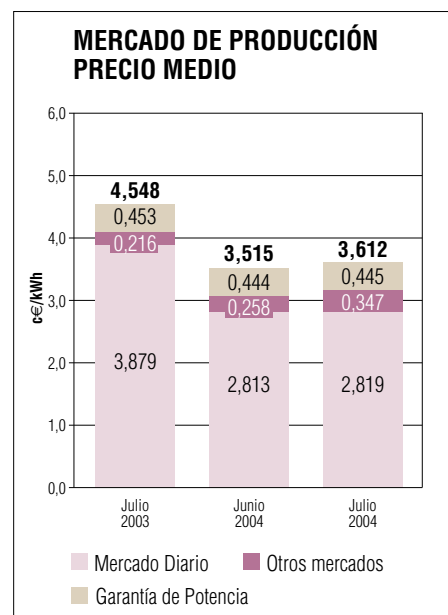
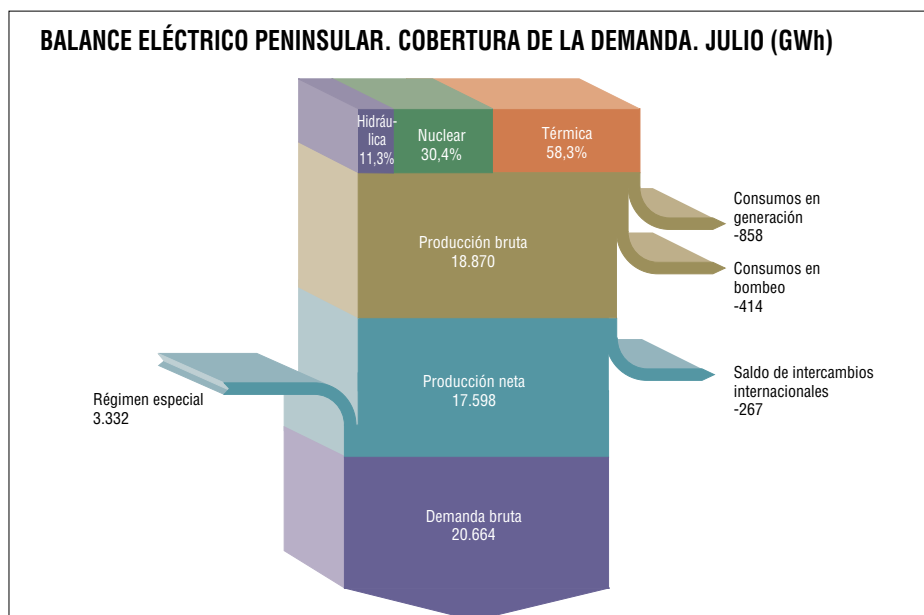
Balance eléctrico	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	17.598	5,0	112.719	6,3	189.851	7,6
Régimen especial	3.332	12,6	25.502	8,6	41.783	8,1
Intercambios internacionales	-267	-	-2.364	-	-2.168	-
Demanda bruta	20.664	3,6	135.858	4,0	229.466	5,3
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	1.203	2,8	7.381	5,8	12.791	7,7
Régimen especial	80	-12,7	415	-6,6	709	-3,1
Demanda bruta	1.283	1,7	7.796	5,0	13.500	7,1

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

Coste de adquisición de la energía	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	4,571	-13,2	4,230	-3,4	4,445	-0,6
En el mercado	3,958	-17,9	3,532	-6,7	3,813	-2,5
Al régimen especial	6,530	-6,4	6,163	-1,0	6,311	1,1
Compras otros agentes en el mercado (**)	3,285	-23,2	2,986	-9,4	3,258	-5,5
Total	4,094	-17,2	3,799	-6,3	4,052	-2,8

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

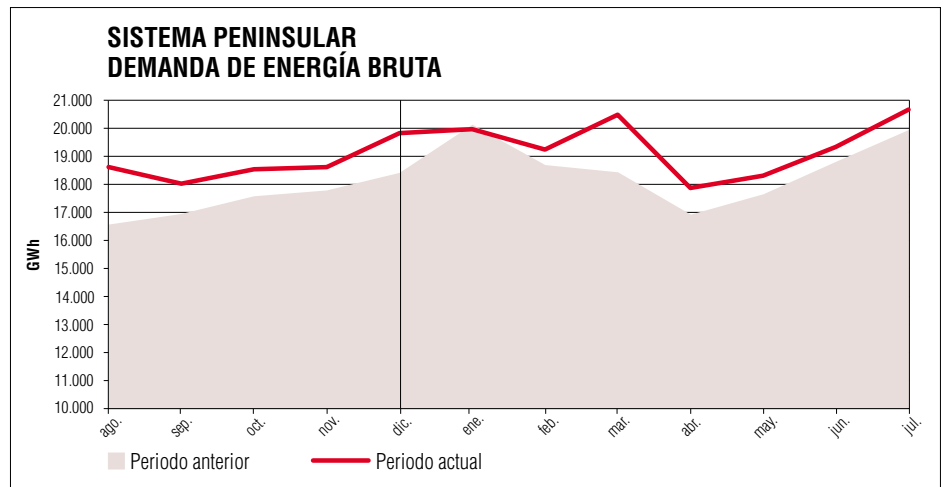
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

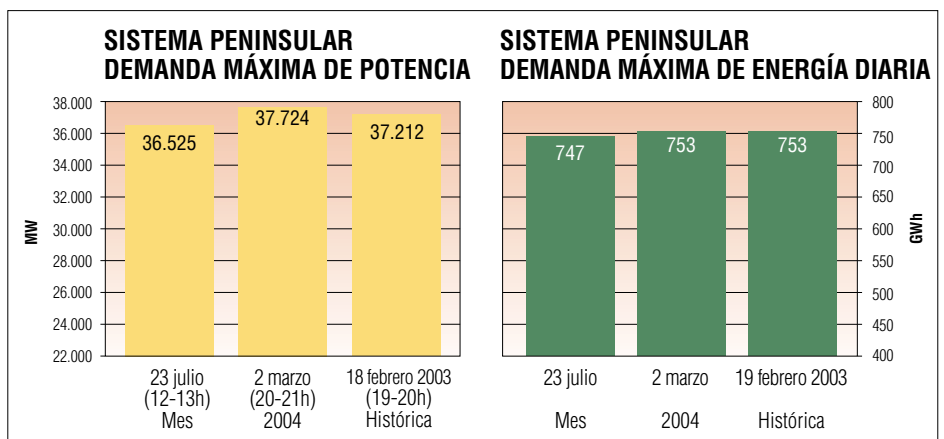
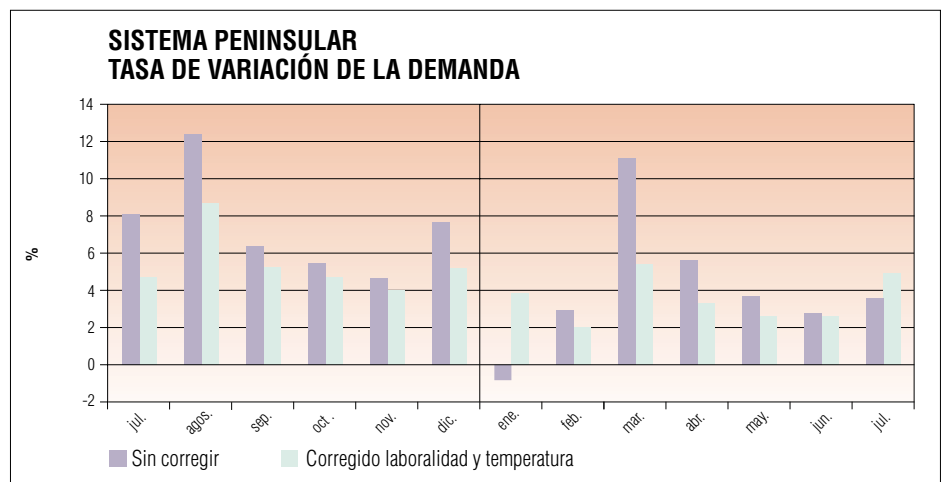
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de julio, la demanda de energía eléctrica ha crecido un 3,6% respecto al año anterior, con un total de 20.664 GWh.
 - La laboralidad ha tenido una influencia negativa sobre la variación de la demanda, restando 0,5 puntos a su crecimiento.
 - En el mes de julio, las temperaturas han resultado inferiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo, lo que ha tenido un efecto negativo sobre la demanda de 0,8 puntos. La temperatura media registrada en el mes de julio ha sido de 23,7 °C, inferior en algo más de un grado a la temperatura media del año anterior. Tanto las temperaturas máximas como las mínimas han sido inferiores a las registradas en julio de 2003. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 29,1 °C, inferior a los 30,3 °C registrados en julio del año pasado, y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 18,4 °C, 1,2 grados menos que la mínima registrada en el mismo mes del año anterior.
 - Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 4,9%. Esta tasa ha resultado muy similar a la que se alcanzó en julio del año 2003.
- Trascurridos los siete primeros meses del año, el crecimiento de la demanda se ha situado en el 4,0%, inferior en 1,4 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. El efecto de laboralidad ha influido de forma positiva a este incremento con un 0,6%. Una vez descontado este efecto, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha sido de un 3,4%, valor 0,9 puntos inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de julio, la demanda máxima de potencia se ha registrado el día 23 de julio a las 13 horas con 36.525 MW, un 6,7% más que el máximo registrado el mismo mes del año anterior. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado el día 23 con 747 GWh, un 6,6% superior a la registrada en julio de 2003.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en julio la demanda ha ascendido a 1.283 GWh, con un crecimiento de un 1,7% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, el crecimiento de la demanda se ha situado en un 7,1%, 0,7 puntos superior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	20.664	3,6	135.858	4,0	229.466	5,3
Efectos						
Laboralidad	-	-0,5	-	0,6	-	0,4
Temperatura	-	-0,8	-	0,0	-	0,6
Activ. económica y otros	-	4,9	-	3,4	-	4,3
Sistemas extrapeninsulares	1.283	1,7	7.796	5,0	13.500	7,1

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

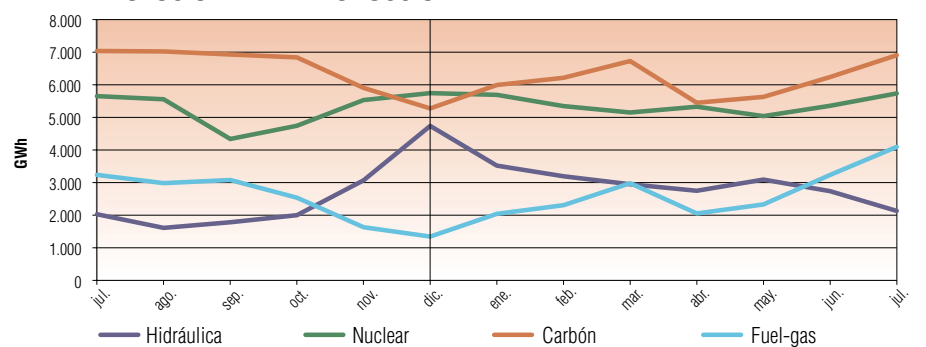
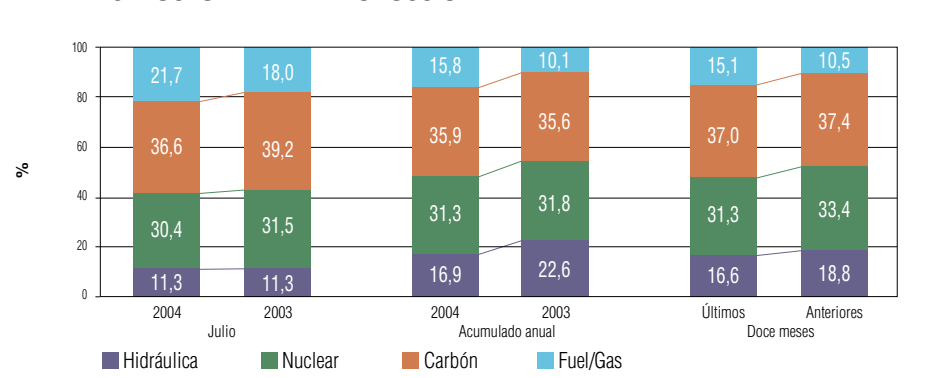
- La producción bruta peninsular ha ascendido en julio a 18.870 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 5,1%.
- La estructura de producción, durante el mes de julio, ha presentado un ligero paralelismo a la del mismo mes del año anterior, consecuencia en ambos casos de la moderada producción hidroeléctrica, la cual ha contribuido a la estructura de producción bruta mensual con un 11,3%, la participación más baja del año transcurrido e idéntica a la registrada el mismo mes del año anterior.
- La producción de los grupos nucleares durante el mes de julio, se ha incrementado en 1,5% en relación al mismo mes de 2003, situando su contribución en la estructura de producción bruta mensual en un 30,4%, algo más de un punto por debajo de la aportación de esta tecnología en el mismo mes del año pasado.
- La moderada producción hidráulica ha favorecido el incremento de la producción térmica convencional que ha aportado el 58,3% del total de la producción bruta mensual. Dentro de ésta aportación, el 21,7% corresponde a la generación con fuel-gas y el 36,6% a los grupos de carbón.
- La estructura de producción de los últimos doce meses ha presentado significativas diferencias en relación al periodo anterior. La producción hidráulica ha reducido su participación en la estructura de producción en algo más de dos puntos respecto al mismo periodo del año anterior. Por el contrario, el equipo térmico convencional ha aportado un 52,1%, más de cuatro puntos por encima de la participación de esta tecnología en el mismo periodo del anterior, consecuencia del incremento de la participación de los grupos de fuel-gas, un 15,1%. La producción nuclear también reduce su aportación a la estructura de producción, contribuyendo con un 31,3%.
- Transcurridos siete meses del año, la producción neta de régimen ordinario ha cubierto el 83,0%, casi dos puntos más que el mismo periodo del año 2003. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 18,8%, casi un punto más que la registrada en el mismo periodo del año anterior. De estos valores hay que deducir un 1,8% destinado a cubrir el saldo de intercambios internacionales que ha sido exportador en 2.364 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante el periodo enero-julio, las centrales de fuel han aportado un 69,0%, de la demanda acumulada, superior en casi un punto a la del mismo periodo del año anterior, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 25,7% de la demanda, el 5,3% restante se debe a la energía adquirida al régimen especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	2.132	5,0	20.378	-20,3	33.585	-6,0
Nuclear	7.876	5.735	1,5	37.647	4,7	63.561	0,2
Carbón	11.565	6.907	-1,8	43.159	7,2	75.131	5,8
Fuel-Gas	12.505	4.096	26,5	19.049	66,4	30.629	53,9
Producción bruta	48.603	18.870	5,1	120.233	6,2	202.905	6,8
Consumos generación		-858	9,4	-4.937	8,7	-8.455	6,4
Consumos bombeo		-414	-1,4	-2.577	-3,0	-4.599	-18,7
Producción neta		17.598	5,0	112.719	6,3	189.851	7,6
Régimen especial	13.709	3.332	12,6	25.502	8,6	41.783	8,1
Intercambios internacionales		-267	-	-2.364	-	-2.168	-
Importaciones		746	-13,4	4.587	-11,9	8.108	-15,3
Exportaciones		-1.012	62,2	-6.951	67,8	-10.276	51,0
Demanda bruta		20.664	3,6	135.858	4,0	229.466	5,3

