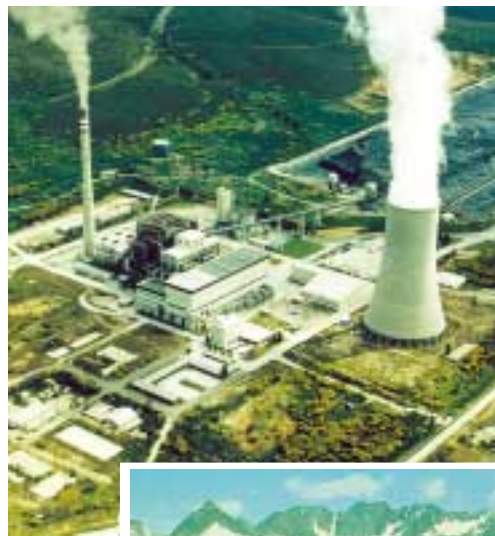


ENERGÍA ELÉCTRICA

AGOSTO 2004. Nº 75



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	
• Grupos generadores de ciclo combinado con puesta en servicio en 2002-2004	

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el mes de agosto, la demanda de energía eléctrica se ha situado en 19.102 GWh, un 2,6% más que el año anterior. Este crecimiento es muy inferior al 12,3% al registrado en agosto de 2003.
- Las temperaturas registradas en agosto, inferiores a las del año anterior, han tenido un efecto negativo sobre la demanda del 2,7%. Por el contrario, la mayor laboralidad ha incrementado el crecimiento de la demanda en un 1,1%. Descontando ambos efectos, el crecimiento atribuible a la actividad económica se ha estimado en el 4,2%, tasa 4,5 puntos por debajo de la que se alcanzó en agosto del año anterior.
- Tras el dato de agosto, el incremento acumulado de la demanda durante los ocho

meses transcurridos del año, se ha situado en un 3,8%, tasa inferior en 2,4 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 3,6%.

- Como viene ocurriendo desde que comenzó el año, la estructura de producción de agosto se ha caracterizado por la escasa contribución de la generación hidroeléctrica, un 10,5% de la producción bruta mensual, aportación inferior en casi un punto a la del mes precedente. Por su parte, los grupos nucleares han situado su participación en un 32,4%, porcentaje similar al del mismo mes del año anterior. La producción

térmica convencional, favorecida por el discreto registro de producción hidráulica, ha aportado el 57,1% de la producción bruta total.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda en este mes ha ascendido a 1.349 GWh, con un crecimiento de un 3,1% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 5,8%, 2,2 puntos por debajo de la tasa registrada en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de agosto, la producción neta de régimen ordinario ha cubierto el 85,0% de la demanda peninsular, mientras que la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 17,5%. De estos valores hay que deducir un 2,6% que ha ido a cubrir el saldo de intercambios internacionales que ha resultado exportador en 491 GWh.
- El precio medio en el mercado de producción se ha situado en 3,511€/kWh, un 2,8% menor al registrado el mes pasado y un 24,7% inferior al alcanzado en agosto de 2003.
- El precio medio de los últimos doce meses se ha situado en 3,451 c€/kWh, un 7,7% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el mes de agosto ha sido de 4,021 c€/kWh, un 20,4% 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 ocho primeros meses del año, ha sido 6,181 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 3,579 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,264 c€/kWh, un 42,3% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

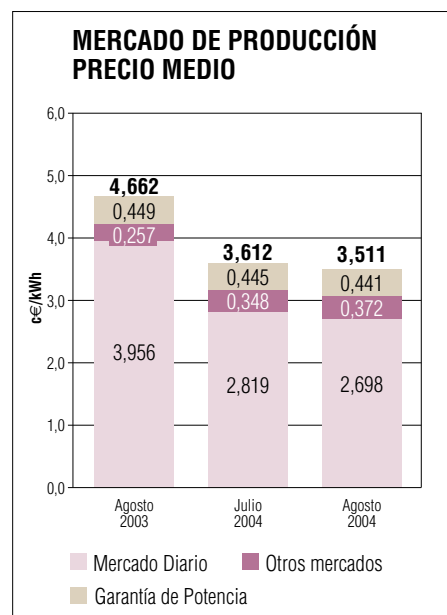
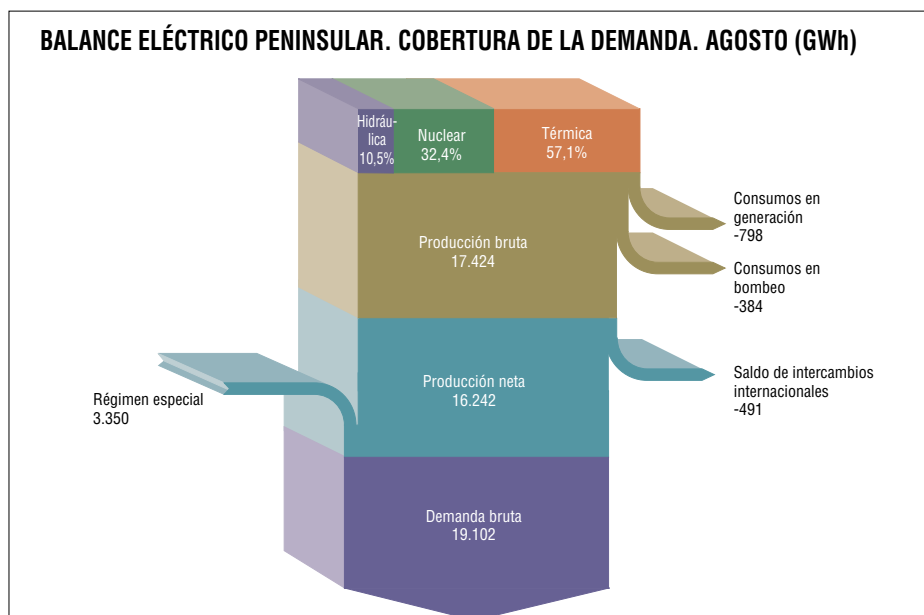
Balance eléctrico	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	16.242	1,9	128.958	5,7	190.153	6,5
Régimen especial	3.350	31,2	28.852	10,8	42.579	10,0
Intercambios internacionales	-491	-	-2.855	-	-2.783	-
Demanda bruta	19.102	2,6	154.956	3,8	229.950	4,6
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	1.283	4,1	8.664	5,5	12.841	6,4
Régimen especial	65	-12,8	480	-7,5	700	-4,0
Demanda bruta	1.349	3,1	9.144	4,7	13.541	5,8

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

Coste de adquisición de la energía	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	4,534	-15,5	4,264	-5,3	4,369	-3,3
En el mercado	3,904	-21,6	3,579	-9,4	3,709	-6,7
Al régimen especial	6,447	-9,8	6,181	-1,9	6,259	0,0
Compras otros agentes en el mercado (**)	3,067	-27,9	2,996	-12,2	3,175	-9,3
Total	4,021	-20,4	3,824	-8,5	3,967	-5,9

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

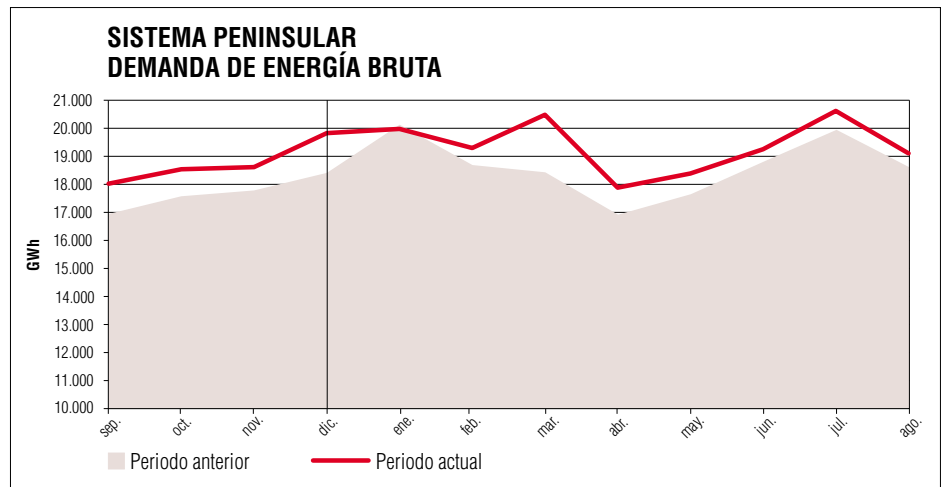
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

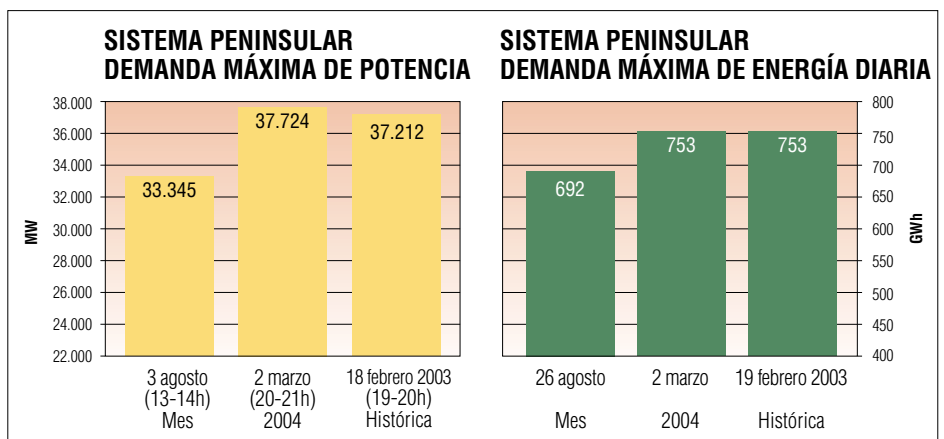
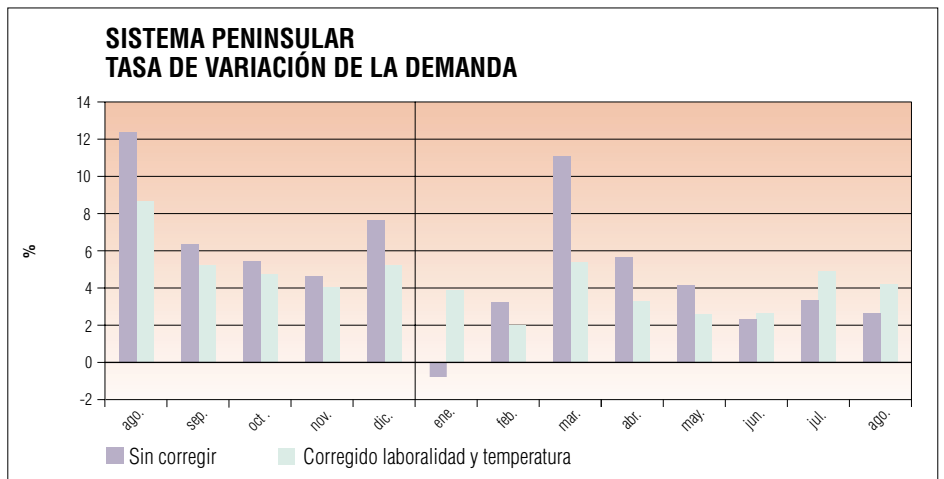
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de agosto, la demanda de energía eléctrica ha alcanzado un valor de 19.102 GWh, situando la tasa de crecimiento en un 2,6%, muy inferior al 12,5% registrado en agosto de 2003.
- La laboralidad ha tenido una influencia positiva sobre el crecimiento de la demanda de 1,1 puntos.
- En el mes de agosto, las temperaturas han resultado inferiores a las de agosto del año anterior, teniendo un efecto negativo sobre la demanda de 2,7 puntos. La temperatura media registrada en el mes de agosto ha sido de 24,6 °C, inferior casi dos grados a la temperatura media del año anterior. Tanto las temperaturas máximas como las mínimas han sido inferiores a las registradas en agosto de 2003. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 30,0 °C, inferior a los 32,2 °C registrados en agosto del año pasado, y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 19,3 °C, 1,1 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 4,2%. Esta tasa se sitúa 4,5 puntos por debajo de la que se alcanzó en agosto del año 2003.
- Transcurridos los ocho primeros meses del año, el crecimiento de la demanda, se ha situado en el 3,8%, crecimiento inferior en 2,4 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. El efecto de laboralidad ha influido de forma positiva con un 0,6%, mientras que el efecto temperatura ha influido negativamente restando al crecimiento de la demanda un 0,4%. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica ha sido de un 3,6%, valor 1,3 puntos inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de agosto, la demanda máxima de potencia se ha registrado el día 3 a las 13 horas con 33.345 MW. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado el día 26 con 692 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en agosto la demanda ha ascendido a 1.349 GWh, con un crecimiento de un 3,1% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, el crecimiento de la demanda se ha situado en un 5,8%, 2,2 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	19.102	2,6	154.956	3,8	229.950	4,6
Efectos						
Laboralidad	-	1,1	-	0,6	-	0,5
Temperatura	-	-2,7	-	-0,4	-	0,1
Activ. económica y otros	-	4,2	-	3,6	-	4,0
Sistemas extrapeninsulares	1.349	3,1	9.144	4,7	13.541	5,8

