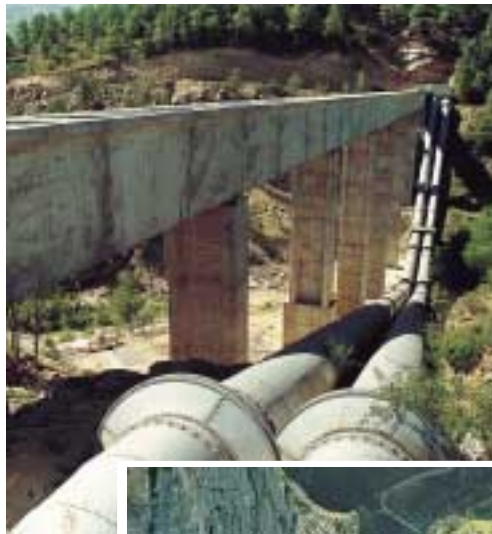


ENERGÍA ELÉCTRICA

JUNIO 2005. Nº 85



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. Datos hidráulicos julio 2004 - junio 2005	

1. ASPECTOS RELEVANTES

- La demanda de energía durante el mes de junio se ha situado en 20.372 GWh, con una tasa de crecimiento de 5,2% respecto al mes de junio de 2004.
- Durante el mes de junio, los efectos temperatura y laboralidad han tenido una incidencia sobre la variación de la demanda de 1,5 y 0,3 puntos respectivamente. Descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha situado en un 3,4%.
- Tras el dato de junio, el incremento acumulado de la demanda durante el primer semestre del año se ha situado en 124.394 GWh, con una tasa de crecimiento del 6,8%, 1,9 puntos por encima del registrado el mismo periodo del año anterior. Una vez

descontados los efectos de la temperatura y laboralidad, el crecimiento atribuible a la actividad económica se ha estimado en 3,9 puntos, muy similar al registrado en el mismo periodo del año anterior.

- La estructura de generación bruta de régimen ordinario durante el mes de junio, ha continuado caracterizada por la escasa producción hidroeléctrica, la cual ha aportado tan sólo un 11,6% frente al 15,4% aportado en el mismo mes del año pasado. Esta importante reducción se ha compensado con generación térmica convencional, la cual ha aportado el 66,2% de la producción, dentro de ésta destaca la generación con ciclo combinado, con una participación del 25,3%.

Balance eléctrico	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Régimen ordinario	17.831	2,1	104.353	2,9	209.313	3,6
Consumos generación	-827	8,5	-4.695	14,4	-9.288	10,0
Régimen especial	3.867	13,4	26.851	14,7	48.762	11,1
Generación neta	20.872	3,8	126.508	4,8	248.787	4,7
Consumos bombeo	-632	48,5	-3.101	43,0	-5.538	20,1
Saldo intercambios internacionales	132	-	987	-	58	-
Demanda transporte	20.372	5,2	124.394	6,8	243.308	5,2
Sistemas extrapeninsulares						
Régimen ordinario	1.238	6,8	7.020	6,2	14.412	5,8
Consumos generación	-72	4,4	-418	2,0	-861	2,5
Régimen especial	54	1,2	340	-2,8	721	-1,4
Demanda transporte	1.221	6,7	6.942	6,0	14.272	5,6

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

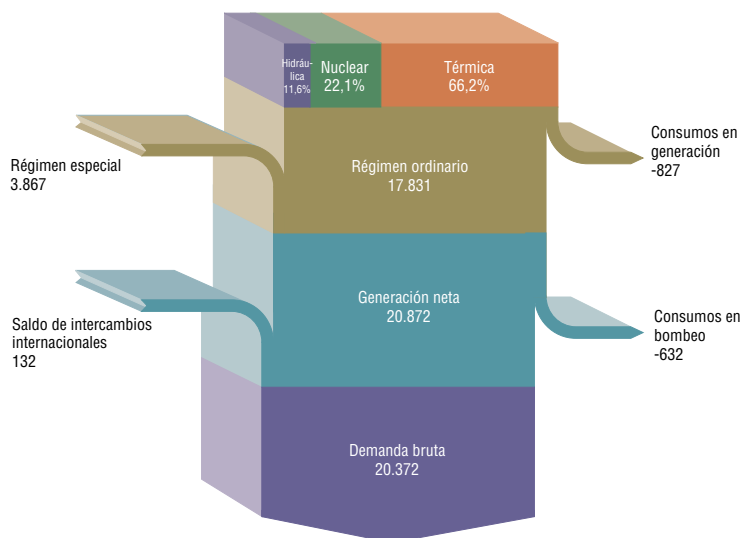
Coste de adquisición de la energía	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	7,763	71,1	6,529	57,6	5,686	27,2
En el mercado	7,385	91,9	6,044	74,9	5,148	32,2
Al régimen especial	8,594	40,1	7,654	29,8	7,046	15,5
Compras otros agentes en el mercado (**)	6,855	114,0	5,561	89,9	4,611	37,9
Total	7,348	86,9	6,192	66,0	5,309	29,3

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

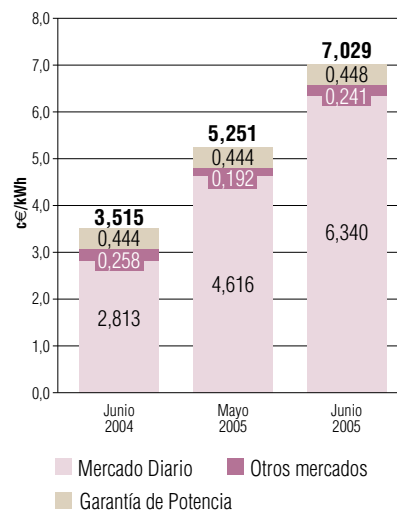
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.