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	0	-	0	-
Carbón	510	337	-0,6	2.132	4,5	3.638	2,5
Fuel-oil	3.061	940	3,8	5.733	6,0	9.992	9,2
Producción bruta	3.572	1.278	2,6	7.865	5,6	13.630	7,4
Consumos generación		-74	-0,6	-484	3,0	-839	2,0
Producción neta		1.203	2,8	7.381	5,8	12.791	7,7
Régimen especial	241	80	-12,7	415	-6,6	709	-3,1
Demanda bruta		1.283	1,7	7.796	5,0	13.500	7,1

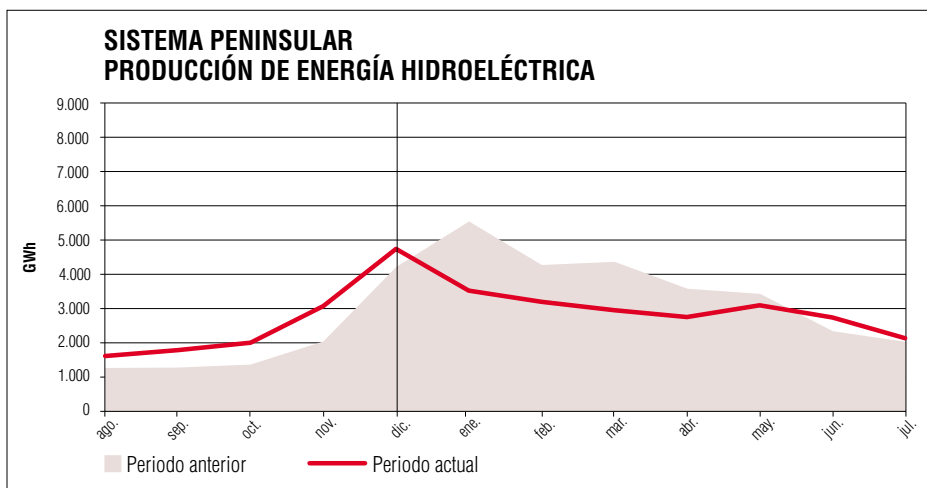
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

Producción hidroeléctrica

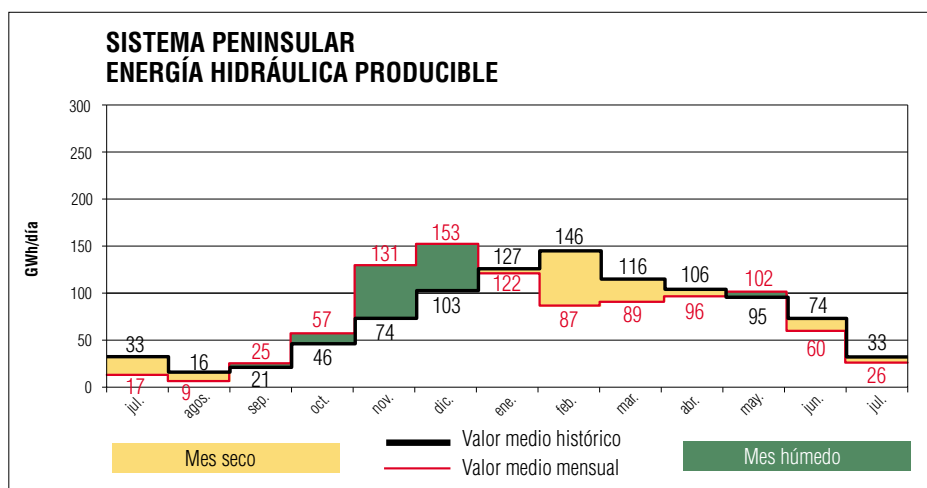
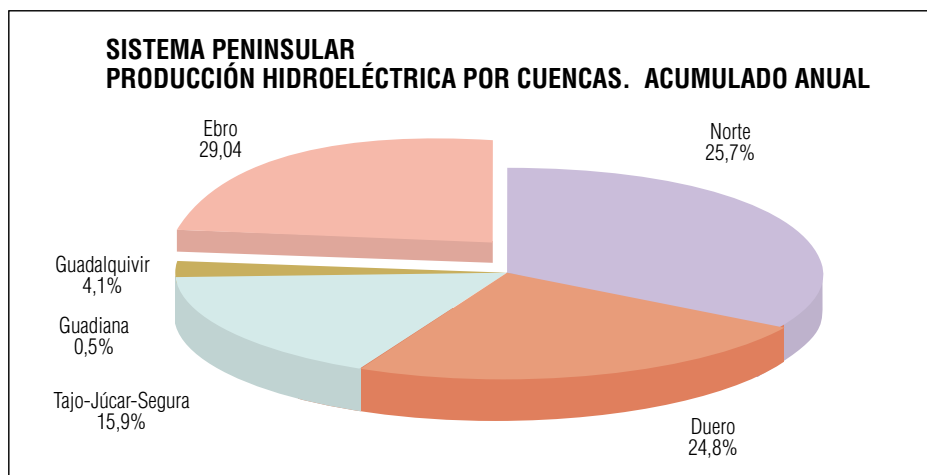
- En el mes de julio, el producible hidráulico se ha situado muy por debajo del valor característico para este mes, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica mensual de 2.132 GWh. Esta producción, a pesar de ser la menor registrada en el año, sigue superando en un 5,0% a la registrada en julio del año pasado. Dicha producción mensual ha contribuido a la producción bruta en un 11,3%, igual a la aportación de esta tecnología en el mismo periodo del 2003.
- Tras el registro del mes de julio, la producción hidráulica acumulada se ha situado en 20.378 GWh, un 20,3% inferior al valor acumulado durante los primeros siete meses del año anterior, de este modo, la aportación a la producción bruta acumulada se ha reducido hasta un 16,9%, 5,7 puntos por debajo de la registrada en el mismo periodo del año anterior.
- En el transcurso del mes de julio, casi todas las cuencas han reducido su producción respecto al mismo mes del año anterior con valores que oscilan entre un 1,0% en la cuenca Duero al 15,7% en la cuenca del Tajo-Júcar-Segura. Por el contrario, las cuencas del Ebro y el Guadalquivir han incrementado su producción en un 28,7% y un 30,7%, respectivamente.
- Durante este mes apenas se han registrado precipitaciones en toda la península, llegando incluso a ser nulas en la zona andaluza.
- En el conjunto del mes de julio se ha registrado una energía producible de 798 GWh, registro inferior en más de un 20% al valor característico para un mes de julio genérico.
- Una vez transcurridos los siete primeros meses del año, la energía hidráulica producible ha sido de 17.221 GWh, muy por debajo de los 22.639 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de julio, el volumen de reservas se ha situado 9.377 GWh, un 9,9% inferior al que existía a finales de junio, debido entre otras causas a las escasas precipitaciones registradas durante este mes. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 52,4% de la capacidad total, 5,7 puntos por debajo al registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de julio con un nivel de reservas de 5.042 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 52,8%, 3,8 puntos menos al registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 76,9% en la cuenca del Guadalquivir y

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.



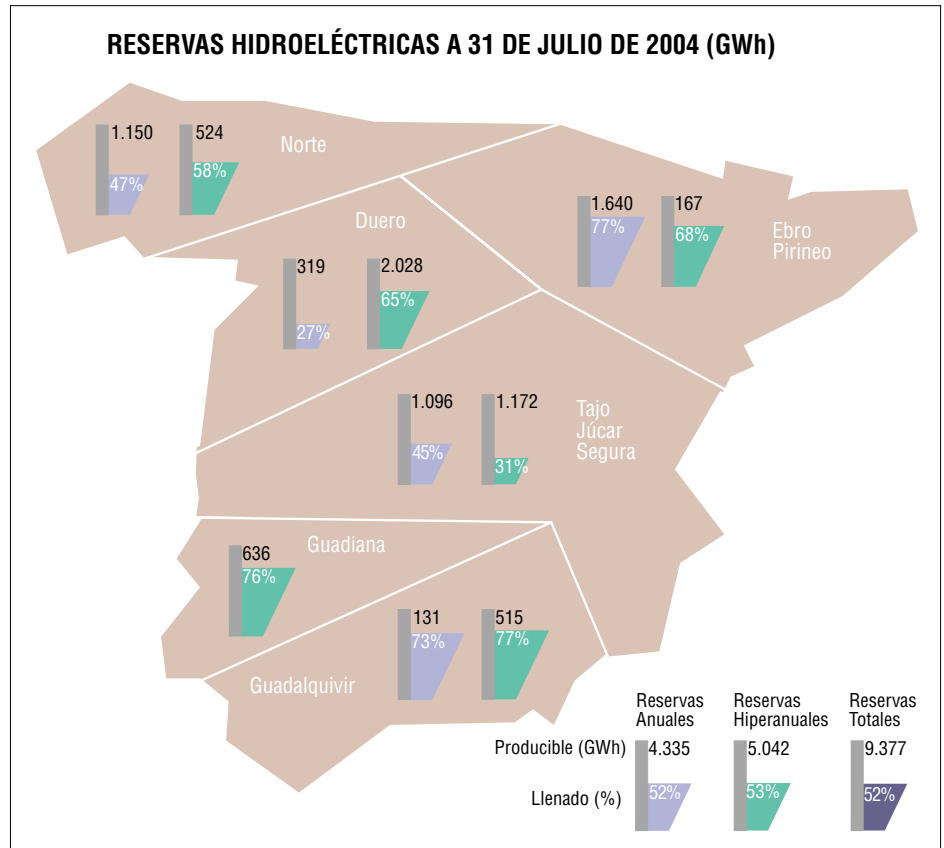
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	486	-7,9	5.237	-26,7	8.560	-20,8
Duero	3.556	380	-1,0	5.054	-32,2	8.692	-8,4
Tajo-Júcar-Segura	4.175	319	-15,7	3.230	-27,6	6.026	-1,4
Guadiana	233	33	-14,4	110	5,0	144	9,1
Guadalquivir	1.016	176	28,7	835	3,8	1.289	6,1
Ebro	3.483	737	30,7	5.912	5,6	8.874	11,3
Sistema peninsular	16.657	2.132	5,0	20.378	-20,3	33.585	-6,0
Canarias	1	0	-	0	-	0	-
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	0	-

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



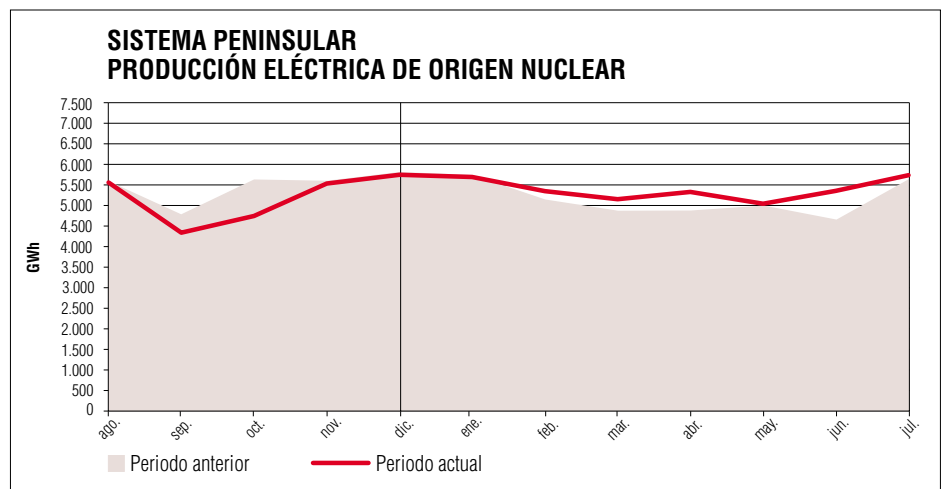
un mínimo del 31,1% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.

- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado al finalizar el mes a 4.335 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 51,9%, ocho puntos por debajo al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado ha correspondido a la cuenca del Ebro, con un porcentaje de 76,8%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Duero, que ha alcanzado el 26,9%.



Producción nuclear

- La producción nuclear, durante el mes de julio, se ha situado en 5.735 GWh, un 1,5% superior a la registrada en el mismo periodo del año anterior y un 7,1% más que el registro que se alcanzó en el mes de junio, debido a que no han existido actuaciones programada en ninguno de los grupos.
- Esta generación ha aportado el 30,4% a la cobertura de la producción bruta mensual, valor similar a la aportación de esta tecnología en el mes pasado y algo más de un punto inferior a la alcanzada en el mes de julio de 2003.
- La ausencia de actuaciones programadas durante el mes de julio, han situado el valor del coeficiente de disponibilidad del equipo nuclear en el 99,5%, similar al valor registrado el mismo mes del año anterior. Por su parte, el factor de carga mensual, influido por la misma circunstancia, se ha situado en un 97,9%, superior en casi un punto al registrado en julio de 2003.
- En el periodo enero-julio, la producción nuclear acumulada ha ascendido a 37.647 GWh, un 4,7% superior a la del mismo periodo del año anterior, lo que sitúa en un 31,3% la participación de esta tecnología en la estructura de producción, porcentaje medio punto inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El valor acumulado del coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 95,3%, valor superior en 3,5 puntos al



Producción bruta Nuclear	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	105	-4,2	703	-7,6	1.082	0,7
Garoña	466	350	1,4	2.337	14,7	4.039	8,5
Almaraz I	974	702	-1,4	4.958	0,4	7.826	-7,4
Ascó I	1.028	749	-0,8	5.202	24,4	8.939	14,4
Almaraz II	983	709	8,7	4.901	43,6	8.387	20,9
Cofrentes	1.085	805	2,9	5.265	-0,9	8.247	-10,9
Ascó II	1.027	745	-0,5	4.272	-17,4	7.988	-2,0
Vandellós II	1.087	785	3,8	5.302	-1,2	8.458	-9,1
Trillo I	1.066	784	-0,6	4.704	-1,6	8.595	-1,1
Sistema peninsular	7.876	5.735	1,5	37.647	4,7	63.561	0,2

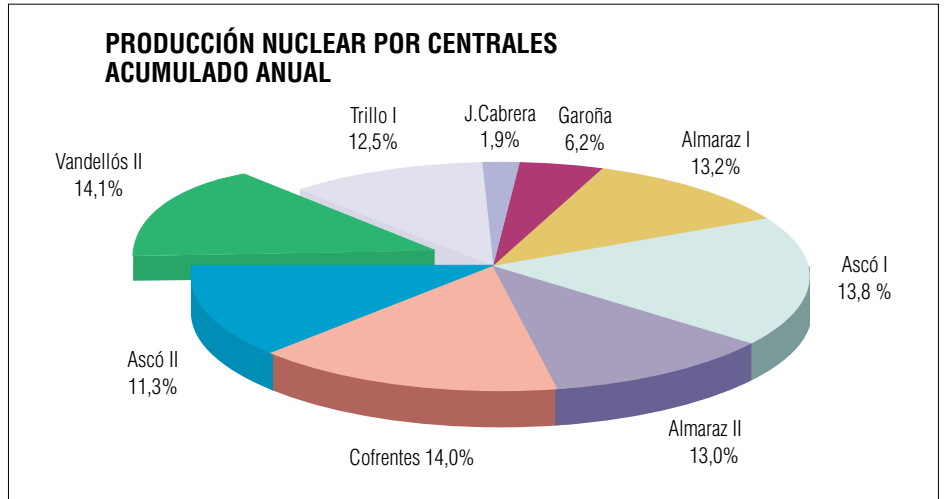
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

registrado en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, el factor de carga ha alcanzado un valor de 93,5%, 3,1 puntos por encima del alcanzado en los primeros siete meses del año anterior.

- Durante el mes de julio, ENUSA ha fabricado 61 elementos combustible tipo PWR, 21 para Almaraz II y 40 para la central de Cruas en Francia.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales, en el mes de julio, ha ascendido hasta los 11.004 GWh, una de las generaciones más elevadas de los últimos años. A este notable registro ha contribuido el incremento en la potencia instalada de varios grupos de ciclo combinado.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la producción bruta mensual ha sido de un 58,3%, 1,1 puntos superior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior y superior en más de cuatro puntos a su aportación en el mes precedente.
- Tras el dato de julio, la producción térmica acumulada se ha situado un 20,3% por encima de la del mismo periodo del año anterior, con un valor de 62.208 GWh, aportando a la estructura de producción bruta acumulada un 51,7%, 6,0 puntos más que en el mismo periodo del año anterior, resultado de la mayor generación de las centrales hidroeléctricas durante el primer semestre del año el año 2003.
- Por tecnologías, durante los siete meses transcurridos del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 57,5% de la producción térmica total, contribución inferior en 5,8 puntos a la del mismo periodo del año anterior. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 11,9%, 2,7 puntos menos a la aportación alcanzada en el año pasado; de igual modo, las centrales de fuel durante este periodo han reducido su aportación al 3,1%, inferior en más de dos puntos a la participación en el mismo periodo del año 2003. Por el contrario, los grupos cuyo combustible principal es el gas natural, han continuado aumentando su contribución hasta alcanzar un 27,5%, 10,6 puntos por encima a la contribución de esta tecnología en el mismo periodo del año anterior.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central, presenta

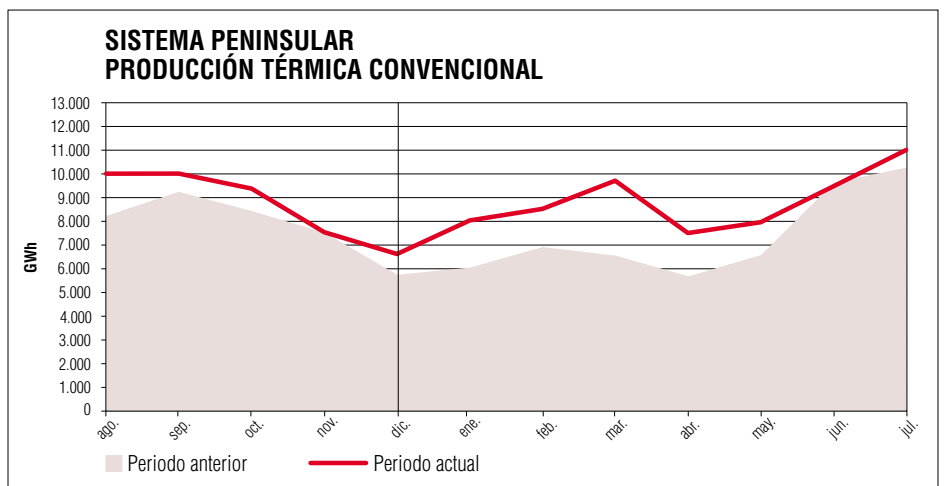


Grupo	Julio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	88,6	0,0	4,2	86,1	5,5	0,7
Garoña	100,0	0,0	0,0	98,1	0,0	1,1
Almaraz I	97,0	0,0	1,4	99,6	0,0	0,2
Ascó I	97,9	0,0	0,0	99,0	0,0	0,1
Almaraz II	97,0	0,0	0,0	97,6	0,0	1,3
Cofrentes	99,7	0,0	2,1	94,9	0,0	4,5
Ascó II	97,5	0,0	0,0	81,4	13,6	0,4
Vandellós II	97,1	0,0	0,0	95,4	0,0	2,1
Trillo I	98,8	0,0	0,0	86,3	10,7	1,4
Sistema peninsular	97,9	0,0	0,5	93,5	3,3	1,4

Combustible nuclear	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	21	128	192
Exportación	40	244	244
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	0
Exportación	0	146	290
Nº elementos importación:			
PWR	0	40	40
BWR	0	0	0

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.



diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón. De esta forma, durante los primeros siete meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbones autóctonos ha sido el 32,8% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 37,5%. La producción con gas ha incrementado de forma importante su producción situándose en un 26,1%, por el contrario la de fuel ha continuado descendiendo hasta un 3,6%.

- En los siete primeros meses del año, la producción acumulada de todas las tecnologías se ha visto incrementada, salvo la de carbón importado y fuel. El ascenso más importante, continúa siendo el de la producción con gas natural la cual duplica su producción.
- La utilización del equipo térmico durante el periodo enero-julio, ha situado el factor de carga del periodo en el 61,4%, valor muy superior al 45,9% registrado el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 87,0%, 1,3 puntos más al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los siete meses transcurridos del año, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 72,9% de la producción térmica total, muy similar a la aportada en el mismo periodo el año anterior.

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

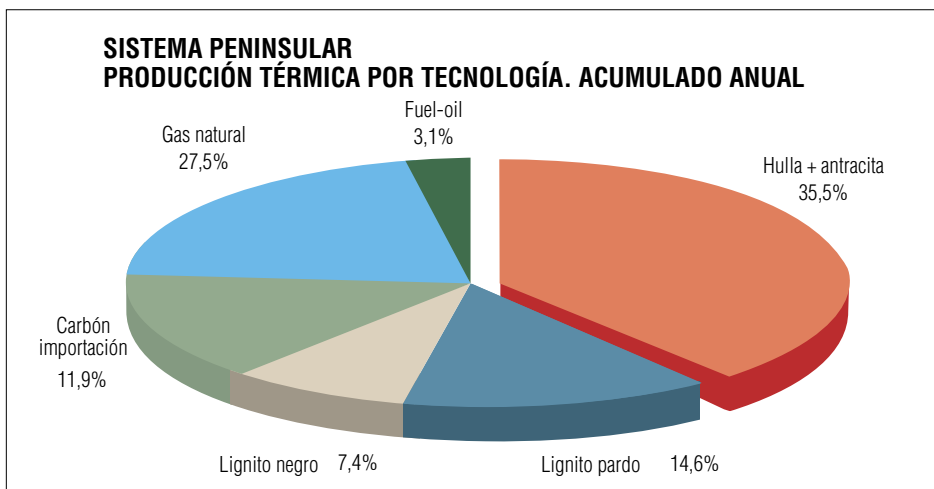
Factor de indisponibilidad: es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado período de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo período funcionando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

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Julio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.468	-3,8	22.081	7,7	38.285	7,2
Lignito pardo	2.031	1.368	1,5	9.079	16,1	15.404	9,7
Lignito negro	1.502	846	3,3	4.616	4,5	8.420	4,3
Carbón importación	1.944	1.226	-3,0	7.381	-2,1	13.019	-1,3
Gas natural (*)	9.007	3.529	43,0	17.118	96,3	27.081	77,9
Fuel-oil	3.498	567	-26,5	1.932	-29,1	3.551	-24,2
Sistema peninsular	24.070	11.004	7,1	62.208	20,3	105.761	16,3
Carbón	510	337	-0,6	2.132	4,5	3.638	2,5
Fuel-oil	3.061	940	3,8	5.733	6,0	9.992	9,2
Sistemas extrapeninsulares	3.571	1.278	2,6	7.865	5,6	13.630	7,4

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



Tecnología	Factor de carga %	Julio		Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.
Hulla + antracita	71,0	0,0	7,1	76,6	3,0 9,5
Lignito pardo	87,5	0,0	1,0	90,5	0,0 1,7
Lignito negro	60,1	0,1	12,2	75,7	10,8 10,2
Carbón importación	74,3	0,0	3,9	84,7	4,1 9,5
Gas natural (*)	41,9	0,0	5,2	52,7	0,1 6,6
Fuel-oil	10,8	0,0	26,9	21,8	1,2 28,5
Sistema peninsular	52,8	0,0	9,1	61,4	2,1 10,9
Carbón	88,9	0,0	1,6	81,8	7,4 1,5
Fuel-oil	41,5	5,0	5,0	37,1	5,2 3,0
Sistemas extrapeninsulares	48,3	4,2	3,8	43,5	5,5 2,8