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

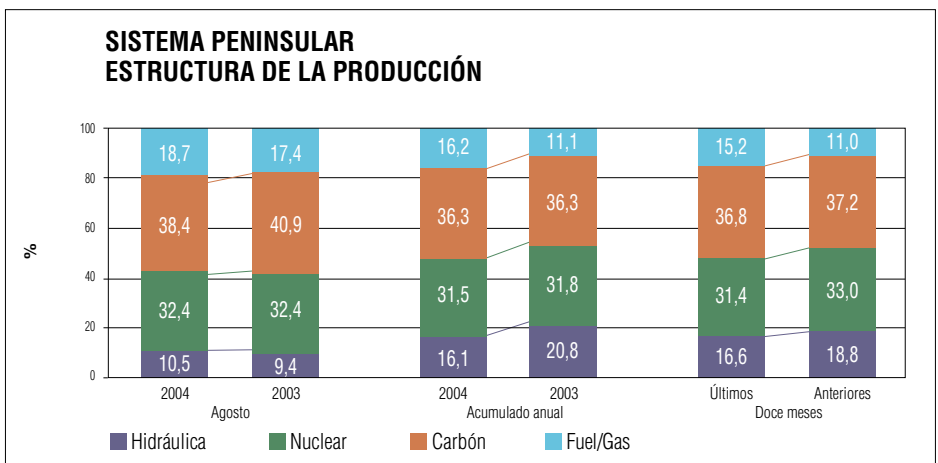
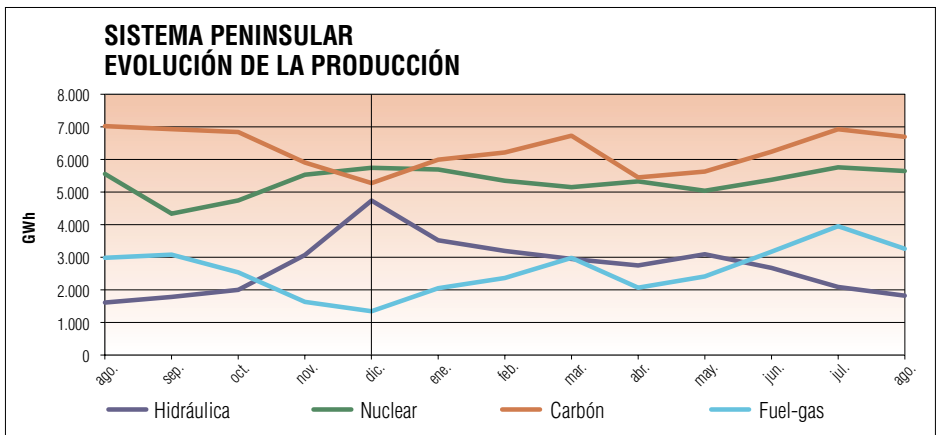
- La producción bruta peninsular ha ascendido en agosto a 17.424 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 1,5%.
- Como viene ocurriendo desde que comenzó el año, en el mes de agosto la producción hidroeléctrica va perdiendo peso en la estructura de producción, aportando este mes un 10,5% de la producción bruta mensual, contribución inferior en casi un punto a la del mes anterior, aunque supera en más de un punto a la registrada en agosto de 2003.
- Por su parte, la producción de los grupos nucleares ha situado su contribución sobre la estructura de producción en un 32,4%, porcentaje muy similar al del mismo mes del año anterior.
- La moderada producción hidráulica ha favorecido el incremento de la generación de los grupos térmicos convencionales, que han aportado el 57,1% de la producción bruta mensual. Dentro de ésta, la generación con fuel-gas ha contribuido con un 18,7% a la producción bruta mensual, mientras que los grupos de carbón han contribuido con un 38,4% a la producción bruta.
- La estructura de producción de los últimos doce meses difiere respecto a la del mismo periodo del año anterior. La producción hidráulica ha reducido su participación en la estructura de producción a un 16,6% frente al 18,8% del periodo anterior. Por el contrario, la producción con el equipo térmico convencional ha incrementado su participación, representando el 52,0% de la producción bruta del periodo. Dentro de ésta, destaca la aportación del 15,2% de los grupos de fuel-gas, más de cuatro puntos superior a su contribución en el periodo del año anterior. La producción nuclear también reduce su aportación a la estructura de producción, contribuyendo con un 31,4%.
- Transcurridos ocho meses del año, la producción neta de régimen ordinario ha cubierto el 83,2% de la demanda, 1,5 puntos más que el mismo periodo del año 2003. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 18,2%, 1,2 puntos más que el mismo periodo del año anterior. De estos valores hay que restar el 1,8% destinado a cubrir el saldo de intercambios internacionales que ha sido exportador en 2.855 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante el periodo enero-agosto, las centrales de fuel han aportado un 69,3% de la demanda, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 25,5%, y la energía adquirida al régimen especial el 5,3% restante.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	1.823	13,1	22.095	-18,7	33.690	-6,6
Nuclear	7.876	5.645	1,6	43.337	4,4	63.695	0,5
Carbón	11.565	6.694	-4,7	49.872	5,4	74.822	4,6
Fuel-Gas	12.505	3.261	9,3	22.264	54,3	30.860	45,9
Producción bruta	48.603	17.424	1,5	137.569	5,5	203.067	5,7
Consumos generación		-798	4,2	-5.670	6,8	-8.423	5,2
Consumos bombeo		-384	-18,8	-2.941	-6,0	-4.491	-19,2
Producción neta		16.242	1,9	128.958	5,7	190.153	6,5
Régimen especial	13.709	3.350	31,2	28.852	10,8	42.579	10,0
Intercambios internacionales		-491	-	-2.855	-	-2.783	-
Importaciones		577	-22,9	5.165	-13,3	7.936	-16,8
Exportaciones		-1.068	70,7	-8.019	68,2	-10.719	55,7
Demanda bruta		19.102	2,6	154.956	3,8	229.950	4,6

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-100,0	0	-100,0	0	-78,4
Carbón	510	348	11,5	2.480	5,4	3.674	4,2
Fuel-oil	3.134	1.014	1,7	6.747	5,3	10.008	6,9
Producción bruta	3.645	1.362	4,0	9.227	5,3	13.682	6,1
Consumos generación		-79	3,0	-563	3,0	-841	2,1
Producción neta		1.283	4,1	8.664	5,5	12.841	6,4
Régimen especial	241	65	-12,8	480	-7,5	700	-4,0
Demanda bruta		1.349	3,1	9.144	4,7	13.541	5,8

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

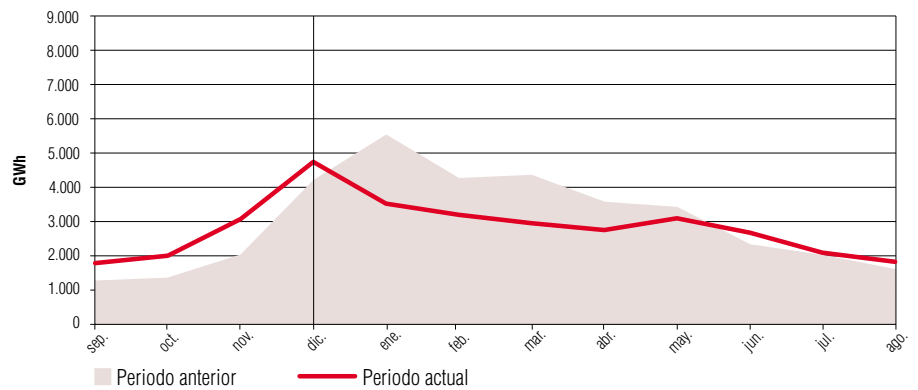


Producción hidroeléctrica

- En el mes de agosto, la producción hidroeléctrica se ha situado un 13,1% por encima de la registrada el mismo mes del año anterior, alcanzando un valor de 1.823 GWh. Dicha producción ha contribuido a la producción bruta mensual en un 10,5%, más de un punto por encima de la aportación de esta tecnología en el mismo mes de 2003.
- Tras el registro del mes de agosto, la producción hidráulica acumulada se ha situado en 22.095 GWh, un 18,7% inferior a la registrada durante los primeros ocho meses del año anterior. Esta generación ha aportado el 16,1% de la producción bruta acumulada, 4,7 puntos por debajo de su aportación en el mismo periodo del año anterior.
- En el transcurso del mes de agosto las cuencas Tajo-Júcar-Segura y Guadiana, han reducido su producción en un 12,4% y un 8,9% respectivamente, mientras que el resto de las cuencas han incrementado su producción respecto al mismo mes del año anterior con valores que oscilan entre un 4,5% en la cuenca Norte al 33,1% en la cuenca del Ebro.
- Durante este mes apenas se han registrado precipitaciones en toda la península, a excepción de la zona noroeste.
- Desde el punto de vista hidrológico, en el conjunto del mes de agosto se ha registrado una energía producible de 499 GWh, registro igual al valor característico para un mes de agosto genérico.
- Una vez transcurridos ocho meses del año, la energía hidráulica producible ha sido de 17.585 GWh, muy por debajo de los 22.909 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de agosto, el volumen de reservas se ha situado 8.322 GWh, un 11,2% inferior al que existía a finales de julio, debido entre otras causas a las escasas precipitaciones registradas durante este mes, propias de esta época del año. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 46,5% de la capacidad total, 5,9 puntos por debajo al registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de agosto

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.

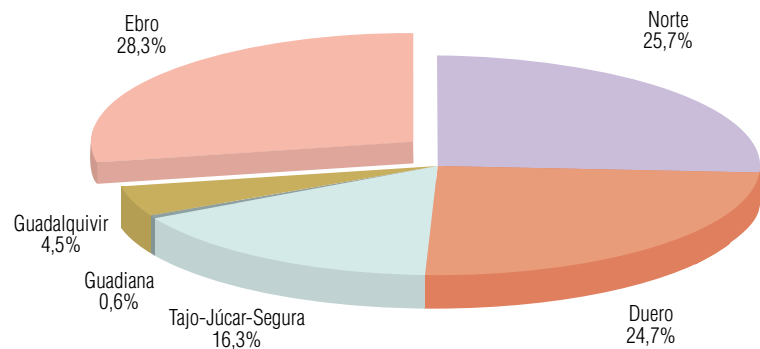
SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA



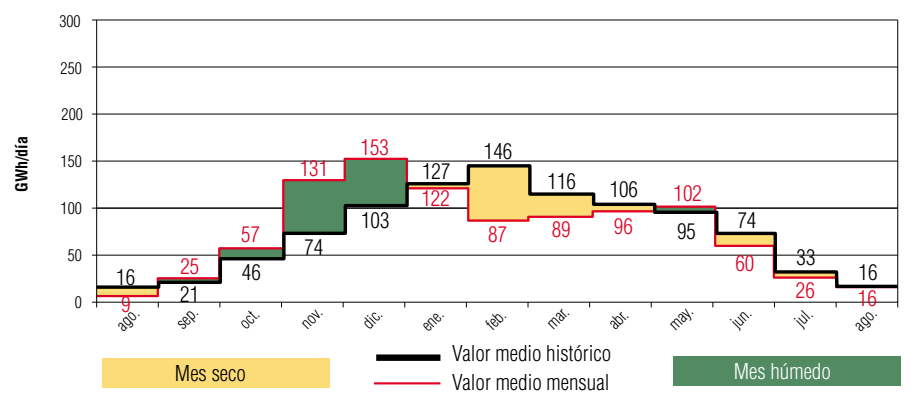
Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	444	4,5	5.686	-24,9	8.583	-21,8
Duero	3.556	396	30,1	5.447	-29,8	8.780	-8,0
Tajo-Júcar-Segura	4.175	287	-12,4	3.595	-24,9	6.063	-2,4
Guadiana	233	27	-8,9	137	2,2	142	1,0
Guadalquivir	1.016	145	9,7	987	5,3	1.309	6,0
Ebro	3.483	524	33,1	6.245	4,3	8.814	10,5
Sistema peninsular	16.657	1.823	13,1	22.095	-18,7	33.690	-6,6
Canarias	1	0	-	0	-	0,2	-78,4
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	0,2	-78,4

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL



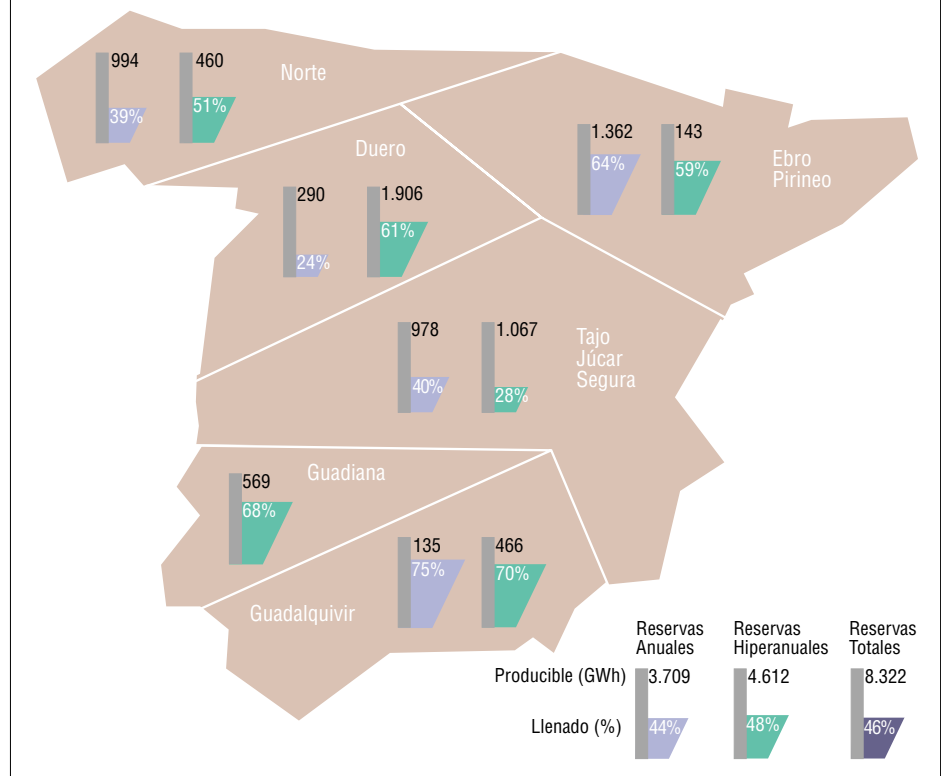
SISTEMA PENINSULAR ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE



con un nivel de reservas de 4.612 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 48,3%, 4,5 puntos menos al registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 69,6% en la cuenca del Guadalquivir y un mínimo del 28,3% 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 3.709 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 44,4%, 14,4 puntos por debajo al del mes precedente. Por cuencas, el máximo nivel de llenado ha correspondido a la cuenca del Guadalquivir, con un porcentaje de 74,8%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Duero, que ha alcanzado el 24,5%.