- La generación neta de régimen ordinario ha cubierto el 81,0% de la demanda de junio, 3,4 puntos menos que en el mismo periodo del año 2004. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 18,4%, 1,2 puntos más a la registrada en el mismo periodo del año anterior. El saldo de intercambios ha resultando importador, cubriendo el 0,6% de la demanda en barras de central.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda de junio ha ascendido a 1.221 GWh, con un crecimiento de un 6,7% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 5,6%, 2,7 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de junio, el precio medio final en el mercado de producción ha alcanzado el valor máximo del año al situarse en 7,029 c€/kWh. Este precio ha sido un 33,9% superior al del mes anterior y dos veces mayor que el registrado en junio de 2004.
- Tras los elevados precios alcanzados en los últimos seis meses, el precio medio del primer semestre se ha situado en 5,749 c€/kWh, un 79,5% superior al del año anterior.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el mes de junio ha sido de 7,348 c€/kWh, un 86,9% superior al registrado el mismo mes del año anterior, debido al ascenso del precio de compra de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los comercializadores, agentes externos y clientes cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el primer semestre del año, ha alcanzado los 7,654 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 6,044 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 6,529 c€/kWh, un 17,4% superior al precio de compra de la energía para los comercializadores, agentes externos y clientes cualificados.

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



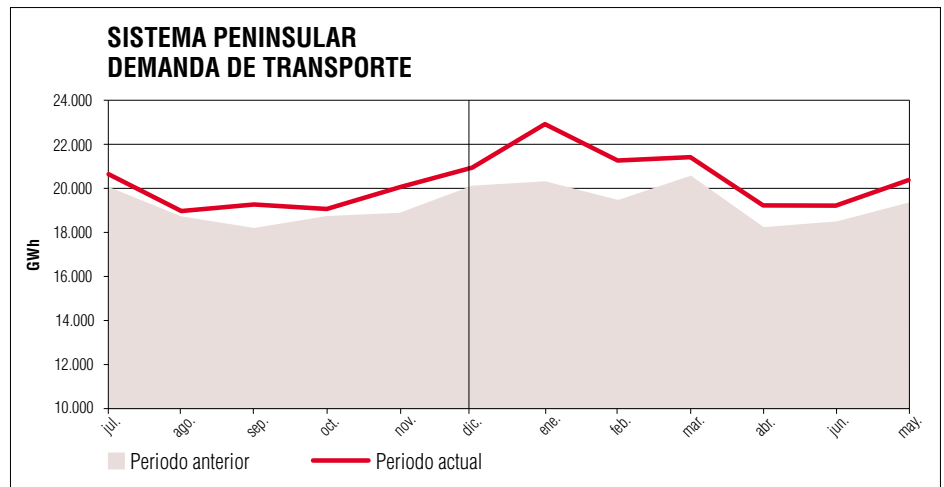
MERCADO DE PRODUCCIÓN PRECIO MEDIO



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

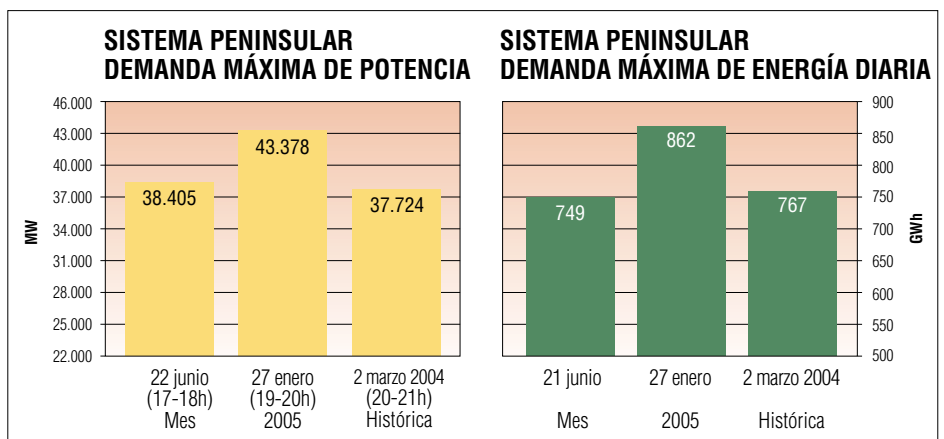
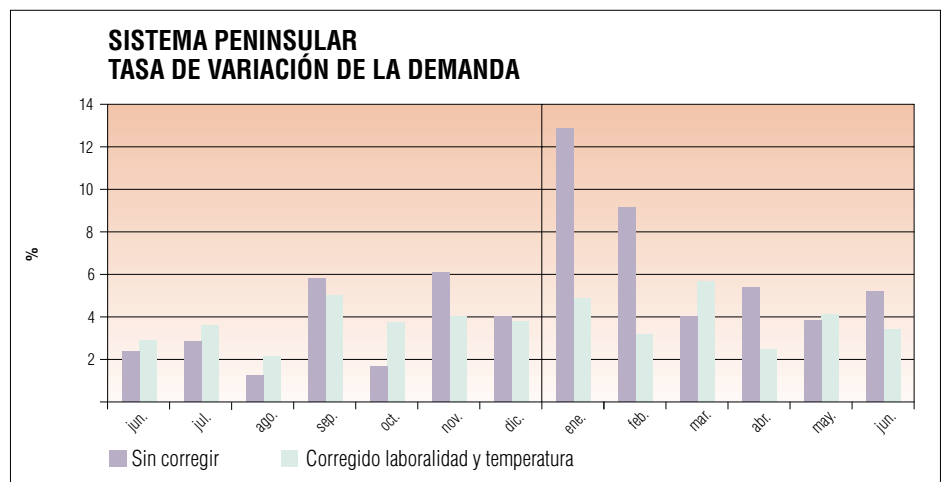
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de junio, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en un 5,2% respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando un valor de 20.372 GWh.
 - El efecto de la laboralidad ha tenido una influencia positiva sobre el crecimiento de la demanda de un 0,3%.
 - Durante el mes de junio, las temperaturas han sido superiores a las del mismo mes del año anterior, aumentando el crecimiento de la demanda en 1,5 puntos. La temperatura media registrada en el mes de junio ha sido de 23,1 °C, superior en 0,6 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio de 28,6 °C, frente a los 28,2 °C de junio de 2004. Las temperaturas mínimas han marcado incrementos similares, situándose 0,7 grados por encima de las obtenidas en junio de 2004.
 - Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 3,4%. Esta tasa ha resultado 0,5 puntos superior a la que se alcanzó en junio del año 2004.
- Una vez finalizado el mes de junio, el crecimiento acumulado de la demanda se ha situado en un 6,8%, crecimiento superior en 1,9 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. La temperatura ha tenido una incidencia en la demanda de 3,6 puntos, mientras que la laboralidad, ha influido de forma negativa con un 0,6%. Por lo tanto, descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha mantenido en un 3,9%, valor muy similar al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de junio, la demanda máxima de potencia se ha registrado el día 22 a las 18 horas con 38.405 MW. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado el día 21 con 749 GWh.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en junio la demanda ha alcanzado 1.221 GWh, con un crecimiento de un 6,7% en relación a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, el crecimiento de la demanda se ha situado en un 5,6%, 2,7 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda transporte	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	20.372	5,2	124.394	6,8	243.308	5,2
Efectos						
Laboralidad	-	0,3	-	-0,6	-	-0,3
Temperatura	-	1,5	-	3,6	-	1,7
Activ. económica y otros	-	3,4	-	3,9	-	3,8
Sistemas extrapeninsulares	1.221	6,7	6.942	6,0	14.272	5,6