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

Combustible	Julio					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	850	2,6	1.873	-20,2	2.503	5.345	10,1	14.600	9.109	9,6	24.859
Lignito pardo	139	-40,7	93	265,0	426	1.283	-2,4	3.372	2.437	1,5	6.106
Lignito negro	154	566,9	625	-31,4	500	809	12,8	2.444	1.597	20,1	4.478
Carbón importación	1.306	-3,7	2.351	-5,2	4.101	8.140	7,7	23.308	14.328	7,1	40.241
Gas natural (**)	571	-15,3	-	-	2.729	3.604	68,3	15.565	6.001	60,8	24.809
Gas siderúrgico	30	-22,9	-	-	82	264	14,6	673	457	9,4	1.175
Fuel-oil	209	-7,1	503	5,7	664	773	-23,5	2.246	1.403	-21,1	4.092
Sistema peninsular	3.259	-6,7	5.445	-12,7	11.004	20.218	13,4	62.208	35.332	12,7	105.761
Carbón	107	-1,2	103	-60,5	337	682	6,8	2.132	1.144	3,4	3.638
Fuel-oil	217	-2,9	172	64,8	940	1.309	2,0	5.733	2.340	8,3	9.992
Sistemas extrapeninsulares	324	-2,3	275	-24,5	1.278	1.991	3,6	7.865	3.484	6,6	13.630

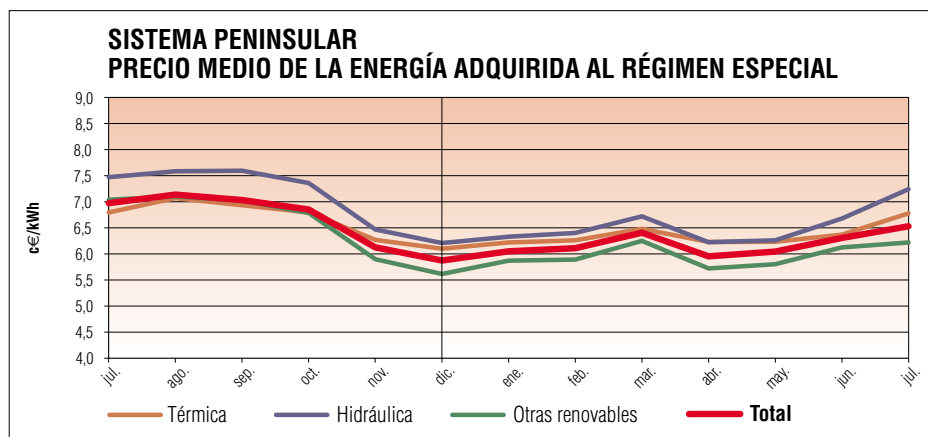
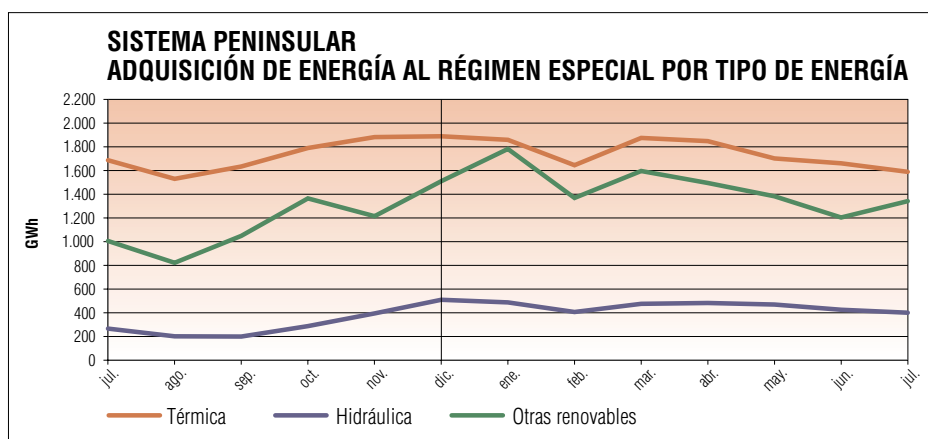
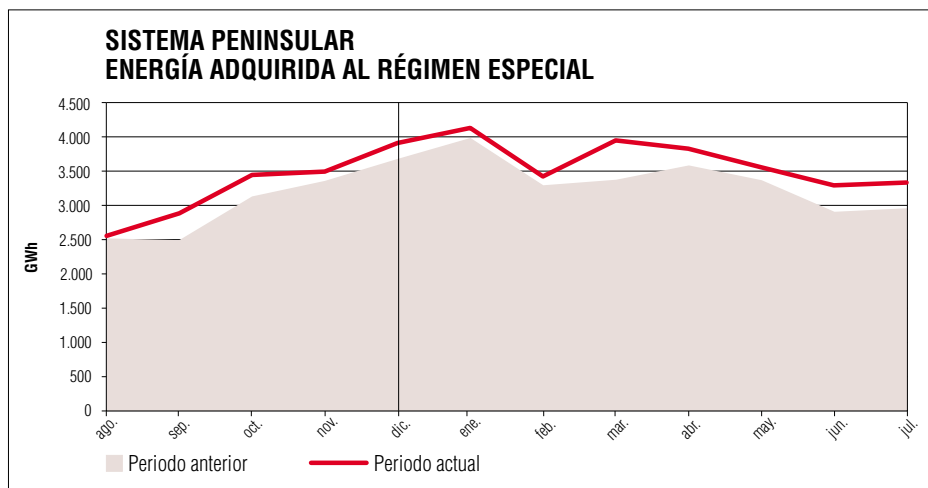
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS

1 kTEC = 0,7 kTEP. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTEP: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

Régimen especial (*)

- El volumen de energía adquirida a los productores en régimen especial, durante el mes de julio se ha situado en 3.332 GWh, con un crecimiento del 12,6% respecto al mismo mes del año anterior.
- El volumen de energía acumulada, tras el dato de julio, ha ascendido hasta 25.501 GWh, un 8,6% superior a la del mismo periodo del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 18,8% de la demanda acumulada en el año, casi un punto superior a su contribución en el mismo periodo del año anterior.
- En los últimos doce meses, la energía acumulada ha ascendido a 41.782 GWh, con un crecimiento de 8,1% respecto al mismo periodo del año anterior. Por tipo de combustible destaca el aumento de peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables no hidráulicas que han incrementado su producción en un 15,0% y han aportado el 38,6% del total de energía adquirida en el régimen especial, 2,3 puntos más que en el mismo periodo anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de julio, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha descendido a 80 GWh, un 12,7% menos que el del mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía se han ido reduciendo en más de tres punto respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 5,3% de la demanda interanual, aportación inferior en medio punto a la contabilizada en mismo periodo del año 2003.
- Durante el mes de julio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial, se ha situado en 6,530 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 6,311 c€/kWh, un 1,1% superior al del mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses, el precio más alto ha correspondido a la energía procedente de las centrales hidráulicas, 6,586 c€/kWh, mientras que la energía procedente de centrales térmicas ha alcanzado los 6,462 c€/kWh y la energía adquirida a Otras Renovables se ha situado a 6,113 c€/kWh.

(*) 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.



Régimen especial	Potencia MW	Julio				Acumulado anual				Últimos doce meses			
		Energía (*)		Precio medio		Energía (*)		Precio medio		Energía (*)		Precio medio	
		GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Térmica	6.266	1.589	-5,8	6,777	-0,3	12.179	3,4	6,335	0,3	20.904	5,3	6,462	4,3
Hidráulica	1.486	401	50,2	7,241	-3,1	3.151	-1,3	6,452	-0,4	4.746	-0,7	6,586	0,6
Otras renovables	5.957	1.342	33,4	6,220	-11,6	10.171	19,6	5,950	-1,5	16.132	15,0	6,113	-1,1
Sistema peninsular	13.709	3.332	12,6	6,530	-6,4	25.501	8,6	6,163	-1,0	41.782	8,1	6,311	1,1
Térmica	101	40	-10,6	-	-	217	-9,6	-	-	367	-3,7	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	-14,7	-	-	1	0,0	-	-	2	0,0	-	-
Otras renovables	140	39	-14,7	-	-	198	-2,9	-	-	340	-2,6	-	-
Sistemas extrapeninsulares (**)	241	80	-12,7	-	-	415	-6,5	-	-	709	-3,1	-	-

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

(*) Excluida la energía que realiza ofertas al mercado de producción.

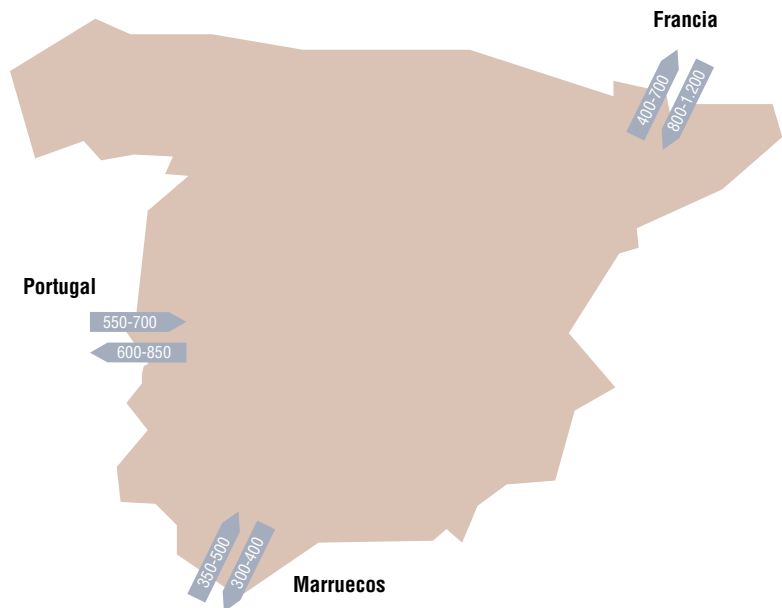
(**) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

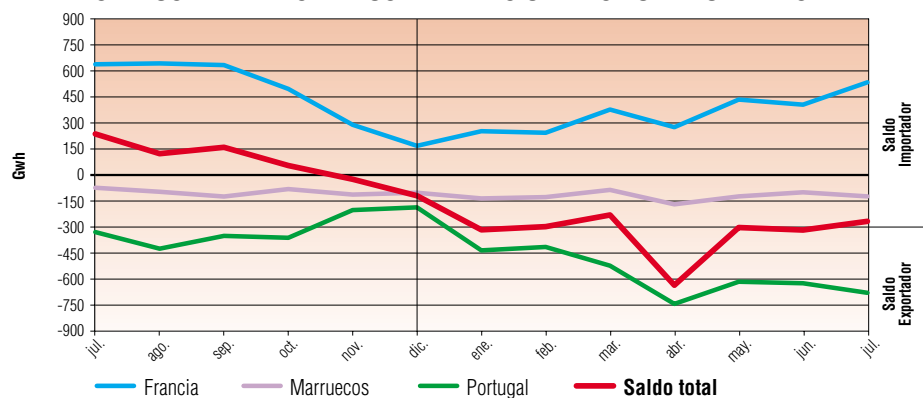
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de julio ha ascendido a 1.758 GWh, un 18,3% por encima de la del mismo mes del año anterior. El 57,6% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, generando un saldo mensual exportador de 267 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 76,1% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA han ascendido, en julio, a un volumen de 406 GWh, un 23,1% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 0,9% restante.
- Durante el mes de julio, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal, cuyo volumen se ha incrementado hasta alcanzar los 812 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 397 GWh y Marruecos, 128 GWh.
- Durante los primeros siete meses del año, el volumen total de energía intercambiada ha alcanzado los 11.538 GWh, un 23,4% más que en el mismo periodo del año anterior. El 75,0% de esta energía, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 5.185 GWh. El 4,6% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, el contrato suscrito por REE ha aportado el 23,5% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 2.710 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos han representado el 1,5% del volumen, aportando un saldo importador de 111 GWh.
- Tras el dato de julio, el saldo acumulado de intercambios internacionales ha resultado nuevamente exportador con una energía de 2.364 GWh.
- El 57,5% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, durante los siete primeros meses del año, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 30,0% con Francia, el 10,5% con la frontera de Marruecos y el 2,0% restante con Andorra.
- En el mes de julio, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

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

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL JULIO 2004 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