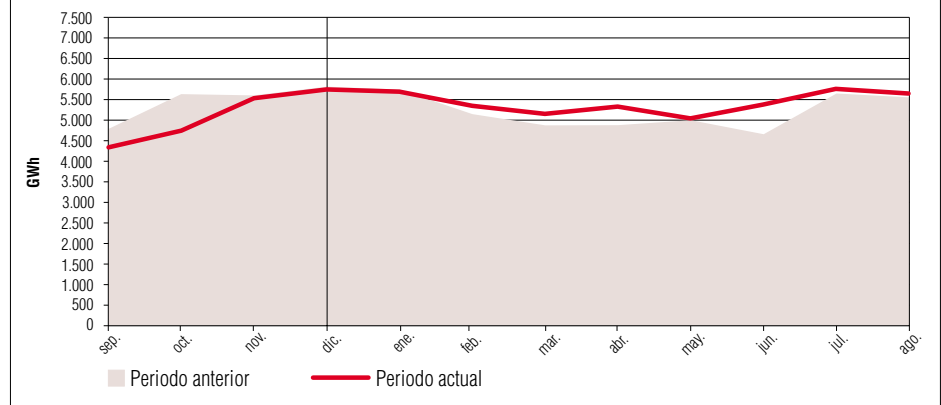
RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 31 DE AGOSTO DE 2004 (GWh)



Producción nuclear

- La producción nuclear, durante el mes de agosto, se ha situado en 5.646 GWh, un 1,6% por encima de la producción registrada en el mismo mes del año anterior.
- Esta generación ha aportado el 32,4% de la producción bruta mensual, valor similar a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año pasado.
- Como ha venido sucediendo desde hace un par de años, durante el mes de agosto, no se ha producido ninguna revisión anual en el equipo nuclear, aunque en los últimos días del mes la central nuclear de Vandellòs ha tenido que desacoplar por problemas técnicos, lo que ha originado un coeficiente de disponibilidad de un 98,8%, inferior en 0,7 puntos al valor registrado el mes anterior y 0,3 puntos por debajo del valor registrado en el mismo mes del año anterior. Por su parte, el factor de carga, influido por estas mismas circunstancias, se ha situado en un 96,3%, 3,6 puntos más que el valor registrado en agosto de 2003.
- En el periodo enero-agosto, la producción nuclear acumulada ha ascendido a 43.340 GWh, un 4,4% superior a la del mismo periodo del año anterior, lo que sitúa en un 31,5% la participación de esta tecnología en la estructura de producción, porcentaje similar al registrado en el mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



Producción bruta Nuclear	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	109	-1,7	814	-6,7	1.081	-3,0
Garoña	466	339	-1,3	2.674	12,3	4.031	8,2
Almaraz I	974	708	0,3	5.668	0,4	7.830	-7,3
Ascó I	1.028	739	-1,7	5.951	20,6	8.935	14,0
Almaraz II	983	708	10,6	5.621	38,7	8.467	23,2
Cofrentes	1.085	806	8,6	6.075	0,3	8.315	-9,6
Ascó II	1.027	752	1,1	5.053	-14,6	8.025	-2,5
Vandellòs II	1.087	710	-3,3	5.998	-1,7	8.419	-9,0
Trillo I	1.066	775	-1,1	5.485	-1,4	8.592	-1,0
Sistema peninsular	7.876	5.645	1,6	43.337	4,4	63.695	0,5

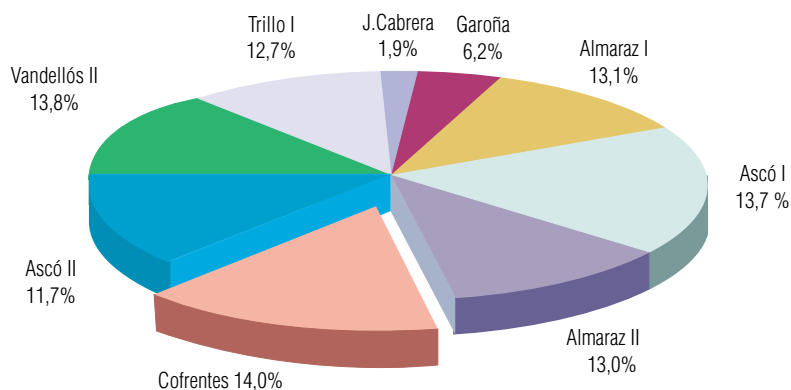
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

- El valor acumulado del coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 95,7% valor superior en 2,9 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, el coeficiente del factor de carga ha alcanzado un valor de 94,0%, 3,3 puntos por encima del alcanzado en los primeros ocho meses del año anterior.
- Durante el mes de agosto, no ha habido ni fabricación, ni importación de ningún elemento combustible.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales, en el mes de agosto, ha ascendido hasta los 9.957 GWh. Aunque ha seguido siendo uno de los registros más elevados del año, comparado con el registro alcanzado en el mismo mes del año anterior, ha resultado un 0,5% inferior.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la producción bruta mensual ha sido de un 57,1%, 1,2 puntos inferior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior, pero superior en casi cinco puntos a la aportación media en el periodo enero-agosto.
- Tras el dato de agosto, la producción térmica acumulada se ha situado un 16,9% por encima de la del mismo periodo del año anterior, con un valor de 72.136 GWh, aportando a la estructura de producción bruta acumulada un 52,5%, 5,1 puntos más que en el mismo periodo del año anterior, esto viene originado por un descenso en la producción hidráulica, que ha sido compensado por el importante incremento de la producción con centrales de ciclo combinado.
- Por tecnologías, durante los ocho meses transcurridos del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 57,4% de la producción térmica total, contribución inferior en 4,9 puntos a la del mismo periodo del año anterior. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 11,7%, 2,6 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 27,7%, 9,6 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, pre-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



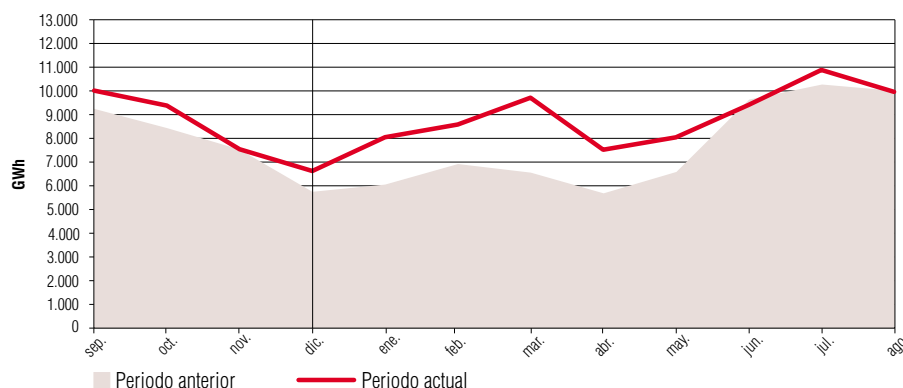
Grupo	Agosto			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada	No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada	No program.
J. Cabrera	91,6	0,0	0,0	86,9	4,8	0,6
Garoña	100,0	0,0	0,0	98,0	0,0	0,9
Almaraz I	97,8	0,0	0,0	99,4	0,0	0,2
Ascó I	96,6	0,0	0,0	98,9	0,0	0,1
Almaraz II	96,8	0,0	0,0	97,7	0,0	1,1
Cofrentes	99,8	0,0	0,4	95,6	0,0	4,0
Ascó II	98,4	0,0	0,0	84,0	11,9	0,4
Vandellós II	87,7	0,0	8,8	94,2	0,0	3,0
Trillo I	97,8	0,0	0,0	87,9	9,3	1,2
Sistema peninsular	96,3	0,0	0,0	94,0	2,9	1,4

Combustible nuclear	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	128	192
Exportación	0	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.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



senta 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 ocho primeros meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbones autóctonos ha sido el 31,5% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 36,6%. La producción con gas ha incrementado de forma importante su producción situándose en un 28,4%, por el contrario la de fuel ha continuado descendiendo hasta un 3,5%.

- Durante el periodo enero-agosto, la producción acumulada de casi 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 casi duplica su producción.
- La utilización del equipo térmico durante el periodo enero-agosto, ha situado el factor de carga del periodo en el 53,1%, valor muy superior al 47,7% registrado el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 87,9%, similar a la del mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los ocho meses transcurridos del año, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 73,1% de la producción térmica total.

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.

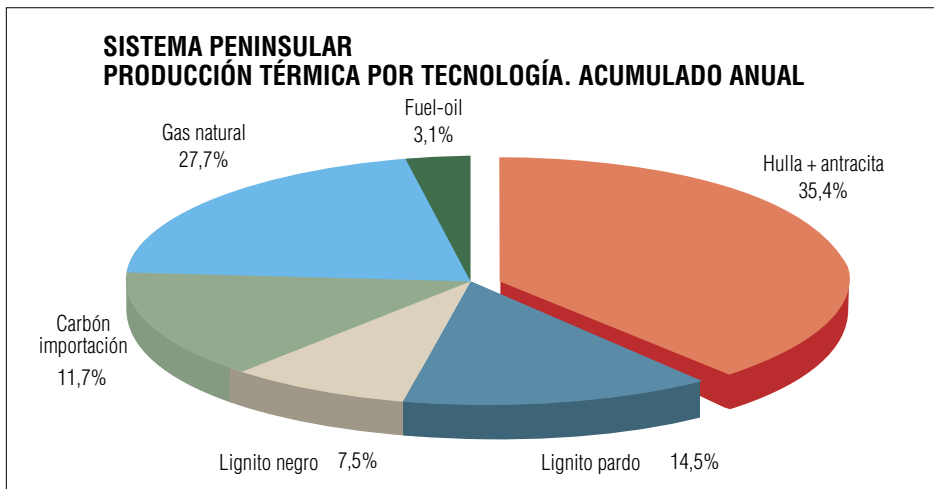
Factor de indisponibilidad: es la relación entre la energía que se ha dejado de producir por paradas o reducciones de potencia, programadas o no programadas, atribuibles a la propia central durante un determinado período de tiempo y la energía que se hubiera podido producir en el mismo período funcionando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

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Agosto		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.434	-6,2	25.538	5,7	38.080	5,1
Lignito pardo	2.031	1.361	7,2	10.436	14,8	15.491	10,7
Lignito negro	1.502	827	3,8	5.444	4,4	8.451	4,5
Carbón importación	1.944	1.073	-17,0	8.454	-4,3	12.799	-3,5
Gas natural (*)	9.007	2.880	18,8	20.001	79,4	27.539	67,4
Fuel-oil	3.498	382	-31,8	2.263	-31,1	3.322	-29,4
Sistema peninsular	24.070	9.957	-0,5	72.136	16,9	105.682	14,0
Carbón	510	348	11,5	2.480	5,4	3.674	4,2
Fuel-oil	3.134	1.014	1,7	6.747	5,3	10.008	6,9
Sistemas extrapeninsulares	3.644	1.362	4,0	9.227	5,4	13.682	6,1

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



Tecnología	Agosto			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	75,8	0,0	6,2	71,6	2,6	9,1
Lignito pardo	90,1	0,0	1,3	87,8	0,0	1,7
Lignito negro	74,0	0,0	4,4	61,9	9,4	4,4
Carbón importación	74,2	0,0	7,3	74,3	3,6	9,2
Gas natural (*)	43,0	0,0	8,6	42,0	0,1	6,9
Fuel-oil	14,7	0,0	27,0	11,0	1,1	28,4
Sistema peninsular	55,6	0,0	9,8	53,1	1,8	10,4
Carbón	91,8	0,0	0,0	83,1	6,4	1,3
Fuel-oil	43,7	1,7	1,8	38,0	4,7	2,8
Sistemas extrapeninsulares	50,5	1,5	1,6	44,4	5,0	2,6