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

- La generación bruta mensual de régimen ordinario ha alcanzado en el mes de junio 17.831 GWh, un 2,1% superior al registrado el mismo mes del año anterior.
- La fuerte sequía que venimos sopor-tando desde el año anterior ha condicionado nuevamente la estructura de la generación bruta de régimen ordinario mensual, en la que la producción hidroeléctrica apenas ha aportado el 11,6%.
- Por su parte, los grupos nucleares han reducido su generación respecto al mismo mes del año anterior, situando su aportación a la estructura de generación bruta de régimen ordinario en un 22,1%, inferior en 8,7 puntos a la participación de esta tecnología el mismo mes del año anterior.
- Por el contrario, la producción térmica convencional ha seguido incrementando su contribución a la estructura de generación bruta de régimen ordinario, aportando un 66,2%. Dentro de ésta, destaca el importante incremento que se ha producido en la generación con ciclo combinado, situando su aportación en el 25,3%, 11,7 puntos superior a la del mismo periodo del año anterior.
- La generación neta de régimen ordinario ha cubierto el 81,0% de la demanda de junio, 3,4 puntos menos que el mismo periodo del año 2004. Mientras, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 18,4%, 1,2 puntos más a la registrada en el mismo periodo del año anterior. El saldo de intercambios internacionales ha resultando importador, cubriendo el 0,6% de la demanda en barras de central.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los seis primeros meses del año, las centrales de fuel han aportado un 68,6%, de la demanda mensual, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 26,5% de la demanda, el 4,9% restante se ha debido a la energía adquirida al régimen especial.

Generación bruta: energía medida a la salida de los grupos de la central y comprende, por tanto, la energía absorbida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores de la central, es decir, los consumos en generación.

Generación neta: energía medida a la salida de los grupos de la central excluidos los consumos en generación

Régimen ordinario: energía procedente de instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las menores de 50 MW que pertenecen al régimen especial, incluidos los consumos en generación.

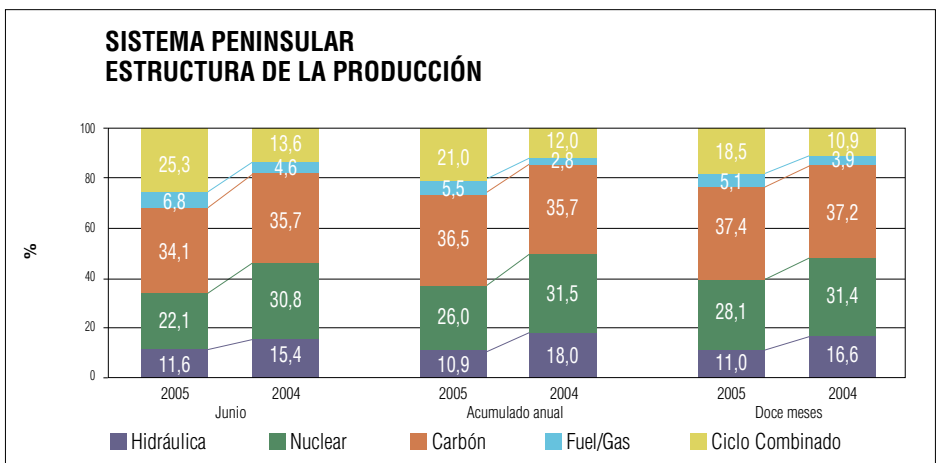
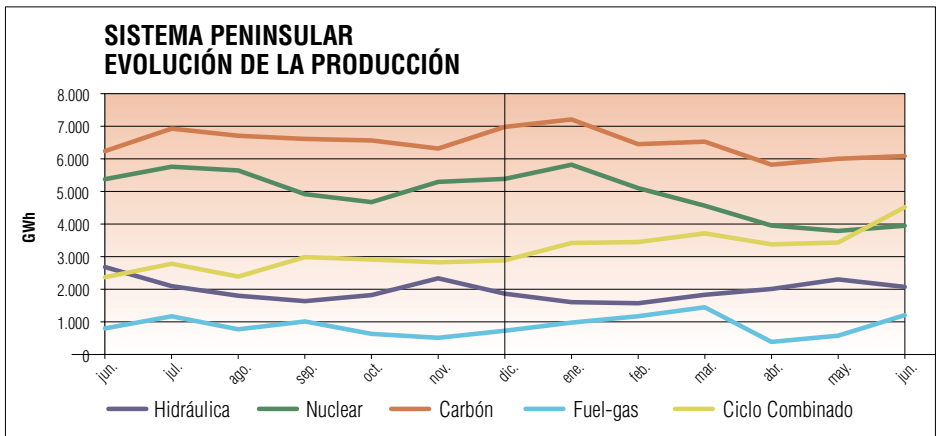
Régimen especial: energía procedente de instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	2.074	-22,7	11.395	-37,5	22.953	-31,5
Nuclear	7.876	3.948	-26,6	27.178	-14,9	58.852	-7,3
Carbón	11.424	6.085	-2,4	38.095	5,1	78.202	3,9
Fuel-gas	6.630	1.206	50,8	5.770	101,5	10.603	35,1
Ciclo combinado	8.363	4.518	90,6	21.914	80	38.703	76
Régimen ordinario	50.950	17.831	2,1	104.353	2,9	209.313	3,6
Consumos generación		-827	8,5	-4.695	14,4	-9.288	10,0
Régimen especial	17.995	3.867	13,4	26.851	14,7	48.762	11,1
Generación neta		20.872	3,8	126.508	4,8	248.787	4,7
Consumos bombeo		-632	48,5	-3.101	43,0	-5.538	20,1
Importaciones		829	52,9	5.312	56,0	9.807	26,5
Exportaciones		-697	-15,5	-4.326	-16,1	-9.748	4,8
Saldo Intercambios internacionales		132	-	987	-	58	-
Demanda transporte		20.372	5,2	124.394	6,8	243.308	5,2