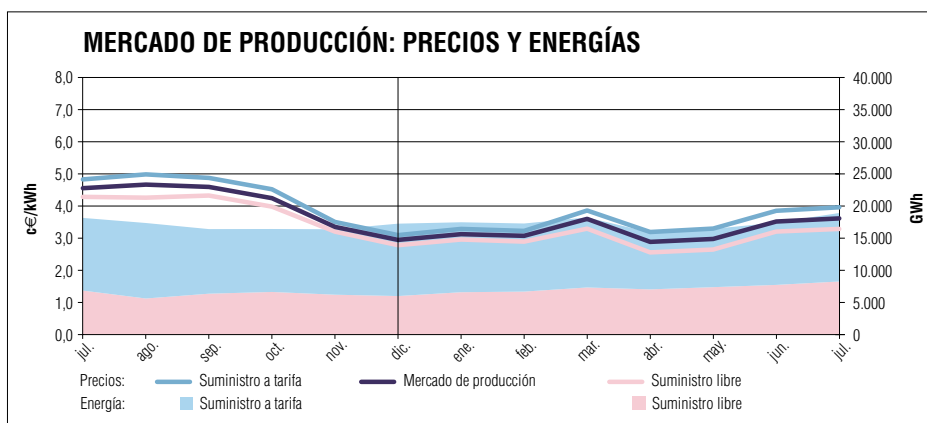
Intercambios internacionales (GWh)*	Julio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	0	0	0	-164	-164	0	-272	-272
Francia	259	-129	130	1.242	-1.283	-41	2.191	-1.780	411
Marruecos	2	-126	-124	6	-900	-894	6	-1.430	-1.424
Portugal	61	-743	-682	388	-4.279	-3.891	727	-6.192	-5.465
Mercado: Agentes	322	-998	-676	1.636	-6.626	-4.990	2.924	-9.674	-6.750
Francia	406	0	406	2.710	0	2.710	4.622	0	4.622
Mercado: Contratos REE	406	0	406	2.710	0	2.710	4.622	0	4.622
Andorra	0	0	0	0	-12	-12	0	-33	-33
Francia	9	0	9	45	-31	14	112	-137	-25
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	8	0	8	56	-253	-197	220	-401	-181
Contratos bilaterales	17	0	17	101	-296	-195	332	-571	-239
Andorra	0	0	0	5	0	5	9	0	9
Francia	0	-10	-10	42	-25	17	76	-27	49
Marruecos	1	0	1	33	0	33	50	0	50
Portugal	0	-4	-4	60	-4	56	95	-4	91
Apoyo y desvíos	1	-14	-13	140	-29	111	230	-31	199
Total intercambios	746	-1.012	-267	4.587	-6.951	-2.364	8.108	-10.276	-2.168

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- En el mes de julio, los precios en el mercado de producción han marcado los registros más elevados del año, continuando con la trayectoria ascendente que se ha registrado el último trimestre.
- El precio medio ha sido 3,612 c€/kWh, un 2,8% más que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 19.343 GWh. Respecto de julio de 2003, el precio ha disminuido un 20,6%, frente a un aumento del 3,7% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,549 c€/kWh, un 3,5% inferior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones del contrato de Red Eléctrica han sumado 10.647 GWh, lo que supone una disminución del 5,9% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 3,958 c€/kWh, un 2,8% más que el mes anterior y un 17,9% menos que el mismo mes de 2003.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 8.251 GWh, un 6,9% más que el mes pasado y un 20,5% más que hace un año. Esta cifra representa el 42,7% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 3,285 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 17,0% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.



Precios	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/jun.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	3,612	2,8	-20,6	3,267	-8,2	3,549	-3,5
Mercado diario	2,819	0,2	-27,3	2,640	-7,4	2,895	-2,1
Otros mercados	0,348	34,9	61,1	0,182	-28,2	0,207	-23,6
Garantía de potencia	0,445	0,2	-1,8	0,444	-1,7	0,447	-0,6
Suministro a tarifa (**)	3,958	2,8	-17,9	3,532	-6,7	3,813	-2,5
Mercado diario	2,852	0,7	-27,1	2,657	-7,1	2,922	-1,4
Otros mercados	0,388	36,1	64,4	0,205	-29,8	0,235	-25,2
Garantía de potencia	0,718	-2,0	6,5	0,670	5,6	0,656	3,4
Suministro libre (***)	3,285	2,6	-23,2	2,986	-9,4	3,258	-5,5
Mercado diario	2,796	-1,1	-28,4	2,642	-8,3	2,888	-4,0
Otros mercados	0,372	38,8	47,6	0,187	-26,4	0,212	-24,6
Garantía de potencia	0,117	9,3	-1,7	0,156	-2,3	0,158	1,2

Energías	Julio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jun.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	19.343	8,2	3,7	124.365	5,8	210.345	7,1
Suministro a tarifa (**)	10.647	9,9	-5,9	70.603	-3,8	123.578	1,0
Suministro libre (***)	8.251	6,9	20,5	50.938	24,0	81.694	20,3
Contratos bilaterales	91	60,6	-17,8	613	-24,0	1.076	-2,7

Otros mercados: Incluye los costes/ahorros resultantes de los Mercados intradiarios, Mercados de operación y Contratos de REE.

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

(*) Incluye la demanda de bombeo. (**) Distribuidores y Exportaciones REE. (***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

Precio final del mercado de producción (c€/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
J1	3,223	2,750	2,498	2,507	2,471	2,487	2,636	2,590	3,427	4,075	4,182	4,407	5,346	5,534	5,276	5,495	5,473	5,740	5,181	4,264	4,184	3,880	3,840	3,653	4,098
V2	2,987	2,533	2,375	2,260	2,182	2,198	2,602	2,567	3,527	3,930	4,042	4,143	4,160	4,208	3,974	4,004	3,933	3,987	3,992	3,962	3,917	3,257	3,618	2,873	3,457
S3	2,518	2,585	2,536	2,460	2,439	2,363	2,269	2,322	2,568	2,842	3,448	3,742	4,140	3,871	3,597	3,429	3,212	3,062	3,013	2,902	2,898	2,917	3,259	2,920	3,008
D4	2,793	2,797	2,591	2,464	2,387	2,392	2,157	1,948	2,109	2,323	2,594	2,593	2,601	2,963	2,975	2,980	3,004	2,961	3,063	3,153	3,091	3,393	4,331	3,705	2,833
L5	2,883	2,513	2,320	2,239	2,180	2,145	2,520	2,903	3,489	3,691	3,670	4,030	4,384	4,399	4,284	4,135	4,207	4,390	4,169	4,046	3,945	3,773	4,011	2,764	3,579
M6	2,475	2,373	2,013	2,025	1,983	2,014	2,596	2,883	2,326	3,600	2,697	3,722	4,197	4,225	4,148	4,068	4,333	4,397	4,222	3,810	3,714	3,849	4,199	3,291	3,374
X7	3,058	2,459	1,932	1,947	1,904	2,016	2,440	2,858	2,984	4,048	3,929	3,726	3,484	2,892	2,624	2,496	2,708	3,535	3,491	3,186	3,095	3,231	3,970	2,298	2,979
J8	2,450	1,984	1,916	1,875	1,816	1,845	2,325	2,533	2,911	3,191	3,438	3,301	3,353	3,866	2,835	3,091	2,695	3,279	3,236	2,698	3,034	3,005	3,125	2,951	2,815
V9	2,584	2,407	2,171	2,086	2,073	2,242	2,638	2,971	2,887	3,333	3,538	3,754	4,727	4,477	3,398	3,357	3,387	3,562	3,384	3,334	3,071	2,878	3,019	3,039	3,157
S10	2,901	2,659	2,528	2,523	2,440	2,372	2,278	2,279	3,122	3,300	3,647	3,778	3,615	3,565	3,057	2,978	2,470	2,428	2,398	2,376	2,380	2,596	2,845	2,614	2,823
D11	2,425	2,355	2,417	2,361	2,308	2,290	2,158	1,977	2,219	2,435	2,620	2,629	2,617	2,616	2,645	2,530	2,526	2,443	2,455	2,530	2,589	2,759	3,479	3,237	2,536
L12	2,491	2,369	2,139	1,933	1,928	1,949	2,454	2,603	2,659	2,738	2,885	3,014	3,097	3,108	3,086	2,930	2,920	2,917	2,899	2,879	2,846	2,824	2,698	2,560	2,714
M13	2,366	2,233	1,884	1,891	1,867	1,844	2,403	2,344	2,905	2,902	3,130	3,311	3,435	3,368	3,183	3,175	3,101	3,145	3,159	2,968	2,991	2,809	2,820	2,557	2,803
X14	2,237	2,109	1,865	1,858	1,843	1,855	2,198	2,350	2,811	3,015	3,196	3,384	3,419	3,330	3,158	3,142	3,131	3,191	3,165	3,051	2,964	2,891	2,948	2,655	2,805
J15	2,840	2,332	2,154	1,982	1,844	2,228	2,791	2,853	3,252	3,434	3,626	3,597	3,735	3,717	3,613	3,740	3,822	3,880	3,886	3,650	3,644	3,464	3,572	3,068	3,275
V16	2,748	2,435	2,248	2,200	2,038	2,228	2,618	2,972	4,222	3,580	3,751	3,710	4,372	4,319	3,722	3,760	3,753	3,784	4,256	3,668	3,608	3,539	3,967	3,173	3,424
S17	3,808	2,983	2,608	2,495	2,442	2,367	2,362	2,244	2,569	3,252	3,872	3,830	4,070	3,752	3,169	3,365	3,231	3,673	3,662	3,675	3,668	4,586	4,704	4,264	3,392
D18	3,631	2,823	2,504	2,379	2,272	2,289	2,194	2,117	2,399	2,537	2,895	3,082	3,339	3,806	3,894	3,736	3,278	2,973	3,027	2,988	2,963	3,125	4,462	3,647	3,051
L19	3,287	2,622	2,406	2,326	2,305	2,340	2,766	2,961	4,160	5,197	6,071	6,150	6,179	6,210	5,158	5,189	5,517	6,201	6,212	5,263	4,577	4,219	4,464	3,082	4,560
M20	3,023	2,525	2,298	2,248	2,195	2,261	2,592	2,795	3,166	5,017	4,912	5,700	5,434	5,613	3,867	4,998	4,987	5,214	5,277	4,343	3,317	3,407	3,556	2,865	3,941
X21	2,889	2,611	2,412	2,328	2,299	2,395	2,659	3,037	3,732	4,822	5,634	5,935	6,749	6,298	5,396	5,594	5,890	6,778	6,344	5,330	4,785	4,656	4,637	3,481	4,597
J22	3,440	2,678	2,461	2,418	2,326	2,385	2,639	3,068	3,736	4,257	4,799	5,122	5,345	5,198	4,399	5,028	5,309	5,467	5,480	5,453	4,962	4,826	4,893	3,901	4,276
V23	3,702	2,817	2,517	2,487	2,384	2,330	2,668	3,108	3,947	5,305	6,608	6,649	6,629	6,761	5,841	5,508	5,612	5,872	5,684	5,716	4,806	5,230	5,444	3,897	4,806
S24	3,332	2,986	2,797	2,646	2,595	2,444	2,423	2,337	2,515	2,983	3,326	3,682	3,831	3,998	3,828	3,859	3,615	3,313	3,330	3,175	3,135	3,379	3,846	3,351	3,224
D25	2,726	2,691	2,601	2,534	2,320	2,270	2,286	2,079	2,325	2,576	2,817	3,018	3,301	2,990	3,016	2,965	3,027	3,052	2,995	3,038	2,901	3,222	3,863	3,494	2,849
L26	2,614	2,414	2,233	2,153	1,993	2,133	2,490	2,621	3,115	4,327	4,379	4,969	5,021	5,033	5,070	5,230	5,199	5,287	5,289	4,737	4,296	4,304	4,278	3,349	4,025
M27	3,208	2,573	2,453	2,424	2,298	2,329	2,727	2,800	3,917	5,316	5,718	5,864	6,065	5,776	5,441	5,426	5,340	5,384	5,406	5,272	5,286	5,329	4,305	4,579	
X28	3,508	2,871	2,531	2,508	2,385	2,422	2,906	3,206	3,721	5,112	6,074	5,722	6,195	5,761	5,637	5,764	5,819	6,005	5,776	5,736	5,578	5,302	5,510	4,266	4,736
J29	3,712	3,164	2,751	2,731	2,623	2,661	2,934	3,291	3,726	5,110	5,518	5,103	5,516	5,552	5,206	5,189	5,445	5,919	5,751	5,403	5,315	5,205	5,346	4,202	4,575
V30	3,681	3,382	2,900	2,827	2,823	2,831	3,151	3,439	4,035	4,805	5,041	4,953	5,496	5,537	5,278	5,230	5,223	5,804	5,257	4,925	4,377	4,679	5,126	4,029	4,467
S31	4,140	3,535	2,965	2,897	2,749	2,624	2,644	2,641	2,928	3,522	4,176	4,203	4,484	4,427	4,162	3,919	4,015	3,833	3,828	3,759	3,763	4,500	4,684	3,877	3,721
Media	3,040	2,644	2,398	2,333	2,257	2,283	2,548	2,700	3,189	3,840	4,158	4,309	4,454	4,498	4,104	4,162	4,174	4,364	4,283	4,006	3,792	3,820	4,087	3,348	3,612

Mínimo: 1,816 Precios de 1,816 a 2,798 Precios de 2,798 a 3,735 Precios de 3,735 a 6,778 Máximo: 6,778
 Percentiles del 33% de los valores registrados en el mes.