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

Combustible	Agosto					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	774	-9,1	2.500	22,1	1.940	5.929	3,9	16.173	8.841	3,5	24.114
Lignito pardo	150	-38,1	41	5,5	323	1.588	2,0	3.771	2.498	4,3	5.942
Lignito negro	138	382,0	1.558	81,6	384	926	9,4	2.777	1.585	20,0	4.412
Carbón importación	1.346	0,4	2.274	15,9	3.379	9.644	8,3	26.410	14.492	7,6	39.620
Gas natural (**)	857	36,1	-	-	3.495	4.642	66,8	19.714	6.409	57,0	26.663
Gas siderúrgico	31	-21,0	-	-	72	298	10,4	759	451	13,8	1.158
Fuel-oil	145	-25,2	439	-18,6	364	934	-22,5	2.533	1.370	-22,6	3.772
Sistema peninsular	3.441	0,4	6.812	25,1	9.957	23.961	12,6	72.136	35.647	11,5	105.682
Carbón	115	19,9	115	-49,7	348	797	8,5	2.480	1.163	5,1	3.674
Fuel-oil	230	-3,9	181	52,8	1.014	1.539	1,1	6.747	2.330	5,5	10.008
Sistemas extrapeninsulares	345	2,9	296	-14,7	1.362	2.336	3,5	9.227	3.494	5,4	13.682

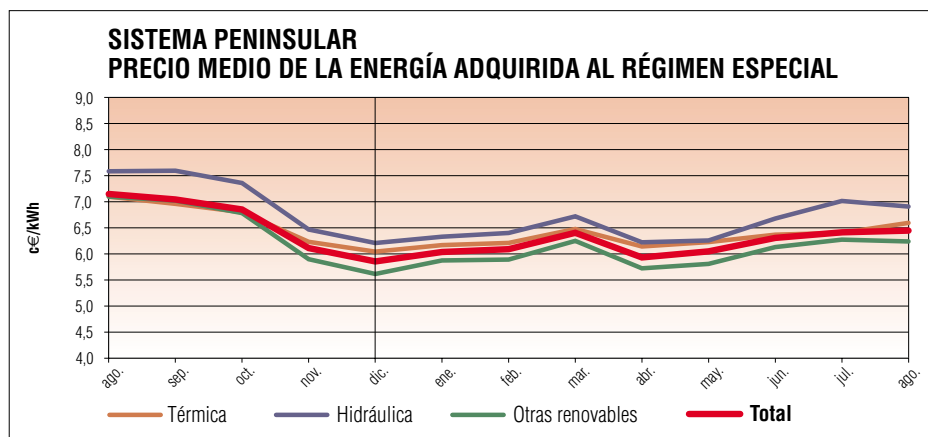
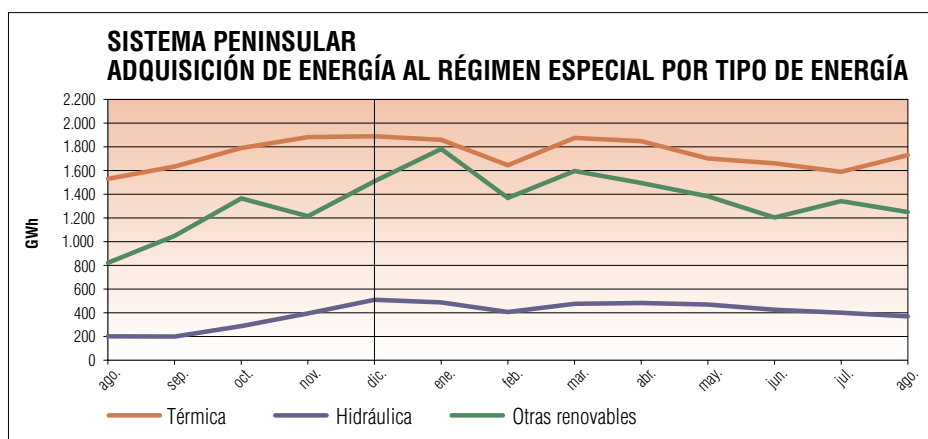
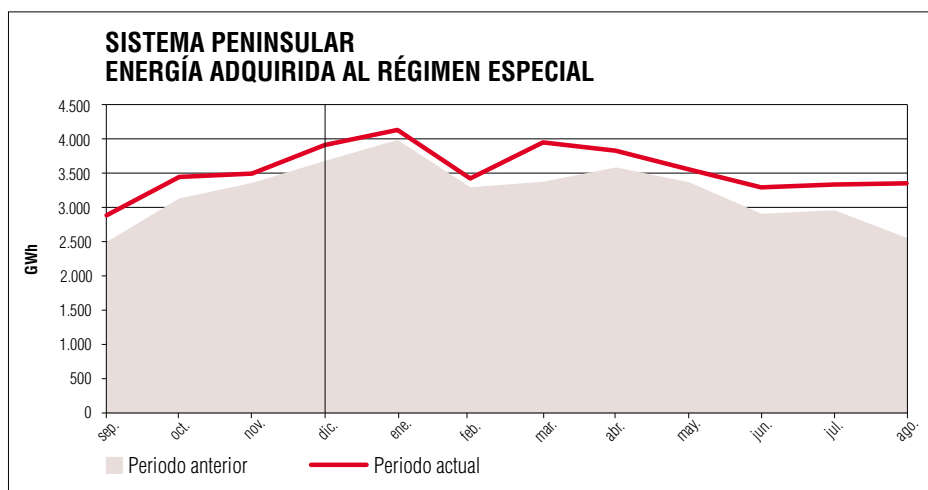
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS

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 agosto se ha situado en 3.350 GWh, con un crecimiento del 31,2% respecto al mismo mes del año anterior.
- El volumen de energía acumulado, tras el dato de agosto, ha ascendido hasta 28.851 GWh, un 10,8% superior a la del mismo período del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 18,6% de la demanda acumulada en el año, alrededor de un punto por encima a la contribución de esta tecnología en el mismo período del año anterior.
- En los últimos doce meses, la energía acumulada ha ascendido a 42.578 GWh, con un crecimiento de 10,0% respecto al mismo período 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 18,2% y han aportado el 38,9% del total de energía adquirida en el régimen especial, 2,7 puntos más que en el mismo período anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de agosto, el volumen de adquisiciones al régimen especial ha descendido a 65 GWh, un 12,8% 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 cuatro puntos respecto al mismo período del año anterior y han aportado el 5,2% de la demanda interanual, aportación inferior en medio punto a la contabilizada en mismo período del año 2003.
- Durante el mes de agosto, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial, se ha situado en 6,447 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 6,259 c€/kWh.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses, el precio más alto ha correspondido a la energía procedente de las centrales hidráulicas, 6,554 c€/kWh, mientras que la energía procedente de centrales térmicas ha alcanzado los 6,383 c€/kWh y la energía adquirida a Otras Renovables se ha situado a 6,075 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	Agosto				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	1.730	13,1	6,595	-7,1	13.909	4,5	6,313	-0,9	21.104	6,0	6,383	2,3
Hidráulica	1.486	370	83,2	6,908	-8,9	3.521	3,8	6,483	-0,9	4.914	2,7	6,554	0,1
Otras renovables	5.957	1.250	52,1	6,239	-12,1	11.421	22,4	5,987	-2,4	16.560	18,2	6,075	-1,7
Sistema peninsular	13.709	3.350	31,2	6,447	-9,8	28.851	10,8	6,181	-1,9	42.578	10,0	6,259	0,0
Térmica	101	34	-11,4	-	-	250	-10,1	-	-	363	-7,2	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	-14,5	-	-	1	0,00	-	-	2	0,0	-	-
Otras renovables	140	32	-14,2	-	-	229	-5,0	-	-	335	-0,3	-	-
Sistemas extrapeninsulares (**)	241	65	-12,8	-	-	480	-7,5	-	-	700	-4,0	-	-

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

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

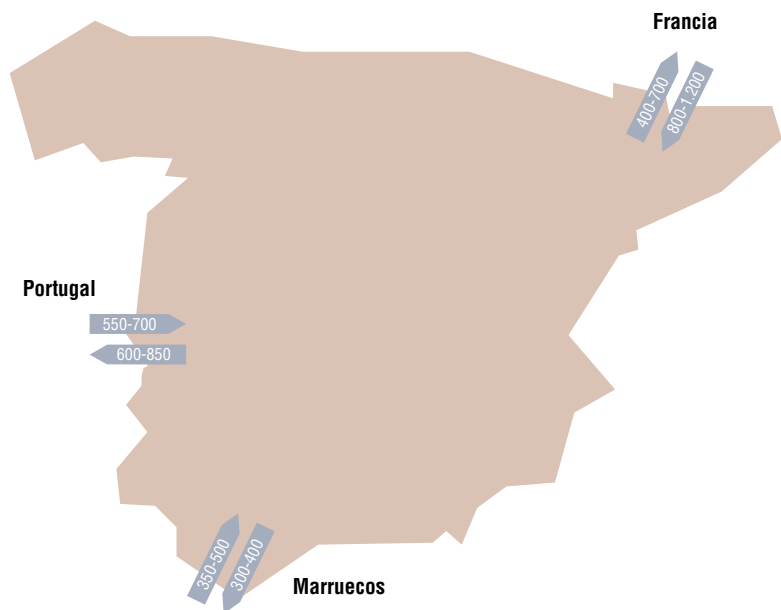
(**) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

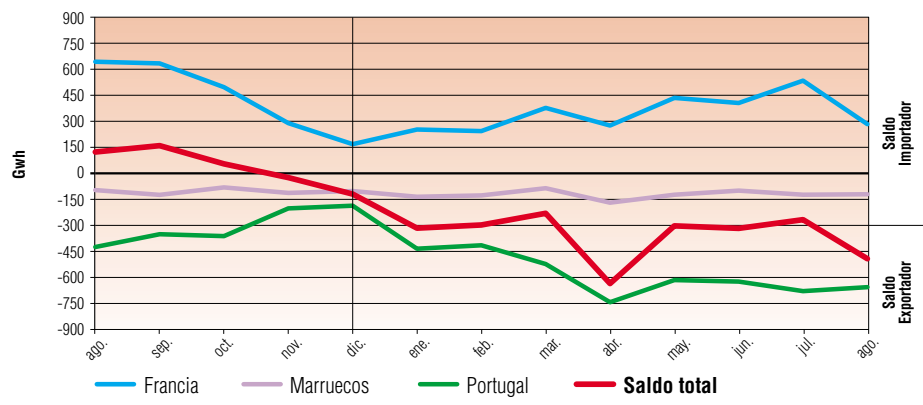
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de agosto ha ascendido a 1.646 GWh, un 19,7% por encima de la del mismo mes del año anterior. El 64,9% de este volumen ha correspondido a operaciones de exportación, generando un saldo mensual exportador de 491 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 75,3% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA han ascendido, en agosto, a un volumen de 390 GWh, un 23,7% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 1,0% restante.
- Durante el mes de agosto, 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 732 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 372 GWh, Marruecos, 122 GWh y Andorra, 13 GWh.
- Durante los ocho meses transcurridos del año, el volumen total de energía intercambiada ha alcanzado los 13.186 GWh, un 22,9% más que en el mismo periodo del año anterior. El 75,1% de esta energía, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 6.049 GWh. El 4,1% 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 3.099 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos han representado el 1,4% del volumen, aportando un saldo importador de 94 GWh.
- Por lo tanto, tras el dato de agosto, el saldo acumulado de intercambios internacionales ha resultado nuevamente exportador con una energía de 2.856 GWh.
- El 57,7% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, durante los ocho primeros meses del año, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 30,1% con Francia, el 10,4% con la frontera de Marruecos y el 1,9% restante con Andorra.
- En el mes de agosto, 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 AGOSTO 2004 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



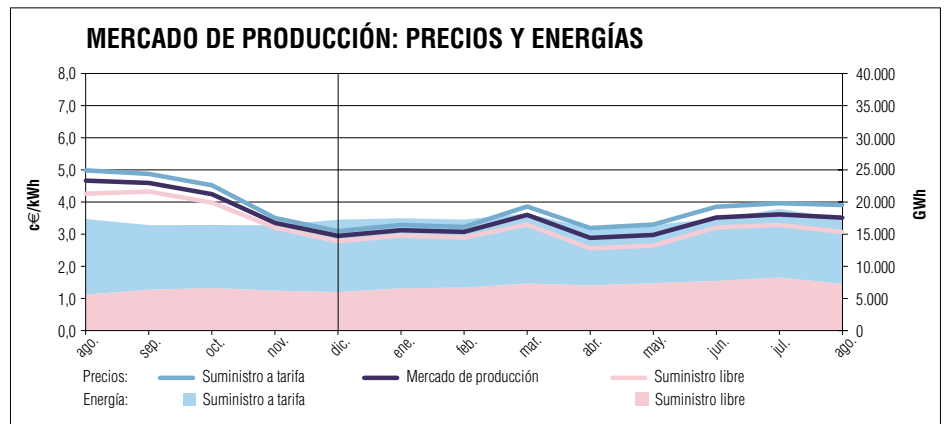
Intercambios internacionales (GWh)*	Agosto			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-13	-13	0	-176	-176	0	-260	-260
Francia	142	-226	-84	1.385	-1.510	-125	2.039	-1.960	79
Marruecos	0	-122	-122	6	-1.021	-1.015	6	-1.447	-1.441
Portugal	40	-691	-651	429	-4.971	-4.542	751	-6.435	-5.684
Mercado: Agentes	182	-1.052	-870	1.820	-7.678	-5.858	2.796	-10.102	-7.306
Francia	390	0	390	3.099	0	3.099	4.619	0	4.619
Mercado: Contratos REE	390	0	390	3.099	0	3.099	4.619	0	4.619
Andorra	0	0	0	0	-12	-12	0	-33	-33
Francia	4	0	4	49	-31	18	96	-137	-41
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	56	-253	-197	220	-401	-181
Contratos bilaterales	4	0	4	105	-296	-191	316	-571	-255
Andorra	0	0	0	5	0	5	9	0	9
Francia	0	-13	-13	42	-40	2	70	-40	30
Marruecos	1	0	1	34	0	34	41	0	41
Portugal	0	-3	-3	60	-7	53	86	-7	79
Apoyo y desvíos	1	-16	-15	141	-47	94	206	-47	159
Total intercambios	577	-1.068	-491	5.165	-8.019	-2.855	7.936	-10.719	-2.783