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia MW	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0,8	0	-	0	-	0	-
Carbón	510	295	-23,9	1.959	-10,0	4.397	-3,8
Fuel-oil	3.199	943	22,3	5.061	14,2	10.015	10,7
Régimen ordinario	3.710	1.238	6,8	7.020	6,2	14.412	5,8
Consumos generación		-72	4,4	-418	2,0	-861	2,5
Régimen especial	261	54	1,2	340	-2,8	721	-1,4
Demanda transporte		1.221	6,7	6.942	6,0	14.272	5,6

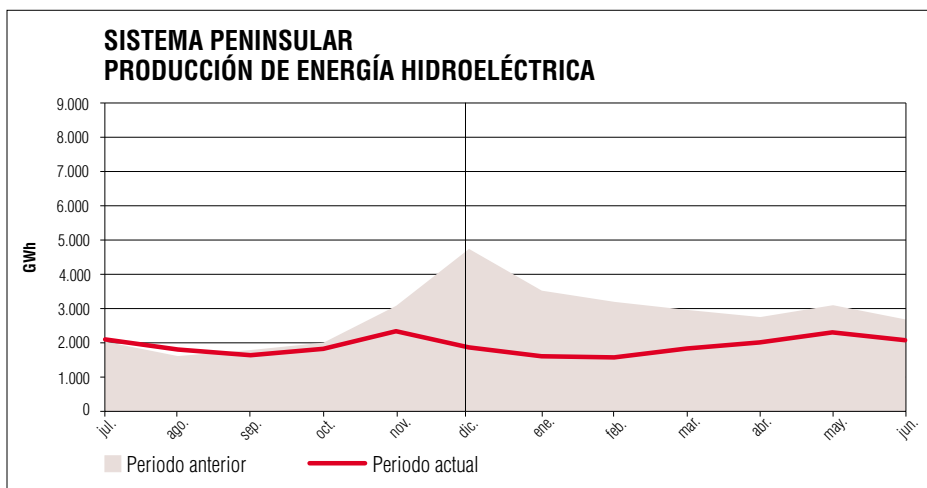
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