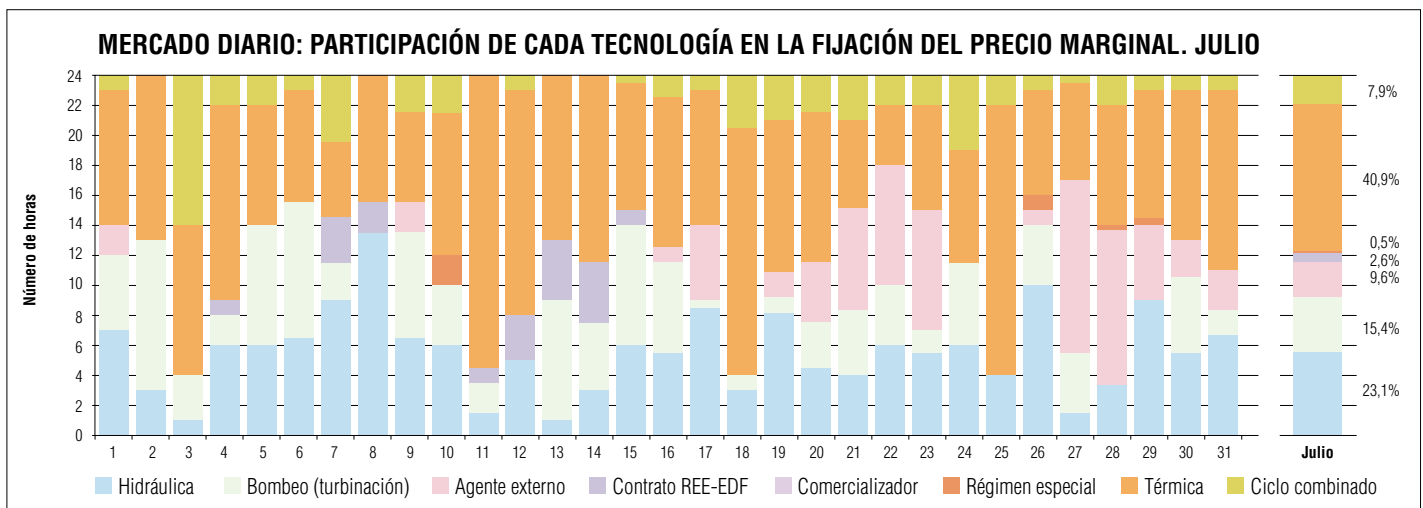
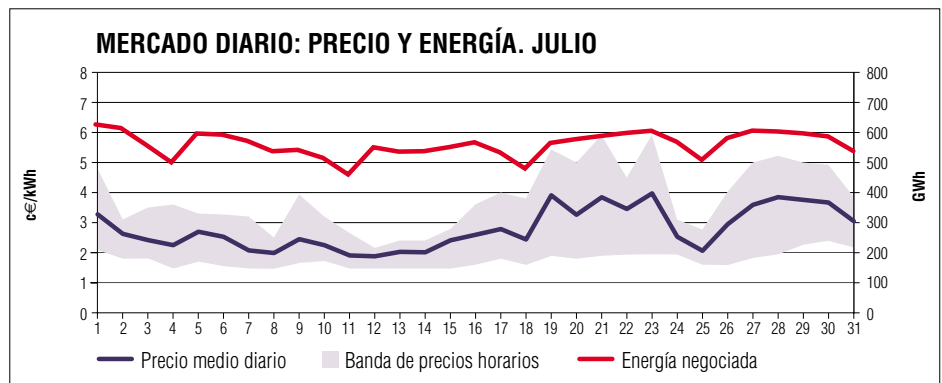
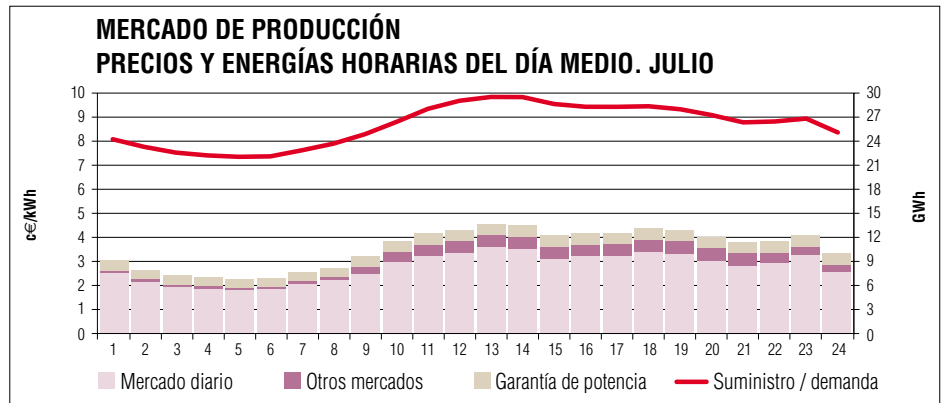
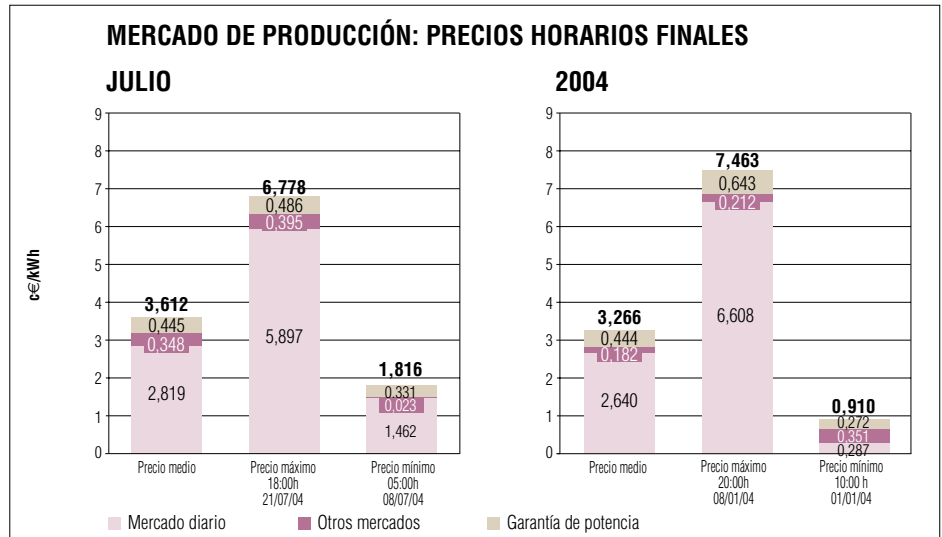
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de julio, precio valle, ha sido 2,215 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 3,695 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,778 c€/kWh, en la hora 18 del miércoles 21, mientras que el precio mínimo fue 1,816 c€/kWh en la hora 5 el jueves 8.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 2,257 y 4,554 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 22,1 y 29,5 GWh.

Mercado diario

- En julio, el precio medio del mercado diario ha sido 2,819 c€/kWh, la energía intercambiada 17.451 GWh y el volumen económico contratado de 491.92 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 90,2% de la energía y el 70,4% del volumen económico.
- La curva de precios medios ha mostrado oscilaciones a lo largo de todo el mes, resultando más fuertes durante la tercera semana del mes, con registros que varían entre los 1,795 c€/kWh y 5,921 c€/kWh.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de julio, ha sido de 1,462 c€/kWh, el cual se alcanza el jueves 8 a las 5 horas. Por el contrario el precio máximo del mes 5,921 c€/kWh se ha alcanzado durante la hora 13 del viernes 23.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, en relación con el mes anterior, los gráficos muestran un



ligero ascenso de la producción térmica, la cual ha cubierto la mayor parte de la demanda, en repuesta a una menor producción con generación hidráulica. Asimismo se observa un pequeño incremento de la producción con ciclo combinado.

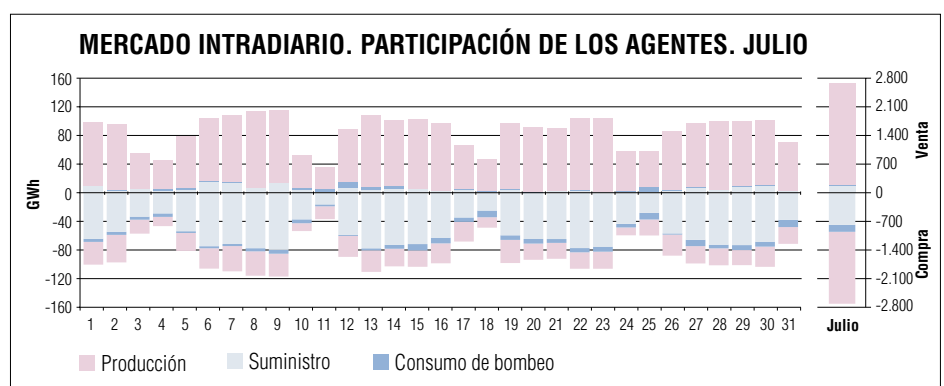
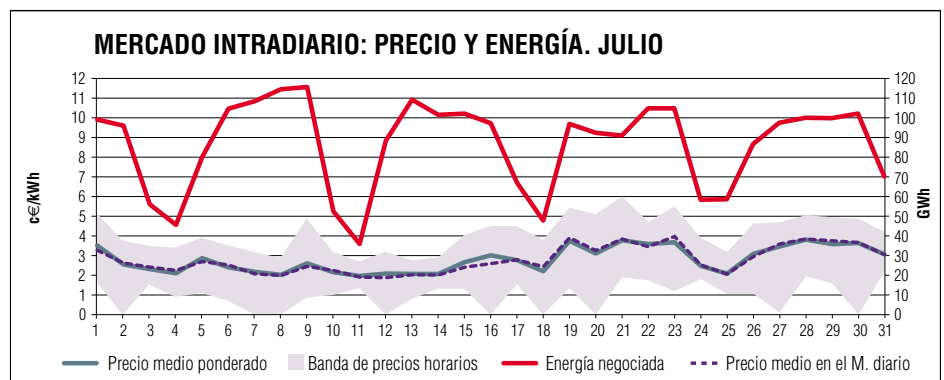
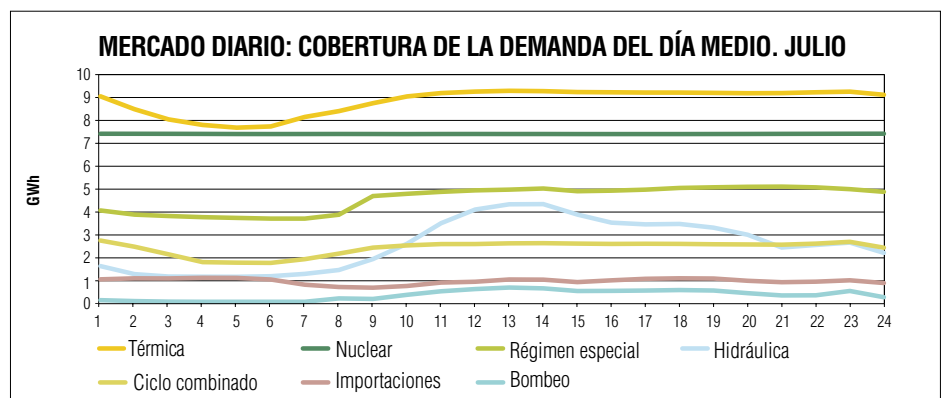
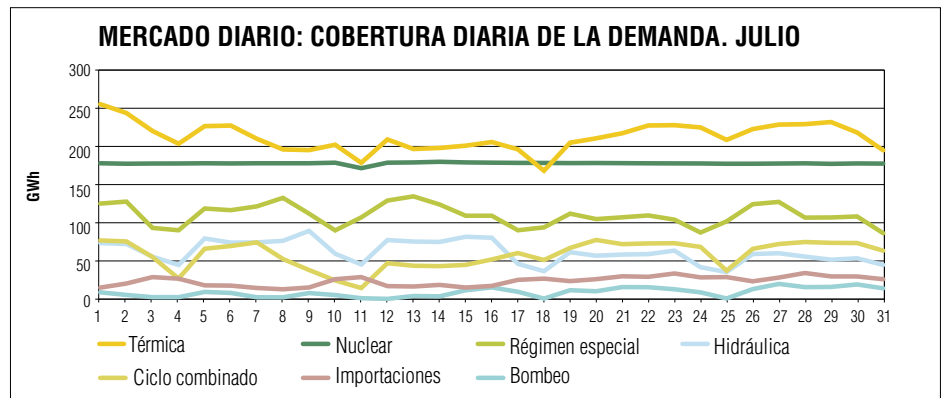
- En relación la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de julio, los grupos térmicos han incrementado el número de horas que marcan marginal, siendo la tecnología que marca marginal el mayor número de horas, 40,9%. Se ha mantenido el porcentaje de horas que marcan marginal los grupos hidráulicos, un 23,1%. Por el contrario, los grupos de ciclo combinado han disminuido el número de horas que marcan marginal hasta un 7,9%. Los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA, ha marcado marginal un 2,6% de las horas y los agentes externos, han incrementado el porcentaje de horas hasta un 9,6%.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 2,860 c€/kWh, un 24,5% menos que el mes anterior y un 1,5% superior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 2.685 GWh, un 5,0% menos que el mes anterior, puesto que durante el primer semestre del año se han registrado los valores de energía negociada más altos hasta el momento. De esta energía, el 36,4% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 63,6% restante, 1.707 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda, destinada al consumo de bombeo, 123 GWh, y al suministro, 1.584 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una incremento de 0,017 c€/kWh.
- Se pueden observar diferencias en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 2162, 183, 92, 59, 92 y 97 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 2,35 y 5,10 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de julio ha sido de 86,06 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,445 c€/kWh, similar



a la del mes anterior y que supone el 12,3% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste de 0,64 M€, con

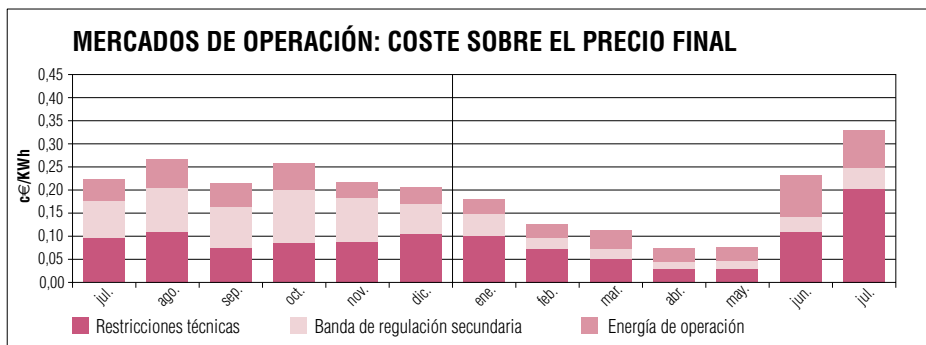
una repercusión sobre el precio medio del mercado de 0,003 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 91 GWh en el mes de julio, un 60,6% más que el mes anterior.