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- En el mes de agosto, los precios en el mercado de producción han sido notablemente inferiores a los del mismo mes del año anterior y ligeramente menores a los del mes precedente.
- El precio medio ha sido 3,511 c€/kWh, un 2,8% menos que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 17.862 GWh. Respecto de agosto de 2003, el precio ha disminuido un 24,7%, mientras que la demanda se ha mantenido constante. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 3,451 c€/kWh, un 7,7% 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 10.175 GWh, lo que supone una disminución del 13,2% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 3,904 c€/kWh, un 1,4% menor que el mes anterior y un 21,6% menos que el mismo mes de 2003.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 7.263 GWh, un 12,0% menos que el mes pasado y un 29,7% más que hace un año. Esta cifra representa el 40,7% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 3,067 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 21,4% inferior debido, prin-



Precios	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/jul.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	3,511	-2,8	-24,7	3,297	-11,0	3,451	-7,7
Mercado diario	2,698	-4,3	-31,8	2,647	-11,7	2,788	-8,0
Otros mercados	0,372	6,9	44,7	0,206	-18,9	0,217	-16,8
Garantía de potencia	0,441	-0,9	-1,8	0,444	-1,7	0,447	-0,8
Suministro a tarifa (**)	3,904	-1,4	-21,6	3,579	-9,4	3,709	-6,7
Mercado diario	2,722	-4,6	-32,0	2,665	-11,7	2,802	-7,9
Otros mercados	0,408	5,2	39,7	0,231	-21,0	0,244	-19,1
Garantía de potencia	0,774	7,8	13,0	0,683	6,5	0,663	4,6
Suministro libre (***)	3,067	-6,6	-27,9	2,996	-12,2	3,175	-9,3
Mercado diario	2,682	-4,1	-32,3	2,642	-12,3	2,798	-8,9
Otros mercados	0,385	3,5	30,5	0,187	-27,7	0,221	-18,5
Garantía de potencia	0,000	-	-	0,156	11,0	0,155	0,1

Energías	Agosto			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/jul.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	17.862	-7,7	0,0	142.226	5,0	210.345	5,7
Suministro a tarifa (**)	10.175	-4,4	-13,2	80.778	-5,1	122.033	-2,0
Suministro libre (***)	7.263	-12,0	29,7	58.201	24,6	83.357	21,7
Contratos bilaterales	85	-6,7	322,5	698	-15,7	1.140	1,3

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 periodo 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
D1	3,990	3,166	2,857	2,839	2,734	2,638	2,567	2,404	2,551	2,838	3,344	3,439	3,382	3,678	3,790	3,371	3,364	3,380	3,619	3,276	3,575	4,211	6,637	5,019	3,488
L2	4,086	3,388	2,996	2,872	2,822	2,791	2,955	3,104	3,508	4,755	4,978	5,055	5,242	5,228	5,006	5,163	5,344	5,582	5,673	5,222	5,020	5,031	5,213	3,856	4,503
M	3,872	2,977	2,804	2,722	2,606	2,590	2,818	3,009	3,137	4,238	3,934	4,071	4,128	4,749	4,158	5,094	5,208	5,247	5,171	4,085	4,453	4,571	5,020	3,388	3,987
X4	3,413	2,884	2,848	2,695	2,614	2,588	2,754	2,857	3,101	4,033	3,823	3,927	4,472	4,590	3,869	3,690	3,711	3,750	3,737	3,677	3,525	3,622	3,583	3,187	3,501
J5	2,795	2,602	2,334	2,301	2,256	2,304	2,590	2,798	2,998	4,066	4,058	4,179	4,638	4,837	4,212	4,611	4,632	5,069	4,629	4,604	4,126	4,638	4,687	3,317	3,806
V6	2,621	2,463	2,175	2,036	2,007	2,118	2,486	2,743	2,861	3,560	4,022	4,042	4,698	4,526	3,798	3,794	3,684	4,149	3,669	3,473	3,369	3,511	3,690	3,223	3,353
S7	3,941	3,192	2,637	2,563	2,441	2,449	2,450	2,489	2,732	3,135	3,407	3,689	3,782	3,837	3,638	3,635	3,341	3,387	3,295	3,186	3,043	3,740	3,833	3,004	3,229
D8	2,890	2,628	2,590	2,490	2,453	2,442	2,249	2,160	2,210	2,247	2,712	2,672	2,671	2,634	2,725	2,723	2,778	2,834	3,030	3,035	3,197	3,619	4,493	3,740	2,840
L9	2,740	2,599	2,356	2,096	2,031	2,038	2,623	2,737	2,790	3,487	3,742	4,204	4,405	4,444	3,715	3,760	4,021	4,796	4,804	4,580	3,711	4,316	4,532	3,128	3,577
M10	2,648	2,518	2,179	2,023	1,946	2,154	2,571	2,645	2,804	3,305	3,338	3,524	3,607	3,550	3,304	3,351	3,459	3,533	3,548	3,312	3,060	3,530	3,573	2,935	3,059
X11	2,499	2,432	1,945	1,945	1,896	1,935	2,437	2,666	2,763	3,472	3,510	3,656	3,675	3,685	3,501	3,410	3,459	3,656	3,649	3,477	3,357	3,585	3,609	2,808	3,095
J12	2,808	2,562	2,024	1,912	1,916	2,073	2,587	2,647	2,844	3,382	3,446	3,604	3,588	3,574	3,508	3,170	3,218	3,340	3,389	3,332	2,813	3,536	3,583	3,128	3,056
V13	2,814	2,708	2,393	2,234	2,033	2,245	2,575	2,662	2,781	3,410	3,509	3,588	3,649	3,676	3,589	3,510	3,533	3,579	3,525	3,477	3,374	3,637	3,670	3,290	3,199
S14	3,004	2,920	2,548	2,605	2,452	2,388	2,439	2,476	2,876	3,303	3,616	3,573	3,747	3,864	3,801	3,960	3,819	3,750	3,706	3,646	3,608	3,916	4,274	3,952	3,385
D15	3,780	3,034	3,004	2,820	2,662	2,613	2,598	2,486	2,693	2,995	3,552	3,720	3,736	3,851	3,719	3,532	3,298	3,336	3,340	3,377	3,665	4,176	4,914	3,878	3,394
L16	4,892	3,945	3,056	2,850	2,573	2,661	2,829	3,567	3,238	4,615	4,553	4,116	4,672	4,771	3,807	3,750	4,100	4,557	4,681	3,670	3,511	3,812	4,915	3,438	3,857
M17	2,739	2,838	2,530	2,480	2,392	2,373	2,609	3,019	2,915	2,937	3,272	3,220	3,073	3,148	2,834	2,889	3,194	3,452	3,410	3,314	2,953	3,492	3,386	2,723	2,989
X18	2,515	2,395	2,138	2,121	2,128	2,144	2,412	2,599	2,258	2,703	3,039	3,123	3,306	3,311	3,328	3,206	3,387	3,520	3,463	3,458	3,334	3,708	3,682	3,289	2,987
J19	3,173	2,838	2,257	2,167	1,963	2,139	2,650	2,919	2,892	3,429	3,480	3,370	3,454	3,443	3,383	3,378	3,395	3,479	3,486	3,488	3,300	3,678	3,838	3,319	3,166
V20	3,094	2,792	2,436	2,258	2,052	2,163	2,694	2,933	2,965	3,311	3,430	3,438	3,533	3,561	3,470	3,305	3,311	3,362	3,334	3,314	3,330	3,681	3,624	3,342	3,155
S21	3,062	3,055	2,563	2,655	2,508	2,427	2,449	2,580	3,017	3,454	4,056	4,006	3,617	4,034	3,586	3,588	3,461	3,399	3,540	3,350	3,265	4,124	3,982	3,355	3,340
D22	3,477	3,369	3,063	3,079	2,667	2,654	2,523	2,465	2,481	2,657	2,885	3,099	3,148	3,442	3,494	3,210	3,078	2,979	3,080	3,084	3,078	3,656	3,886	3,299	3,101
L23	2,998	2,517	2,314	2,321	2,271	2,311	2,661	3,012	3,263	3,751	4,832	4,254	4,480	4,238	3,917	3,810	3,791	4,619	4,027	3,659	3,739	4,791	3,766	3,341	3,647
M24	3,056	2,785	2,631	2,554	2,482	2,548	2,748	3,095	3,295	3,601	4,469	4,981	5,192	4,933	4,352	4,609	4,000	4,351	4,025	3,885	3,632	4,126	3,902	3,384	3,795
X25	3,242	2,925	2,647	2,423	2,329	2,399	2,679	3,137	2,972	3,493	3,909	4,517	4,924	5,040	4,504	4,006	4,063	4,079	4,056	3,795	3,699	3,867	3,619	3,085	3,638
J26	3,253	2,981	2,617	2,326	2,277	2,484	2,994	3,236	3,360	3,831	4,730	5,151	5,239	5,131	5,400	5,033	4,711	4,996	4,975	4,306	3,714	5,164	3,956	3,475	4,059
V27	3,599	3,328	2,870	2,745	2,744	2,798	3,188	3,810	3,567	4,262	5,024	5,245	5,686	5,758	5,264	4,732	4,658	5,225	4,929	4,870	4,719	5,566	5,096	3,783	4,411
S28	3,646	3,312	3,007	3,039	2,791	2,732	2,836	2,890	3,063	3,326	3,709	3,677	3,814	3,839	3,723	3,511	3,208	3,115	3,115	3,116	3,331	4,105	3,818	3,387	3,365
D29	2,903	2,798	2,931	2,937	2,883	2,760	2,751	2,739	2,678	3,121	3,379	3,420	3,526	3,522	3,625	3,535	3,416	3,260	3,123	3,215	3,322	3,846	3,834	3,497	3,233
L30	3,319	3,026	2,767	2,565	2,478	2,484	2,798	2,959	3,104	3,540	3,604	4,023	4,054	4,418	4,359	4,187	4,527	4,705	4,546	4,084	3,781	4,089	3,690	3,232	3,699
M31	3,327	2,995	2,680	2,479	2,420	2,565	2,923	3,409	3,973	4,665	5,115	5,060	5,276	5,327	5,102	4,497	4,705	4,868	4,741	4,384	4,241	4,896	4,300	3,832	4,188
Media	3,234	2,902	2,588	2,489	2,382	2,421	2,666	2,867	2,985	3,560	3,868	3,982	4,146	4,213	3,932	3,858	3,859	4,049	3,967	3,743	3,599	4,089	4,112	3,411	3,511

Mínimo: 1,896 Precios de 1,896 a 3,004

Precios de 3,004 a 3,646

Precios de 3,646 a 6,637

Máximo: 6,637

Percentiles del 33% de los valores registrados en el mes.

cialmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

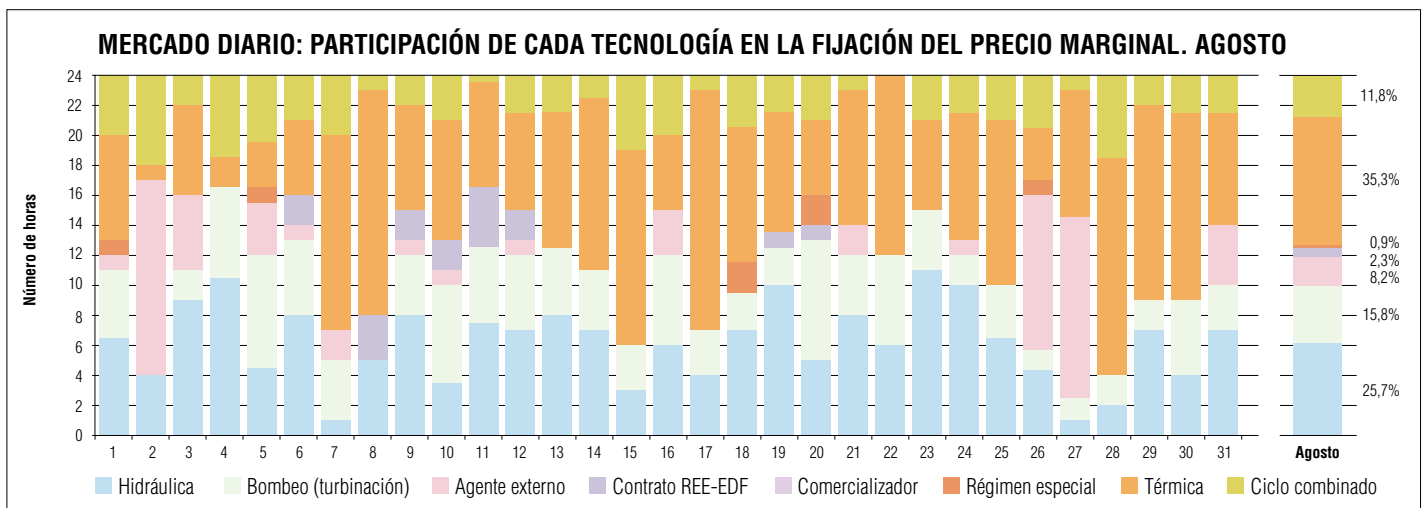
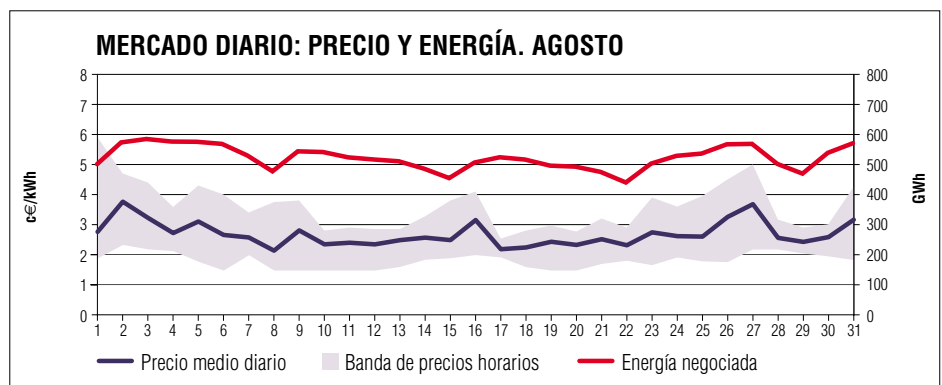
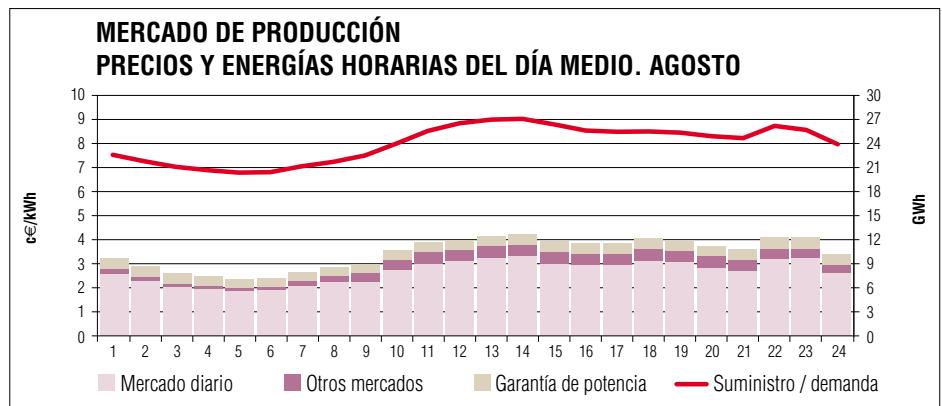
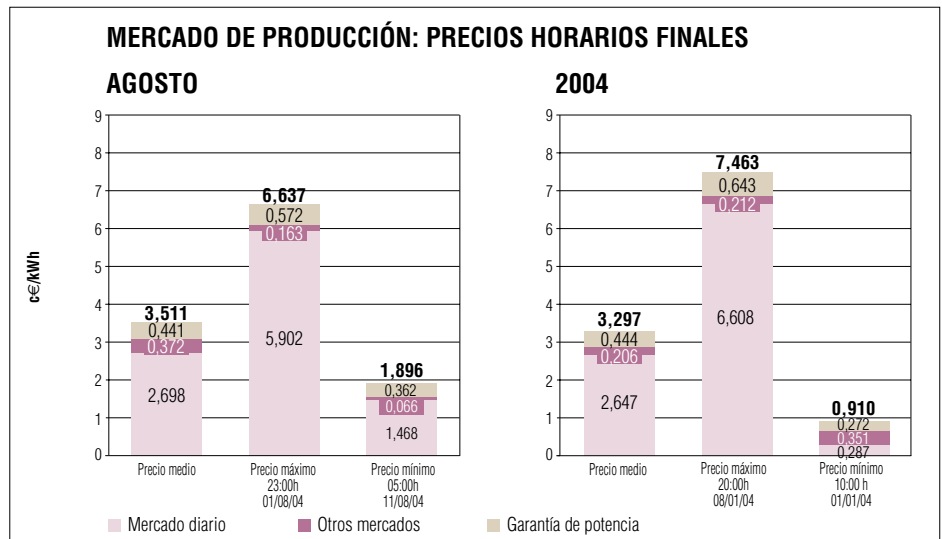
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de agosto, precio valle, ha sido 2,690 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 3,794 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,637 c€/kWh, en la hora 23 del domingo 1, mientras que el precio mínimo fue 1,896 c€/kWh en la hora 5 el miércoles 11.
- 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 2,382 y 4,213 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 20,4 y 27,1 GWh.

Mercado diario

- En agosto, el precio medio del mercado diario ha sido 2,698 c€/kWh, la energía intercambiada 16.251 GWh y el volumen económico contratado de 438,51 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 90,9% de la energía y el 69,5% del volumen económico.
- La curva de precios medios se ha mantenido entorno a los 2,67 c€/kWh, aunque tanto los primeros días de mes como los últimos se ha observado un ligero incremento de los precios.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de agosto, ha sido de 1,468 c€/kWh, el cual se ha registrado varios días en las primeras horas del día. Por el contrario el precio máximo



del mes 5,902 c€/kWh se ha alcanzado durante la hora 23 del domingo 1.

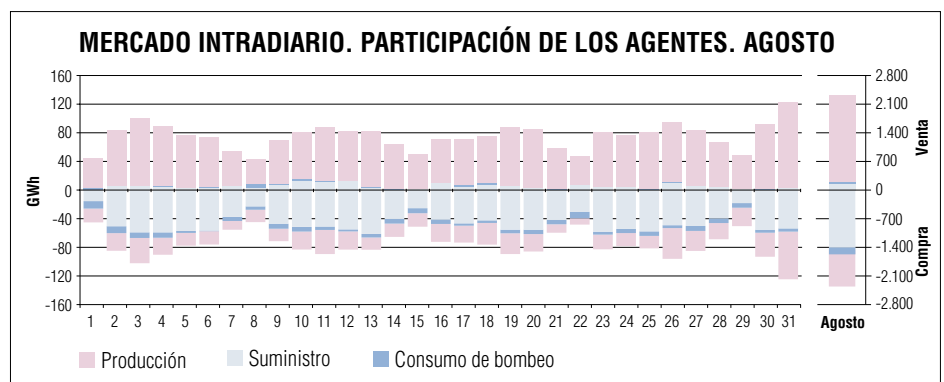
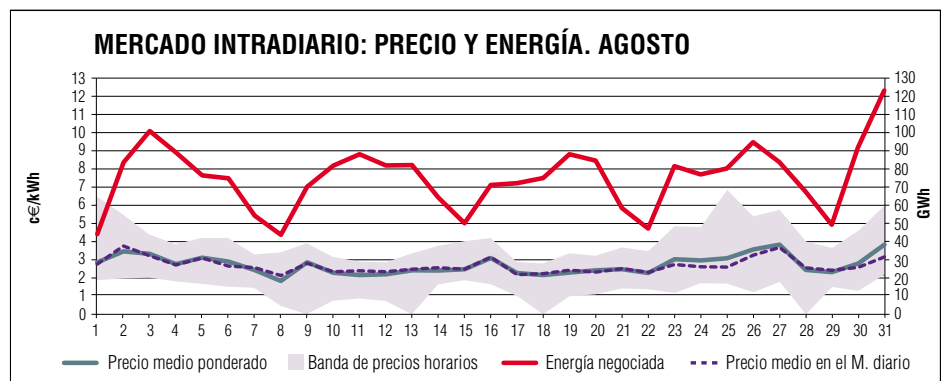
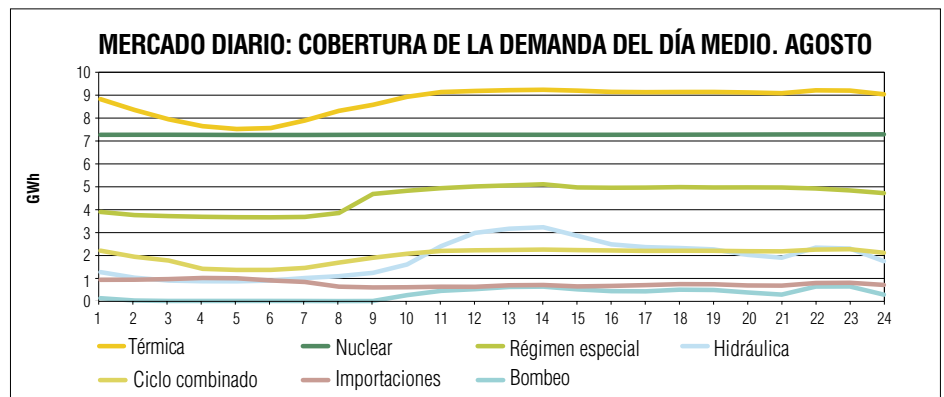
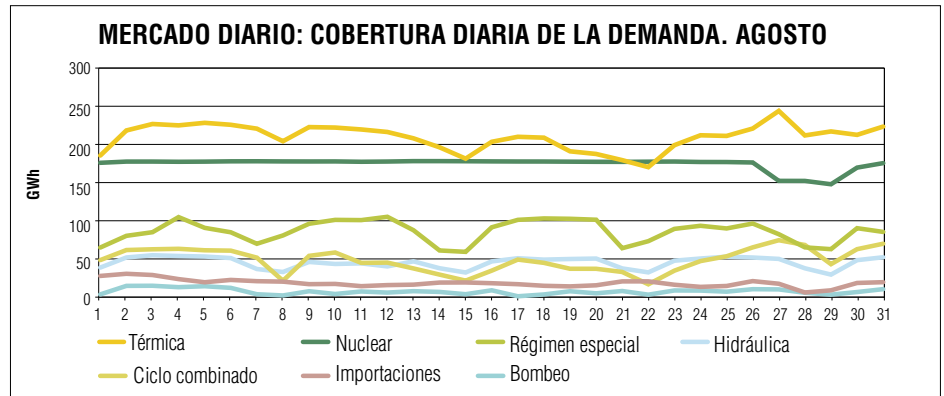
- Respecto a la cobertura de la demanda, durante el mes de agosto, la producción térmica se ha mantenido en valores similares a los de meses anteriores, cubriendo la mayor parte de la demanda. Por el contrario, se ha observado un ligero descenso en la producción hidráulica y de bombeo, compensado con el incremento en la producción de los grupos de ciclo combinado.
- En relación la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de agosto, los grupos hidráulico y de bombeo han incrementado el número de horas que marcan marginal, siendo la tecnología que marca marginal el mayor número de horas, 41,5%. Por su parte, los grupos térmicos y de ciclo combinado han marcado marginal un 35,3% y un 11,8% de las horas. Los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA, ha marcado marginal un 2,3% de las horas y los agentes externos, han reducido el porcentaje de horas hasta un 8,2%.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 2,786 c€/kWh, un 7,4% menos que el mes anterior y un 3,3% superior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 2.331 GWh, un 13,2% menos que el mes anterior, puesto que durante el mes de julio se han registrado los valores de energía negociada más altos hasta el momento. De esta energía, el 40,4% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 59,6% restante, 1.391 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda, destinada al consumo de bombeo, 149 GWh, y al suministro, 1.241 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto un incremento de 0,013 c€/kWh.
- Se pueden observar diferencias en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1780, 196, 104, 62, 81 y 109 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 2,13 y 5,26c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de agosto ha sido de 78,78 M€, suponiendo un sobre-coste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,441 c€/kWh, similar a la del mes anterior y que



supone el 12,6% del precio medio del mercado.

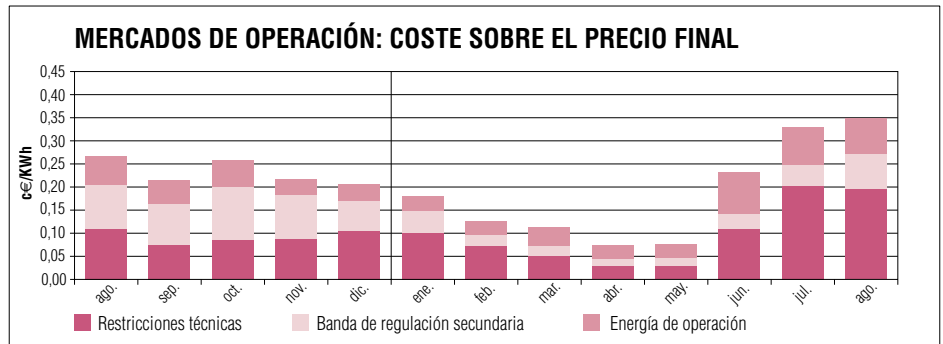
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste de 1,36 M€, con una repercusión sobre el

precio medio del mercado de 0,008 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 85 GWh en el mes de agosto, un 6,7% menos que el mes anterior.