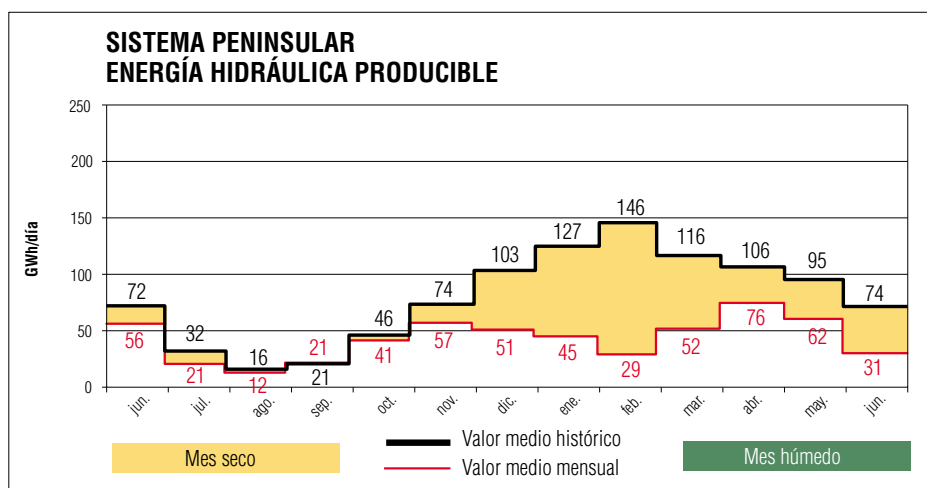
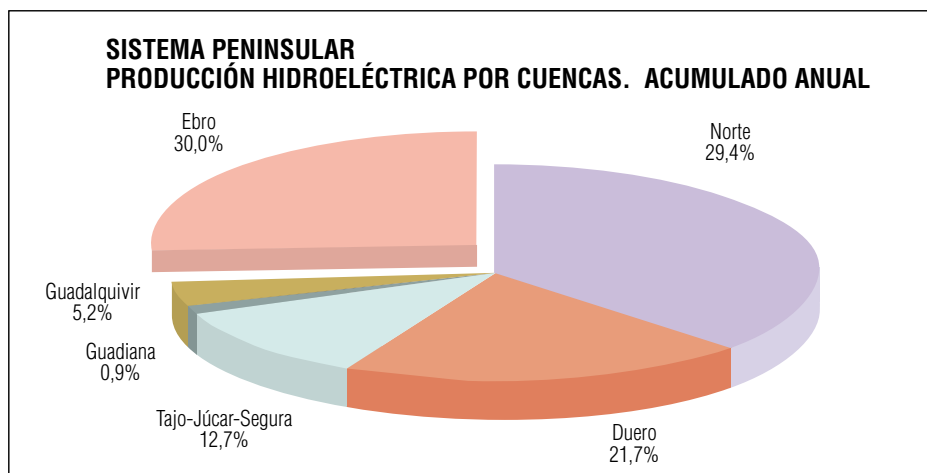
- En junio la producción hidroeléctrica se ha situado en 2.074 GWh, un 22,7% inferior a la del mismo mes del año anterior, manteniendo la tónica de bajas producciones que se prolonga desde diciembre de 2003 consecuencia de los escasos producibles hidráulicos registrados. Esta producción ha representado el 11,6% de la generación bruta mensual de régimen ordinario, inferior al 15,4% aportado por esta tecnología el mismo periodo del año anterior.
- El primer semestre del año 2005 ha sido extremadamente seco, lo que ha conducido a una producción hidroeléctrica en el periodo de 11.395 GWh, un 37,5% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior, situando en un 10,9% su participación en la generación bruta acumulada de régimen ordinario, 7,1 puntos por debajo de la contribución media en el período enero-junio de 2004.
- En junio todas las cuencas hidroeléctricas, a excepción de la del Guadiana, han reducido sus producciones respecto al año anterior, con descensos máximos del 30,2% y 29,3% en las cuencas de Duero y Tajo-Júcar-Segura, respectivamente. En los seis meses transcurridos del año, el fuerte descenso de la producción hidroeléctrica ha tenido una menor incidencia en las cuencas de la mitad sur peninsular, cuya participación sobre la producción total se ha situado en el 23,5%.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de junio, como viene ocurriendo desde hace más de doce meses, ha sido seco, con una energía producible de 1.190 GWh, valor un 56,8% por debajo del característico medio para un mes de junio.
- El escaso producible hidráulico registrado durante los últimos doce meses del año, ha situado el producible acumulado en 15.209 GWh, muy por debajo de los 27.505 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de junio, el volumen de reservas se ha situado 7.529 GWh, un 8,4% inferior al que existía a finales de mayo. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 42,1% de la capacidad total, 3,8 puntos por debajo al registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de junio con un nivel de reservas de 3.245 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 34,0%, 2,3 puntos menos al registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del

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	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	488	-9,9	3.353	-30,0	6.600	-23,9
Duero	3.556	368	-30,2	2.477	-47,0	5.373	-38,2
Tajo-Júcar-Segura	4.175	307	-29,3	1.452	-50,8	3.613	-41,0
Guadiana	233	39	102,8	101	31,4	188	25,4
Guadalquivir	1.016	141	-17,6	596	-9,6	1.215	-2,9
Ebro	3.483	730	-26,1	3.416	-32,6	5.965	-30,6
Sistema peninsular	16.657	2.074	-22,7	11.395	-37,5	22.953	-31,5
Canarias	1	0	-	0	-	0	-
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	0	-

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

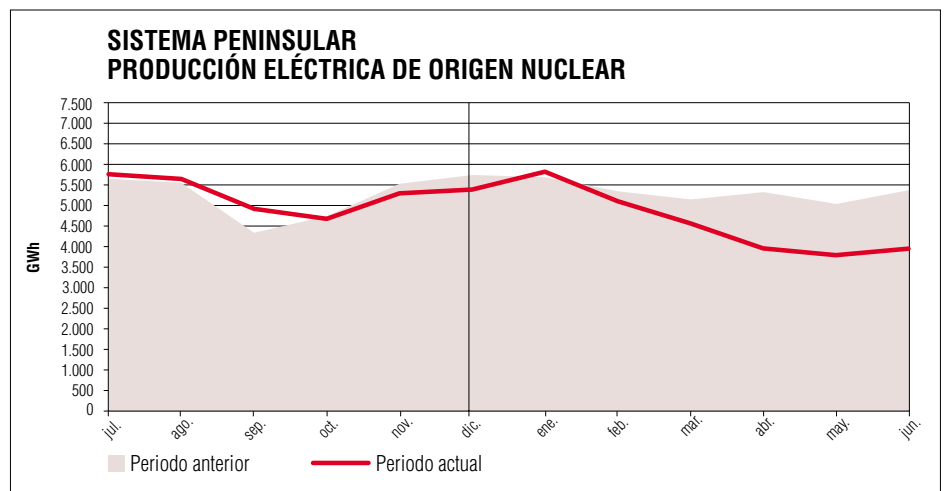
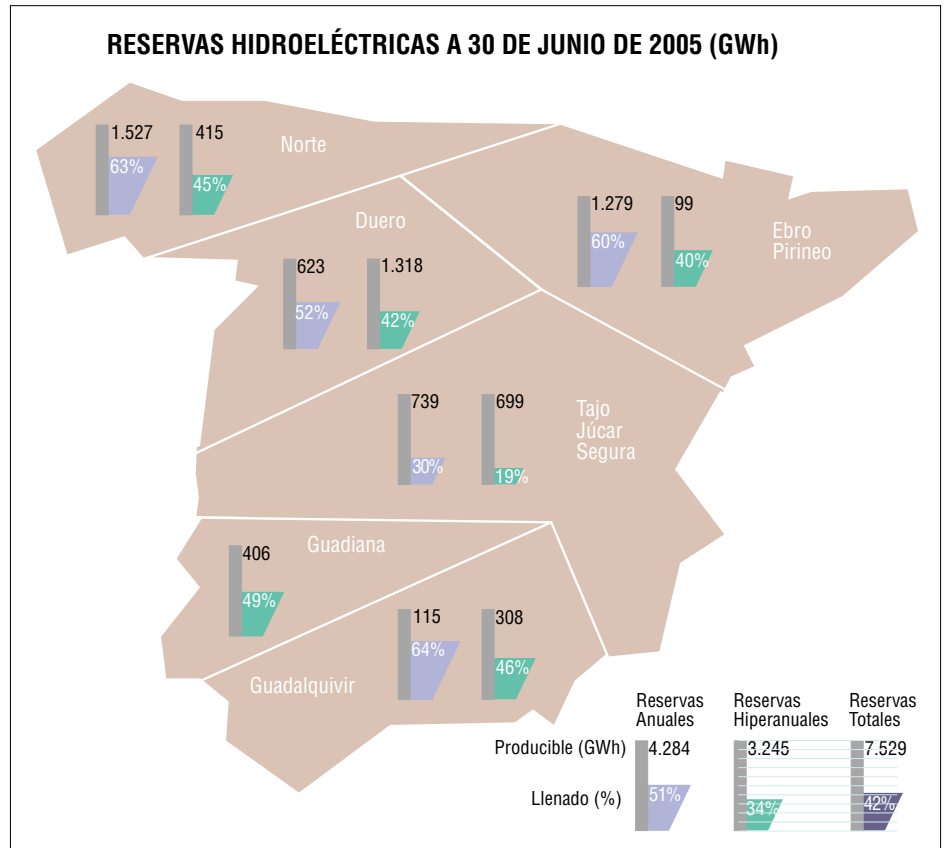