Mercados de Operación

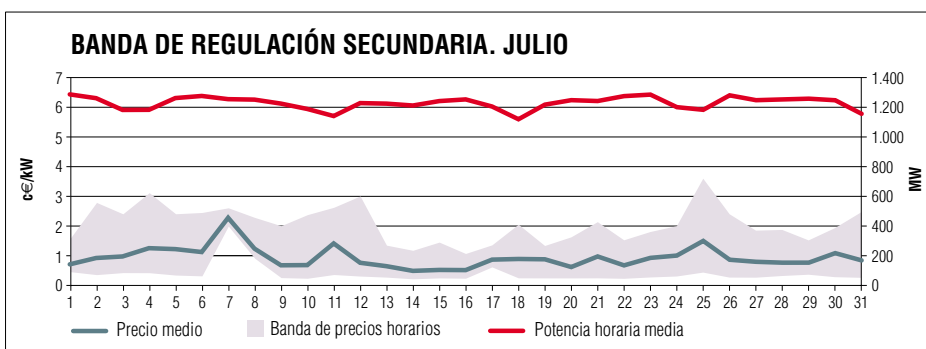
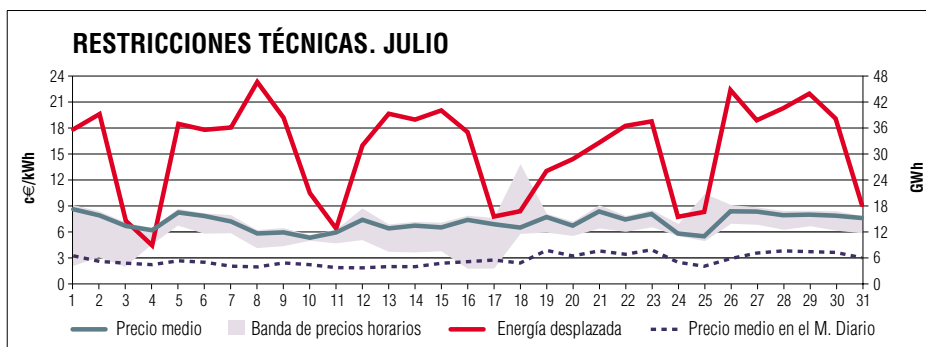
• El coste neto de los mercados de operación en julio ha sido 0,328 c€/kWh, lo que equivale a un 9,1% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 41,4% superior al del mes pasado y un 45,1% mayor al coste registrado en julio de 2003.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas se ha situado en 963 GWh, un 5,5% de la energía correspondiente al mercado diario. Dicha energía ha resultado muy superior a los 400 GWh programados en el mismo mes del año anterior, esto ha venido ocasionado por la necesidad de programar energía térmica necesaria para garantizar la seguridad del sistema, que no ha sido casada en el mercado diario. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 7,344 c€/kWh, un 19,6% inferior al del mes de julio del año 2003.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.233 MW, repartidos en 722 MW a subir y 510 MW a bajar. El precio medio ha sido 0,937 c€/kWh un 38,4% superior al registrado en el mes de junio. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,045 c€/kWh, un 36,4% más al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 818 GWh, un 8,4% menos que en junio, repartida en 448 GWh a subir y 370 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 5,767 c€/kWh, superior en un 6,4 % al del mes anterior y el de recompra 1,169 c€/kWh, un 25,5% inferior al registrado en junio. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,080 c€/kWh, un 11,1% inferior al del mes anterior.

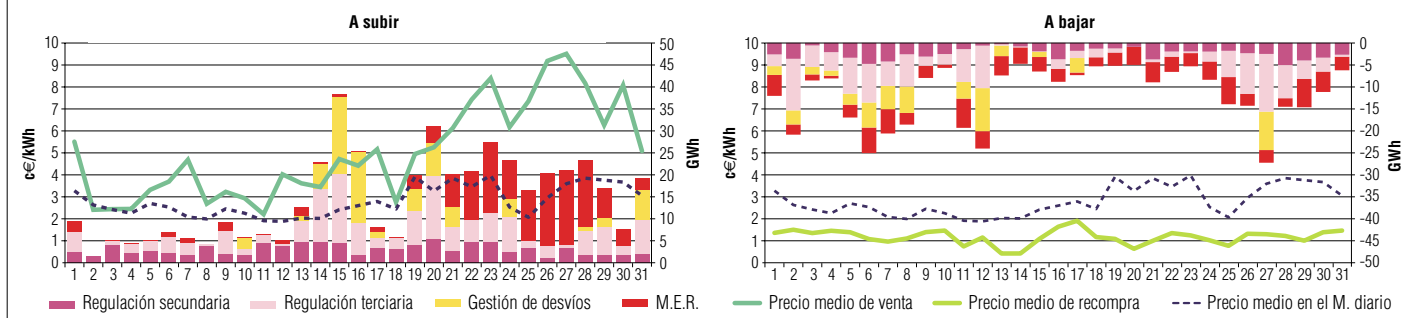


Mercados de operación Julio	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio		
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh	
Restricciones técnicas (*)	0,203	963		7,344		
Banda de regulación secundaria (**)	0,045	722	510	0,937		
Energía de operación (***)	0,080	448	370	5,767	1,169	
Regulación secundaria			91	75	3,147	1,834
Regulación terciaria			145	130	3,731	1,417
Gestión de desvíos			75	57	3,881	1,612
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)			137	107	10,683	0,166
Total	0,328					

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

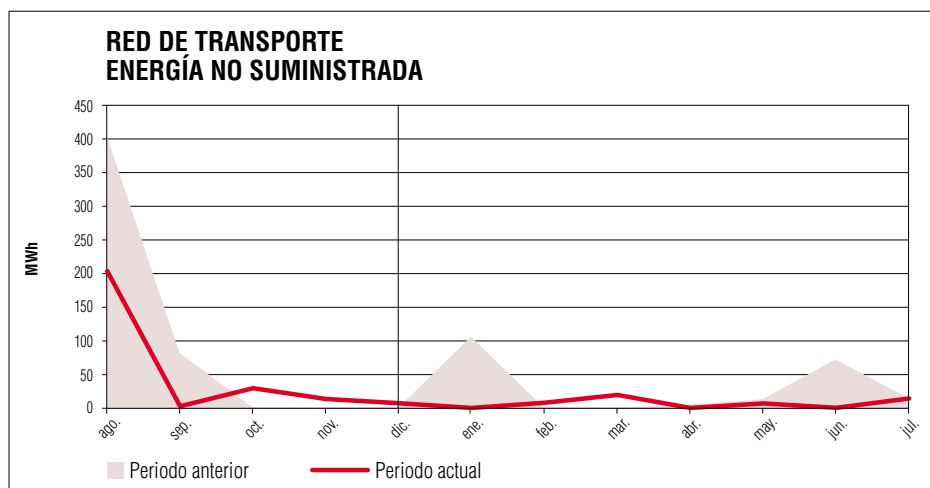


ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. JULIO



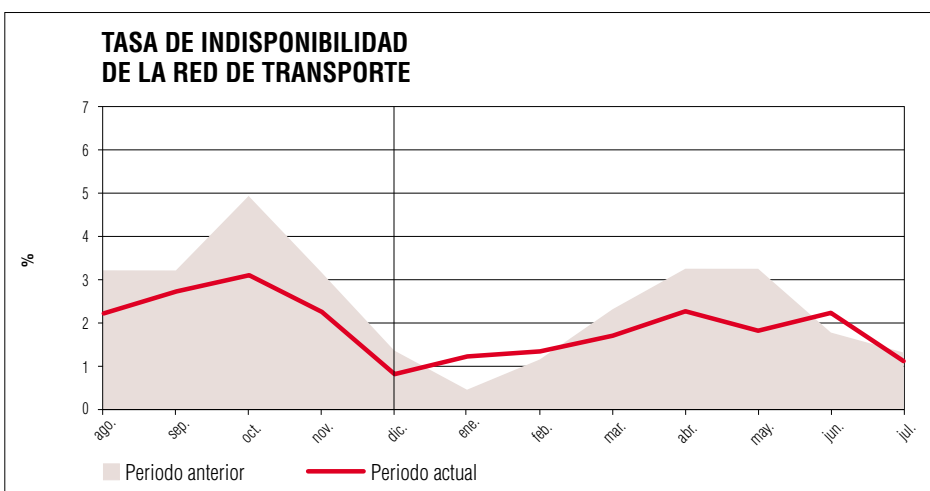
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 julio se han registrado tres cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte. Dos de ellos en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica en Madrid, el primero de 5,37 MWh debido a causa ignorada y el segundo de 8,45 MWh por fallo de equipo. El tercero tuvo lugar en Alicante en instalaciones de otros transportistas, con una energía no suministrada de 0,29 MWh y por causa ignorada.
- En el mes de julio el tiempo de interrupción medio en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0,03 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,03 minutos.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 303,7 MWh, de los que 30,3 MWh corresponden a incidencias en las instalaciones de Red Eléctrica de España, anteriores a la adquisición de los nuevos activos. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo periodo se ha situado en 0,70 minutos, valor muy inferior al registrado en el mismo mes del año anterior, debido a la reducción de pérdidas de mercado que se han producido durante este periodo.



Nota: Se ha corregido un corte de mercado producido en el mes de abril en Galicia por no considerarse atribuible a la red de transporte.

Red de transporte Calidad del servicio	Julio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	14,1	48,0	303,7
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	0,5	30,3
REE (Instalaciones adquiridas)	13,8	35,7	260,8
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	0,030	0,108	0,700
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,001	0,070
REE (Instalaciones adquiridas)	0,030	0,081	0,601



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 el periodo a calcular.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

Red de transporte Tasa de indisponibilidad(*)	Julio	Acumulado anual
	%	%
Total	1,114	1,632

(*) Al objeto de proporcionar un mayor desglose de la información de acuerdo con la normativa vigente, se están revisando los criterios de clasificación de los datos necesarios para el cálculo de las indisponibilidades de la red. Los conceptos que se detallarán serán los siguientes: a) mantenimiento preventivo y predictivo, b) causas ajenas al mantenimiento, c) mantenimiento correctivo y d) circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño.

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS
Liquidación nº 7, 2004. Periodo Enero-Julio (*)

(Millones de euros)

CLIENTES A TARIFAS					CLIENTES CUALIFICADOS	
		Volumen	Energía	Precio medio		
		M€	GWh	c€/kWh		
INGRESOS		6.749,56				
Venta de energía		6.079,74	77.115	6,606		
Peninsular		5.570,65				
Insular		509,09				
Peajes		622,83	36.212	1,422		
Peninsular		619,34				
Insular		3,50				
Peajes por interconexiones intern.		1,39	931	0,133		
Transportes intracomunitarios (ETSO)		16,54				
Otros servicios		29,07				
Distribuidores y Comercializadoras						
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO		2.384,02				
Generadores						
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL		1.184,92				
Generadores						
COSTE DEL TRANSPORTE		425,83				
REE		321,32				
Empresas eléctricas		104,52				
COSTE DE DISTRIBUCIÓN (*)		1.742,85				
Distribución		1.566,30				
Gestión comercial		145,90				
Calidad de servicio		25,54				
Gestión de la demanda		5,11				
Distribuidoras						
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO		301,12				
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles		8,04				
Comp. Moratoria Nuclear		237,27				
Financiación 2º Ciclo C.N.		55,81				
Stock estratégico C.N.		-				
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO		506,09				
Operador del Mercado		4,46				
Operador del Sistema C.N.E.		15,86				
Comp. E. Extrapeninsulares		108,63				
Retribución fija (CTCs)		371,70				
Asignación General		207,74				
Asignación Específica		51,94				
Stock Carbón		1,09				
Prima Carbón (*)		109,37				
Reducción prima carbón (*)		-8,91				
Plan de financiación extraordinario (*)		10,46				
Déficit liquidatorio		-				
Rev. Generación Extrapeninsular		10,60				
Desajustes de Ingresos		106,52				
Apor. Generación Extrapeninsular (*)		87,61				
Generadores						

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

(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, así como los costes destinados a planes de mejora de la calidad de servicio y los costes destinados a la gestión de la demanda, referidas en el Real Decreto 1802/2003 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004.