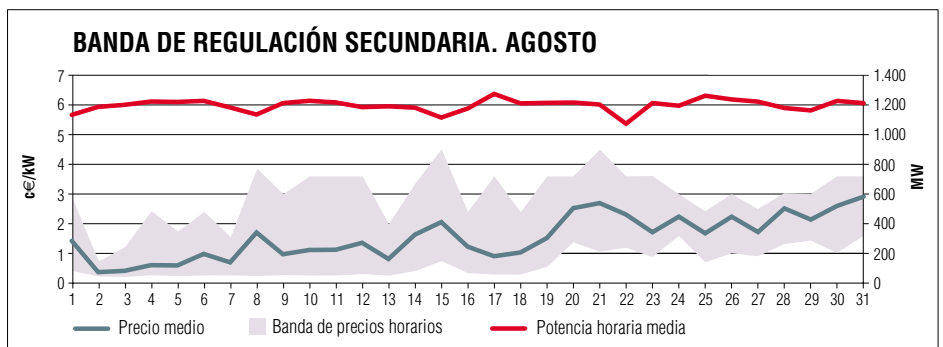
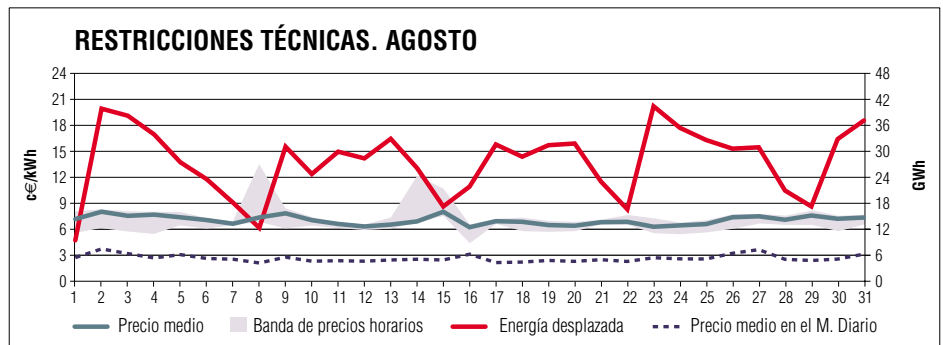
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en agosto ha sido 0,351 c€/kWh, lo que equivale a un 10,0% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 7,0% mayor que el del mes pasado y un 45,1% superior al coste registrado en agosto de 2003.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas se ha situado en 860 GWh, un 5,3% de la energía correspondiente al mercado diario. Como viene ocurriendo desde hace un par de meses, la energía programada por restricciones técnicas se ha visto incrementada de una manera importante, consecuencia entre otros factores a la baja energía térmica casada en el mercado diario, lo que conduce a unos mayores requerimientos de energía por restricciones para garantizar la seguridad del sistema. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 7,071 c€/kWh, un 27,2% inferior al del mes de agosto del año 2003.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.201 MW, repartidos en 699 MW a subir y 502 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,545 c€/kWh, el más alto registrado este año, un 64,9% superior al precio registrado en el mes de julio. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,077 c€/kWh, un 71,1% más al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 773 GWh, un 8,4% menos que en julio, repartida en 467 GWh a subir y 306 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 5,421 c€/kWh, inferior en un 6,0 % al del mes anterior y el de recompra 1,484 c€/kWh, un 27,6% superior al registrado en julio. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,079 c€/kWh, escaso 1,3% inferior al del mes anterior.

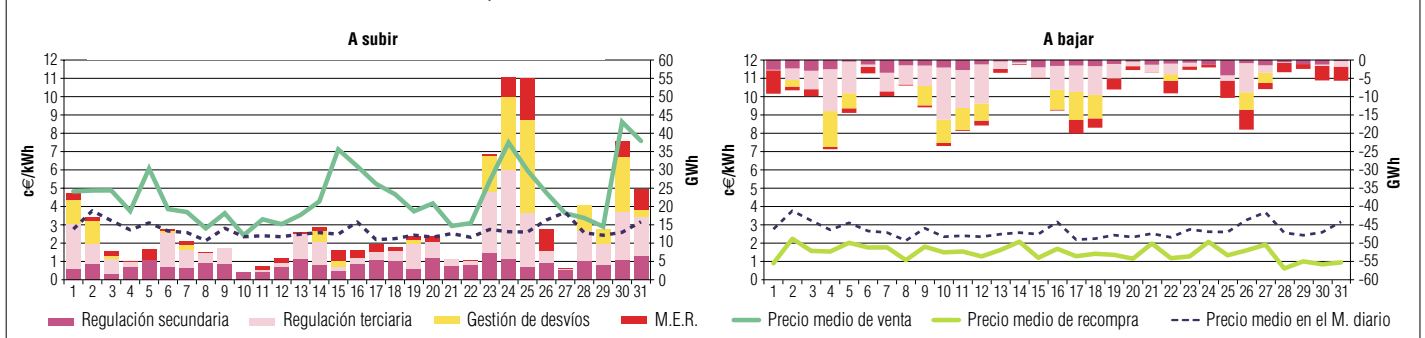


Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Agosto					
Restricciones técnicas (*)	0,195	860		7,071	
Banda de regulación secundaria (**)	0,077	699	502	1,545	
Energía de operación (***)	0,079	467	306	5,421	1,484
Regulación secundaria		127	49	3,695	2,009
Regulación terciaria		177	132	4,934	1,600
Gestión de desvíos		105	67	5,784	1,862
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		58	58	10,018	0,342
Total	0,351				

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

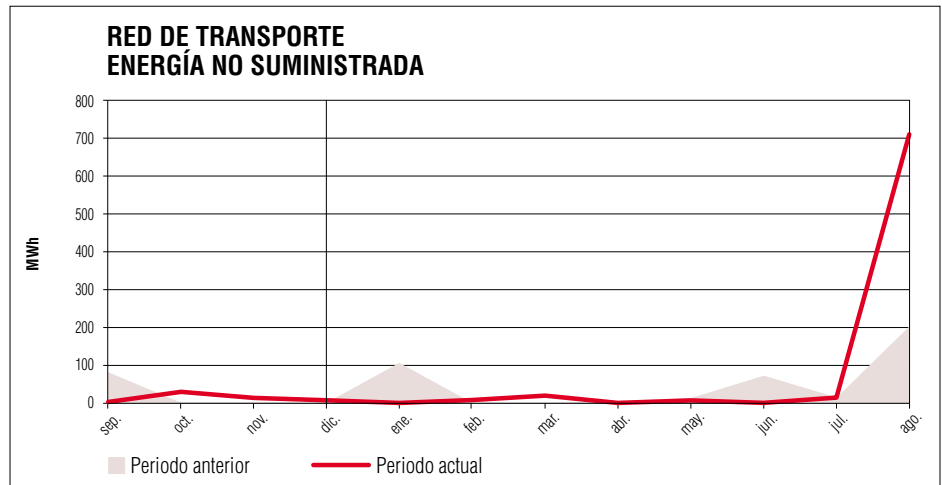


ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. AGOSTO



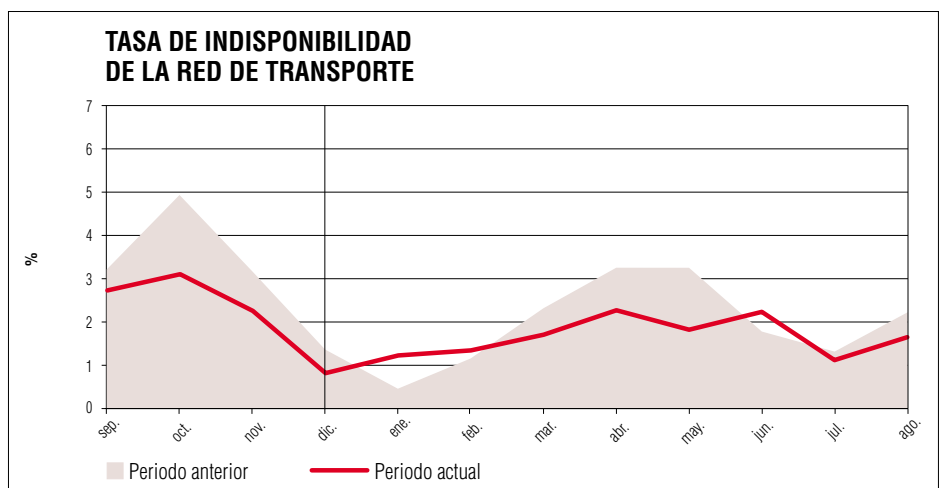
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 agosto se han registrado tres cortes de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. El primero de ellos tuvo lugar en Valencia, con una energía no suministrada de 2,6 MWh. Los otros dos sucedieron en Cádiz con una energía no suministrada de 27,3 MWh y 680 MWh respectivamente.
- En el mes de agosto el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 1,674 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 1,674 minutos.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 806,9 MWh, de los que 29,8 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 período se ha situado en 1,857 minutos, valor muy superior al registrado en el mismo mes del año anterior, debido a las pérdidas de mercado durante este mes de agosto.
- La tasa de disponibilidad de la red de transporte durante el mes de agosto se ha situado en un 98,4%.



Red de transporte Calidad del servicio	Agosto	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	709,9	754,7	806,9
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	0,5	29,8
REE (Instalaciones adquiridas)	709,9	745,6	767,6
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	1,673	1,713	1,857
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,001	0,069
REE (Instalaciones adquiridas)	1,673	1,692	1,767

(*) Acumulado anual a partir de abril, fecha en que se consideran las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.



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 período 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. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros.

Red de transporte Tasa de indisponibilidad (*)	Agosto	Acumulado anual
	%	%
Total	1,644	1,621

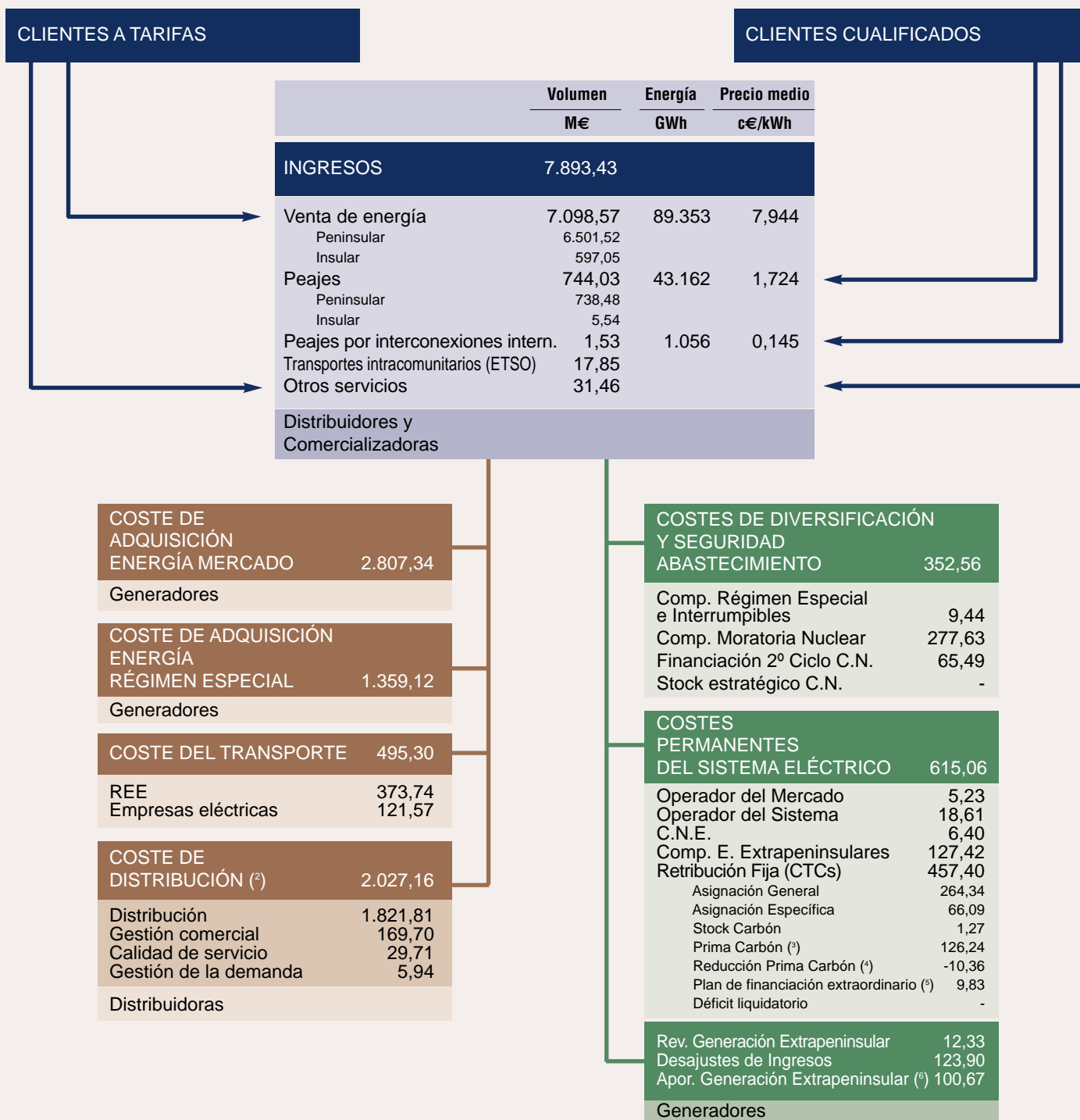
(*) Al objeto de proporcionar un mayor desglose de la información de acuerdo con la normativa vigente, se están revisando los criterios de clasificación de los datos necesarios para el cálculo de las indisponibilidades de la red. Los conceptos que se detallarán serán los siguientes: a) mantenimiento 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 8, 2004. Periodo Enero-Agosto (¹)