48,6% en la cuenca del Guadiana y un mínimo del 18,6% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura.

- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han situado al finalizar el mes en 4.284 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 51,3%, 5,5 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 64,0%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Tajo-Júcar-Segura, que ha alcanzado el 30,4%.

Producción nuclear

- La producción nuclear ha seguido registrando en junio los valores más bajos de los últimos años, situándose en 3.948 GWh, un 26,6% inferior a la registrada en el mes de junio de 2004. Este descenso se explica por las altas tasas de indisponibilidades registradas en los últimos tres meses.
- La generación nuclear ha aportado el 22,1% de la generación bruta mensual de régimen ordinario, valor 8,7 puntos inferior a la aportación de esta tecnología en el mismo mes del año pasado.
- El día 24 comienzan los trabajos en los tubos del sistema de accionamiento de las barras de control del grupo de Cofrentes, con una duración prevista de un mes.
- El grupo de Vandellós II ha continuado todo el mes parado mientras se repara el Sistema de Agua de Servicios Esenciales.
- Como consecuencia de las diferentes actuaciones programadas y no programadas durante el mes de junio en el equipo nuclear, el coeficiente del factor de carga se ha situado en un 69,7%, valor muy inferior al 94,5% alcanzado en el mismo mes del año anterior. Por la misma razón el coeficiente de disponibilidad ha sido inferior en más de 28 puntos al registrado en junio de 2004.
- Finalizado el mes de junio, la producción acumulada durante los seis primeros meses del año ha sido de 27.178 GWh, un 14,9% inferior a la del mismo periodo del año anterior, lo que ha situado en un 26,0% la participación de esta tecnología en la estructura de generación bruta acumulada de régimen ordinario, porcentaje 5,5 puntos por debajo al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- El valor acumulado del coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 84,2%, valor inferior en 10,3 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, el coeficiente del factor de carga ha alcanzado un valor de 85,7%, 7,1 puntos por debajo del alcanzado durante el mismo periodo año 2004.



Producción bruta Nuclear	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	107	0,9	537	-10,4	1.184	8,9
Garoña	466	328	-2,4	1.616	-18,6	3.678	-8,8
Almaraz I	974	688	-0,5	3.548	-16,6	7.813	-0,3
Ascó I	1.028	663	-9,6	3.981	-10,7	7.600	-15,1
Almaraz II	983	687	-1,2	4.249	1,3	7.882	-5,4
Cofrentes	1.085	0	-	3.198	-28,3	7.884	-4,2
Ascó II	1.027	719	0,9	4.206	18,6	7.919	-1,2
Vandellós II	1.087	0	-	1.887	-58,1	6.322	-24,9
Trillo I	1.066	757	37,3	3.956	0,9	8.570	-0,4
Sistema peninsular	7.876	3.948	-26,6	27.178	-14,9	58.852	-7,3

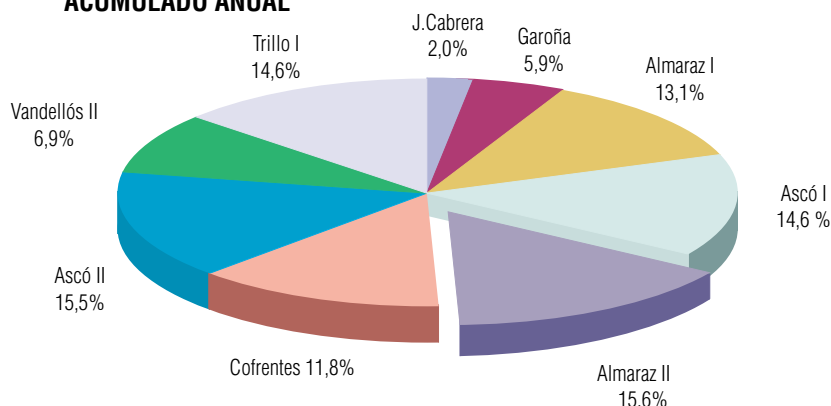
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