(***) Según la Orden ECO 1588/2002 de 12 de junio por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, el cobro de la prima del carbón está garantizado en situaciones de déficit de ingresos.

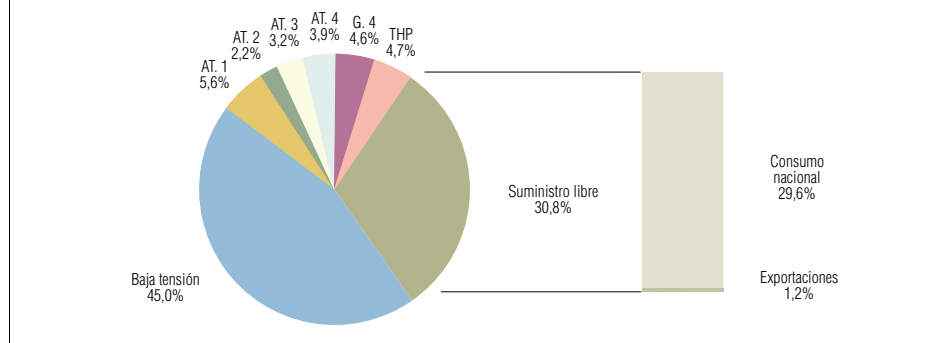
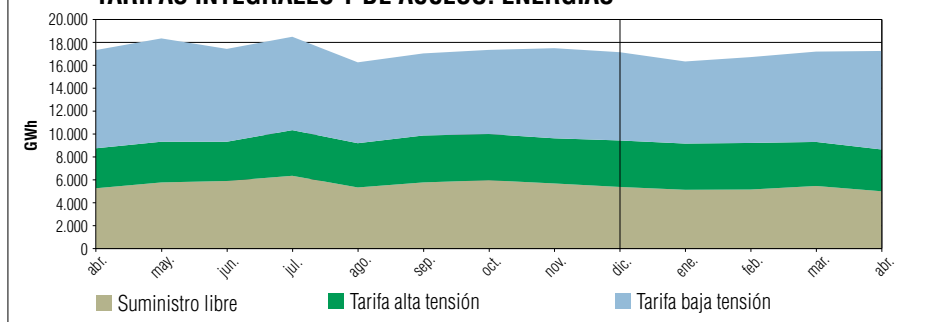
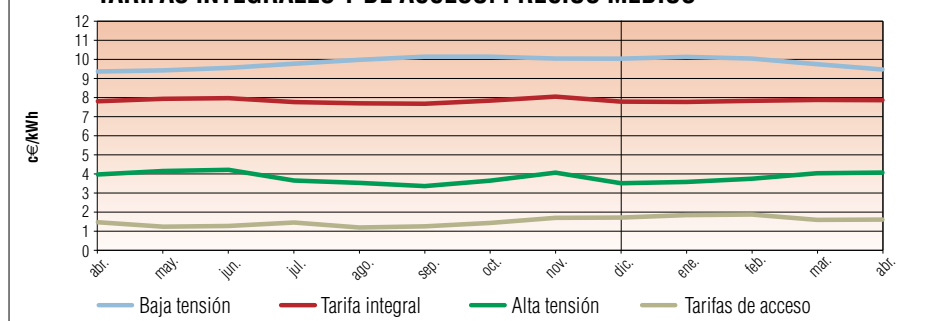
(***) Imputación al año 2003 de la reducción de la Prima Carbón de los años 1998 y 1999 establecida en el punto 116 de la Decisión de la Comisión Europea de 25 de julio de 2001.

(***) Plan de financiación extraordinario para el ELCOGAS con cargo a la asignación específica de los CTCs establecido en Orden Ministerial de 10 de octubre de 2001.

(***) Importe a liquidar a los generadores en régimen ordinario de los sistemas insulares y extrapeninsulares por los distribuidores de los mismos sistemas, en aplicación de lo establecido en el párrafo 3 del artículo 18.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en abril se ha elevado a 11.223 GWh, un 2,6% superior al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de abril, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 141.173 GWh, un 4,0% superior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en abril ha sido 7,737 c€/kWh, valor ligeramente superior al del mismo mes del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2004.
- En abril la energía consumida en el mercado libre representó el 30,8% del consumo total, porcentaje muy similar al registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 32,3%, valor superior en medio punto al porcentaje registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en abril ha sido de 1,601 c€/kWh, con lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,498 c€/kWh, un 2,1% superior al del mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. ABRILSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

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

Tarifa integral	Abril				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	901	-1,2	6,551	3,1	3.921	6,4	6,583	1,9	12.623	11,9	6,455	2,3
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	350	0,2	3,278	4,0	1.378	3,6	3,721	4,8	4.180	5,0	3,543	2,7
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	517	2,9	2,508	1,7	1.879	4,7	3,051	3,3	5.651	0,3	2,865	2,4
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	638	5,0	1,897	-4,4	2.151	3,3	2,450	-0,4	6.768	9,9	2,295	-1,3
G.4 (Grandes consumidores)	754	2,0	2,351	1,6	3.037	4,2	2,351	1,0	9.116	3,2	2,322	1,8
Tarifa horaria de potencia	767	1,4	3,457	0,8	2.986	-1,6	3,895	1,0	8.828	-0,5	3,485	1,4
Alta tensión	3.927	1,6	3,561	0,9	15.353	3,4	3,955	2,2	47.166	5,4	3,815	3,1
Baja tensión	7.296	3,1	9,985	-0,1	32.616	0,7	9,753	0,8	94.007	3,3	9,895	0,9
Sistema peninsular	11.223	2,6	7,737	0,4	47.970	1,6	7,897	0,5	141.173	4,0	7,864	0,9
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.808	3,9	1,662	1,0	20.090	4,6	1,773	0,7	61.400	4,9	1,621	2,4
Exportaciones	198	-69,2	0,122	-2,5	678	-69,5	0,162	0,5	5.575	8,4	0,144	-1,4
Total	5.006	-5,0	1,601	9,6	20.768	-3,1	1,720	7,9	66.974	5,2	1,498	2,1

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

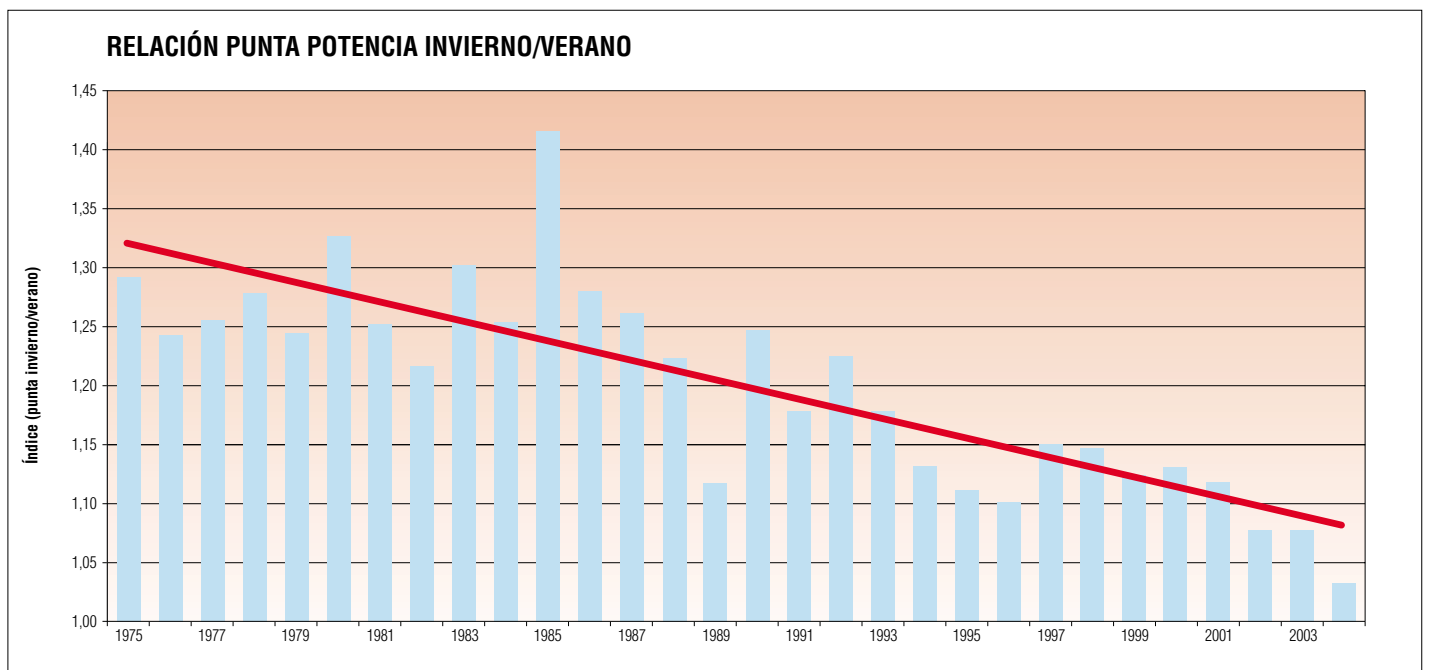
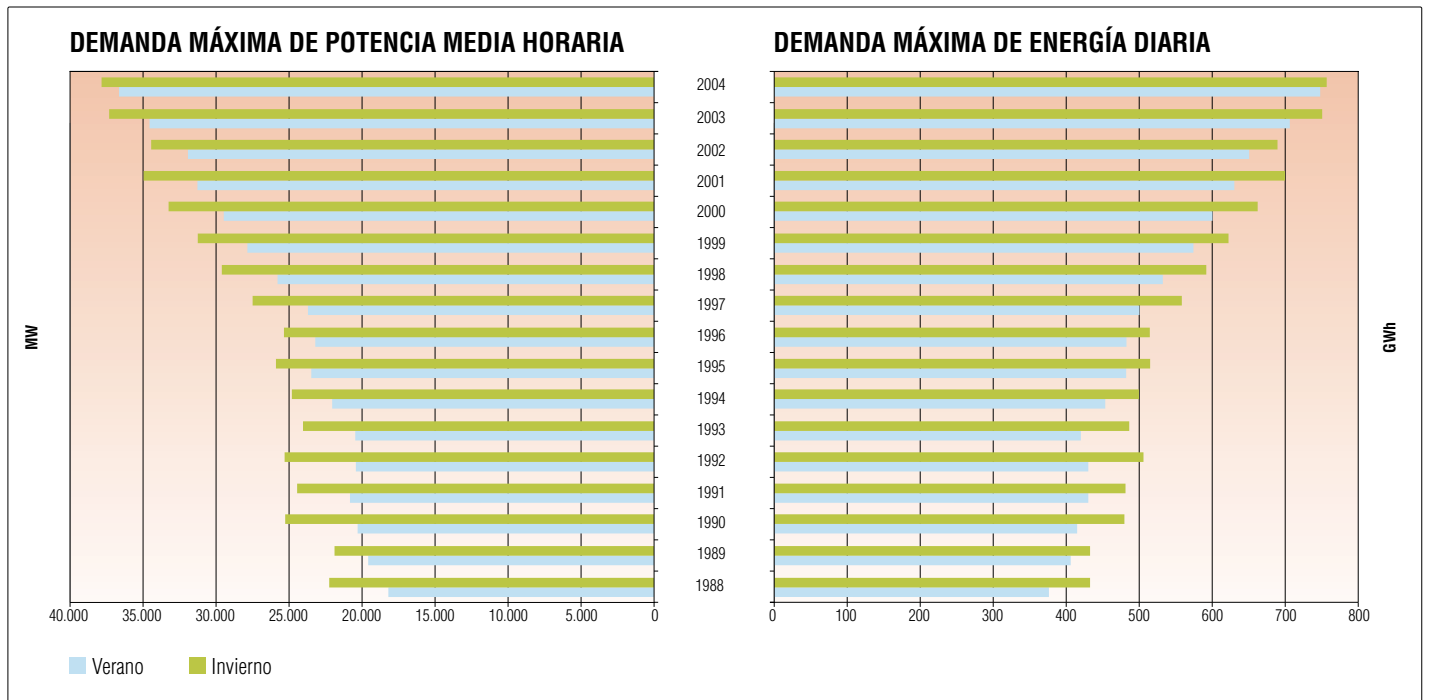
Anexo

SISTEMA PENINSULAR. MÁXIMOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Máximos anuales de demanda de potencia media horaria y energía diaria

Potencia media horaria (MW)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004(*)
Invierno	24.764	25.813	25.357	27.369	29.484	31.247	33.236	34.930	34.336	37.212	37.724
Verano	21.879	23.227	23.025	23.788	25.710	27.792	29.388	31.238	31.868	34.538	36.619
Energía diaria (GWh)											
Invierno	500	516	514	559	582	622	663	700	690	753	753
Verano	453	483	483	501	533	573	600	632	652	708	752

(*) Datos a 31/07/04





MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 902 446 006. Fax: 91 457 80 66
<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>