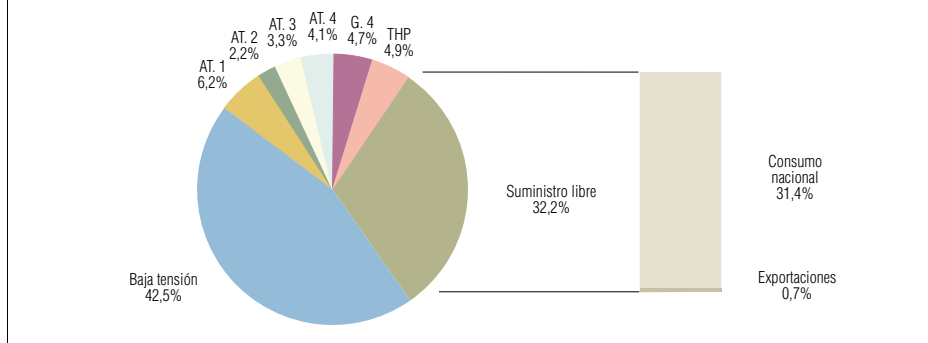
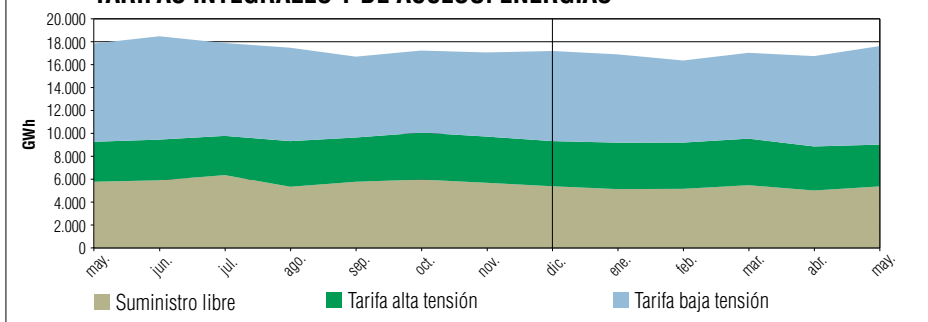
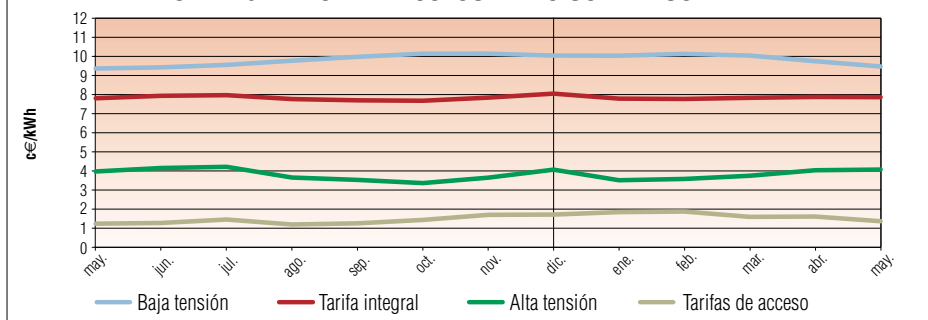
(Millones de euros)



- (¹) 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.
- (²) 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.
- (³) 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.
- (⁴) 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.
- (⁵) Plan de financiación extraordinario para ELCOGAS con cargo a la asignación específica de los CTCs establecido en Orden ministerial de 10 de octubre de 2001.
- (⁶) 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 mayo se ha elevado a 11.337 GWh, un 0,5% superior al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de mayo, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 141.283 GWh, un 3,6% superior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en mayo ha sido 7,718 c€/kWh, valor ligeramente superior al del mismo periodo 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 mayo la energía consumida en el mercado libre representó el 32,2% del consumo total, porcentaje inferior en 1,4 puntos al registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 32,0%, valor similar al porcentaje registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en mayo ha sido de 1,357 c€/kWh, con lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,510 c€/kWh, 2,5% superior al del mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. MAYOSISTEMA 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	Mayo				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)	1.035	1,6	6,463	2,0	4.964	5,5	6,558	1,9	12.655	11,0	6,465	2,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	375	0,3	3,237	5,2	1.753	2,9	3,617	5,0	4.181	4,1	3,558	3,3
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	547	1,6	2,516	8,0	2.426	4,0	2,931	4,3	5.659	0,5	2,882	3,0
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	677	7,7	1,904	5,8	2.829	4,3	2,319	0,5	6.816	9,9	2,302	-0,6
G.4 (Grandes consumidores)	780	3,8	2,307	1,2	3.817	4,1	2,342	1,1	9.144	3,6	2,325	1,8
Tarifa horaria de potencia	821	4,1	2,648	0,0	3.807	-0,5	3,626	0,5	8.860	-0,6	3,482	1,4
Alta tensión	4.235	3,3	3,434	2,1	19.597	3,4	3,843	2,2	47.317	5,2	3,821	3,0
Baja tensión	7.102	-1,1	10,273	1,2	39.746	0,4	9,845	0,8	93.967	2,9	9,904	0,9
Sistema peninsular	11.337	0,5	7,718	0,4	59.343	1,4	7,863	0,5	141.283	3,6	7,866	0,8
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.251	2,7	1,386	1,0	25.361	4,2	1,693	0,8	61.562	5,0	1,622	1,4
Exportaciones	122	-81,6	0,113	1,7	801	-72,3	0,155	3,3	5.032	-9,3	0,147	2,6
Total	5.373	-7,0	1,375	10,6	26.161	-3,9	1,646	8,5	66.593	3,8	1,510	2,5

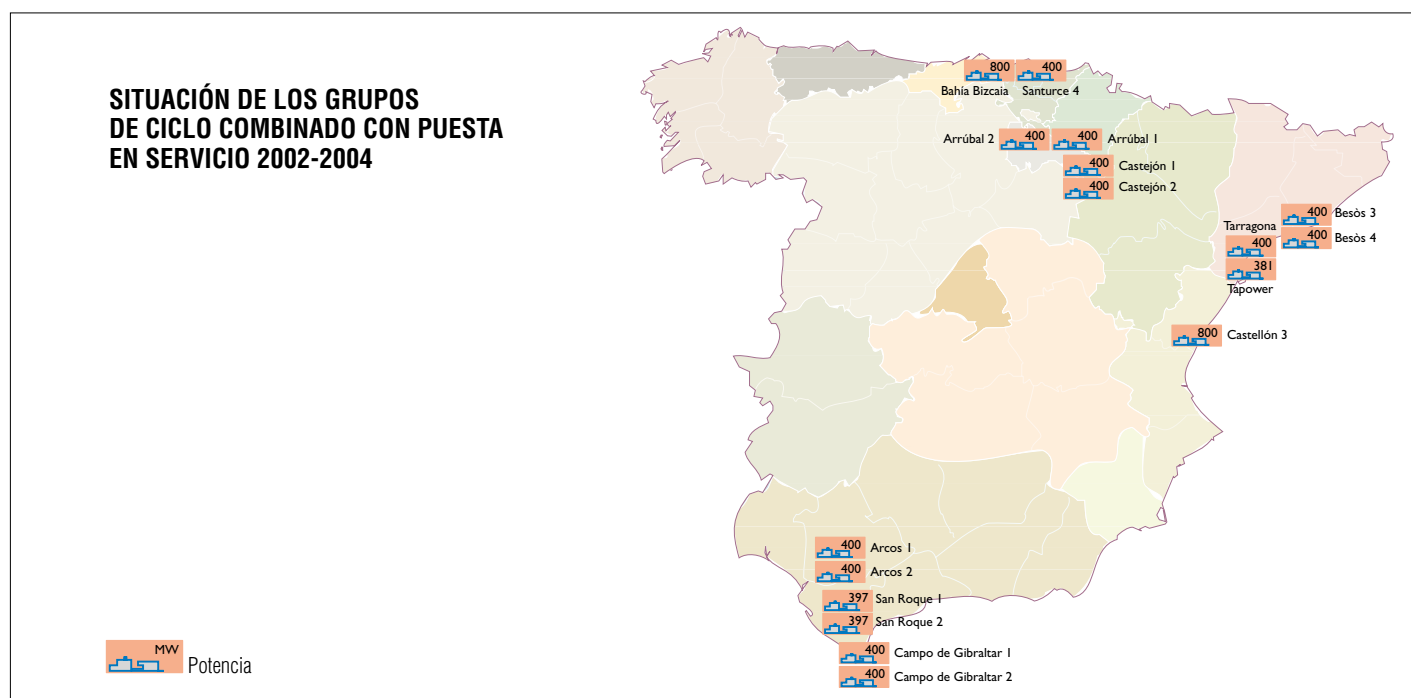
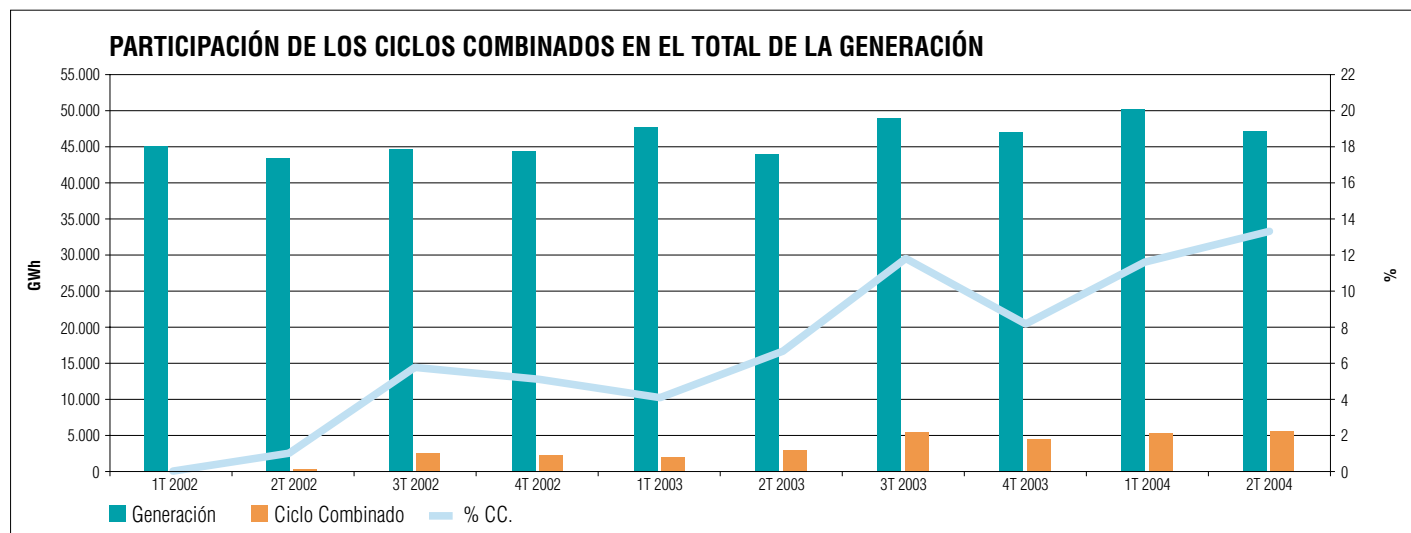
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

Anexo

GRUPOS GENERADORES DE CICLO COMBINADO CON PUESTA EN SERVICIO EN 2002-2004

Zona	Central y Grupo	Potencia MW	Fecha primera sincronización a la red	Fecha operación comercial	Horas de funcionamiento (*)
C.Norte	Bahía Bizcaya	800	abr-03	jul-03	4.930
	Castejón 1	400	jul-02	sep-02	8.015
	Castejón 2	400	ene-03	may-03	5.862
	Santurce 4	400	jun-04	oct-04	-
	Arrúbal 1	400	juli04	oct-04	5.862
	Arrúbal 2	400	ago-04	oct-04	15.960
Catalana	Besòs 3	400	may-02	jul-02	12.268
	Besòs 4	400	jun-02	ago-02	9.503
	Tarragona	400	jun-03	ago-03	3.832
	TAPOWER	381	oct-03	may-04	1.088
C.Levante	Castellón 3	800	may-02	oct-02	7.980
Andaluza	San Roque 1	397	mar-02	jun-02	12.360
	San Roque 2	397	may-02	jul-02	9.575
	Campo de Gibraltar 1	400	abr-04	jun-04	1.007
	Campo de Gibraltar 2	400	may-04	jul-04	669
	Arcos 1	400	oct-04	oct-04	-
	Arcos 2	400	jul-04	oct-04	-

(*) Desde la fecha de entrada en operación comercial hasta la actualidad.





MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 902 446 006. 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>