- Durante el mes de junio, ENUSA ha fabricado 58 elementos combustible tipo PWR para la central nuclear Ascó II y 36 tipo BWR para la central alemana de Gundremmingen.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales, en el mes de junio, ha alcanzado un valor de 11.809 GWh, siendo un 25,5% superior al alcanzado en junio del 2004. Esta elevada producción se origina como respuesta a la escasa producción hidroeléctrica que desde hace meses se viene registrando.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la generación bruta mensual de régimen ordinario ha sido de un 66,2%, 12,3 puntos superior a la contribución de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- La producción térmica acumulada se ha situado un 79,8% por encima de la del mismo periodo del año anterior, con un valor de 65.780 GWh, aportando a la estructura de generación bruta acumulada de régimen ordinario un 63,0%, 12,5 puntos más que en el mismo periodo del año anterior. Este incremento está directamente relacionado con el importante descenso en la producción hidroeléctrica, que ha sido compensado en gran medida por el crecimiento de la producción con centrales de ciclo combinado.
- Por tecnologías, durante los seis primeros meses del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 47,6% de la producción térmica total, contribución inferior en 11,1 puntos a la del mismo periodo del año anterior. Las centrales de carbón de importación han contribuido con el 10,3%, 1,7 puntos menos a la aportación alcanzada en el año pasado; sin embargo, las centrales de fuel-gas durante este periodo han aumentado su aportación al 8,8%, porcentaje superior en 3,2 puntos a la participación en el mismo periodo del año 2004. Los grupos de ciclo combinados han continuado aumentando su contribución hasta alcanzar un 33,3%, 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, ha presen-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



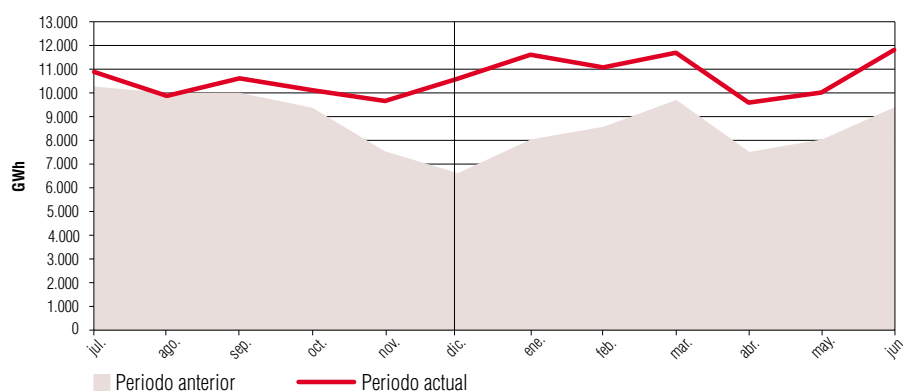
Grupo	Junio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	92,7	0,0	0,4	77,2	17,5	0,1
Garoña	97,6	0,0	6,0	79,8	20,5	1,2
Almaraz I	98,1	0,0	0,0	83,8	15,7	0,2
Ascó I	89,6	0,0	9,6	89,1	0,0	9,6
Almaraz II	97,1	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Cofrentes	0,0	54,6	0,0	67,9	11,2	0,0
Ascó II	97,2	0,0	0,0	94,3	0,0	3,5
Vandellós II	0,0	0,0	100,0	40,0	16,5	33,8
Trillo I	98,7	54,9	15,3	85,4	11,9	3,3
Sistema peninsular	69,7	15,0	17,5	85,7	8,9	6,9

Combustible nuclear	Junio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	58	66	237
Exportación	0	212	252
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	20	188
Exportación	36	352	352
Nº elementos importación:			
PWR	0	40	40
BWR	0	144	144

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL

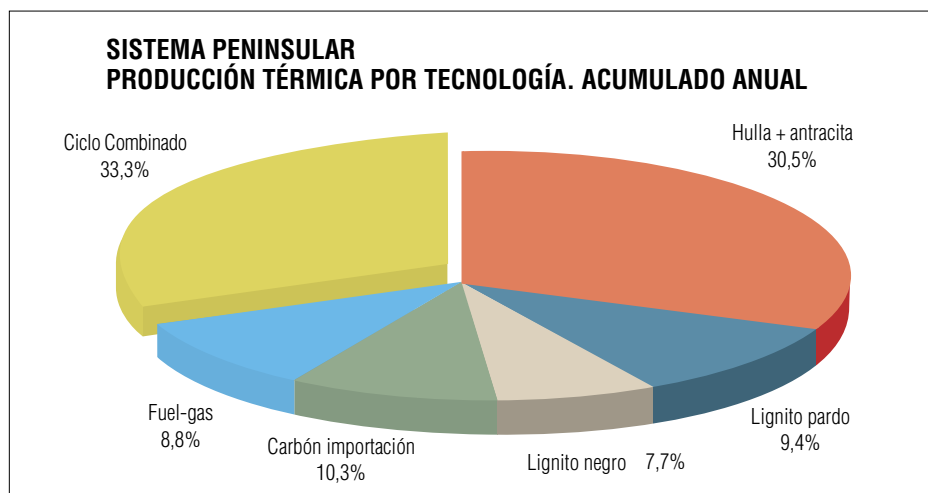


tado diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón. De esta forma, durante los seis primeros meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbones autóctonos ha sido el 23,6% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado ha representado el 34,5%. La producción con gas y fuel han aportado el 35,3 y 7,2%, respectivamente.

- La utilización del equipo térmico durante el periodo enero-junio, ha situado el factor de carga del periodo en el 52,0%, valor superior al 48,6% registrado el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 84,3%, tasa inferior en 4,1 puntos a la del periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la producción térmica ha alcanzado los 1.238 GWh, de la cual, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 76,2% de la producción térmica total.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	5.947	3.205	-3,8	20.042	7,7	40.350	5,0
Lignito pardo	2.031	839	-35,9	6.152	-20,2	13.904	-9,6
Lignito negro	1.502	891	33,6	5.094	35,2	10.215	21,7
Carbón importación	1.944	1.151	23,8	6.807	10,6	13.733	5,2
Fuel/Gas (*)	6.630	1.206	50,8	5.770	101,5	10.603	35,1
Ciclo Combinado	8.363	4.518	90,6	21.914	79,8	38.703	75,8
Sistema peninsular	26.417	11.809	25,5	65.780	79,8	127.508	75,8
Carbón	510	295	-23,9	1.959	-10,0	4.397	-3,8
Fuel-oil	3.199	943	22,3	5.061	14,2	10.015	10,7
Sistemas extrapeninsulares	3.709	1.238	6,8	7.020	6,2	14.412	5,8

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



Tecnología	Junio			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	74,8	10,6	4,6	76,3	3,9	7,4
Lignito pardo	57,3	18,0	2,5	69,7	19,8	1,9
Lignito negro	82,4	4,3	6,0	78,1	2,6	5,5
Carbón importación	82,2	9,5	6,5	80,6	2,0	7,7
Fuel/Gas (*)	10,5	4,3	17,1	10,2	2,0	19,8
Ciclo Combinado	63,3	10,6	12,2	52,5	4,5	11,0
Sistema peninsular	55,1	10,3	11,9	52,0	4,6	11,1
Carbón	80,4	0,0	6,7	80,9	0,5	4,1
Fuel-oil	39,9	7,2	4,9	37,5	4,9	4,6
Sistemas extrapeninsulares	45,3	6,2	5,1	43,4	4,3	4,5

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

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

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

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

Combustible	Junio					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	566,3	-28,9	1.996	7,3	1.678	3.660	-14,3	10.172	7.721	-12,9	21.704	
Lignito pardo	140,3	-24,4	30	-74,1	514	976	-20,4	2.801	2.277	-12,8	5.898	
Lignito negro	131,1	14,0	459	-26,7	471	782	22,4	2.519	1.622	3,7	5.015	
Carbón importación	1.248,1	-1,7	1.981	-17,9	3.793	8.104	7,8	22.705	16.902	12,2	45.426	
Gas natural (**)	913,9	31,8	-	-	4.091	5.444	67,8	22.589	10.241	62,1	41.114	
Gas siderúrgico	33,5	28,1	-	-	111	237	23,9	600	405	-4,3	1.132	
Fuel-oil	230,2	-38,9	384	-23,1	1.504	939	-45,3	4.749	3.324	29,2	7.328	
Sistema peninsular	3.263	-5,8	4.851	-12,1	11.809	20.142	7,1	65.780	42.492	13,6	127.508	
Carbón	86	7,1	87	-58,5	295	544	-5,3	1.791	1.162	1,4	4.397	
Fuel-oil	224	9,3	664	278,8	943	1.190	8,9	5.228	2.436	3,9	10.015	
Sistemas extrapeninsulares	310	8,6	751	95,1	1.238	1.734	4,0	7.020	3.598	3,0	14.412	

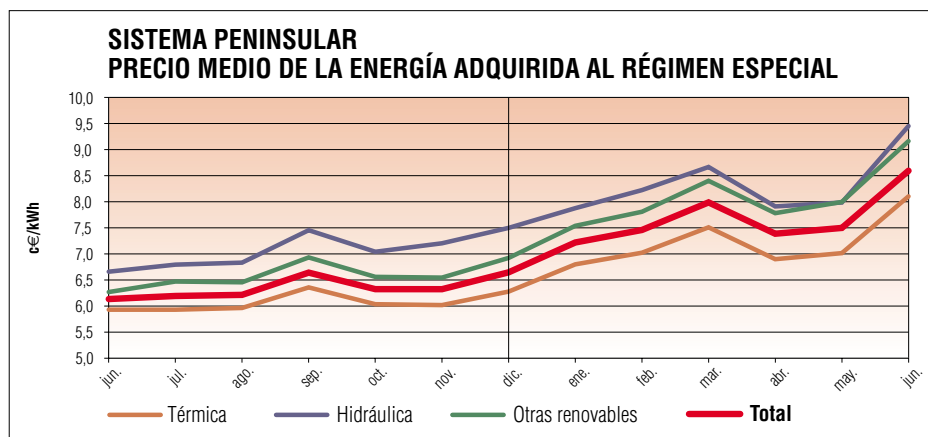
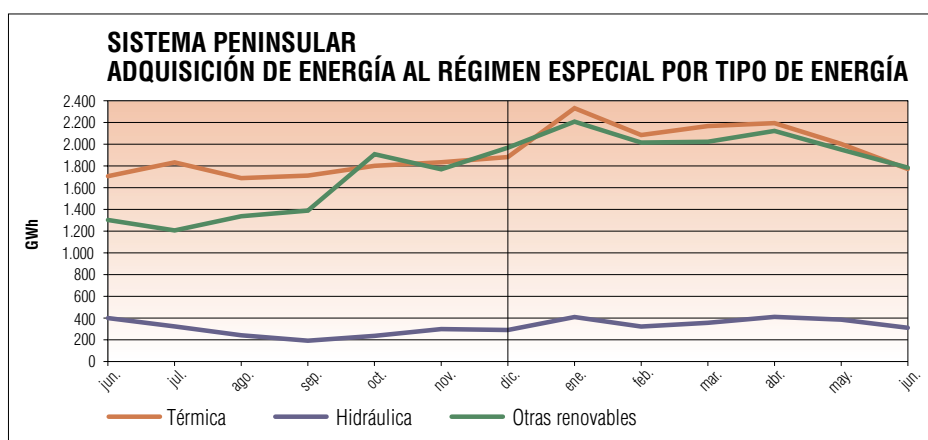
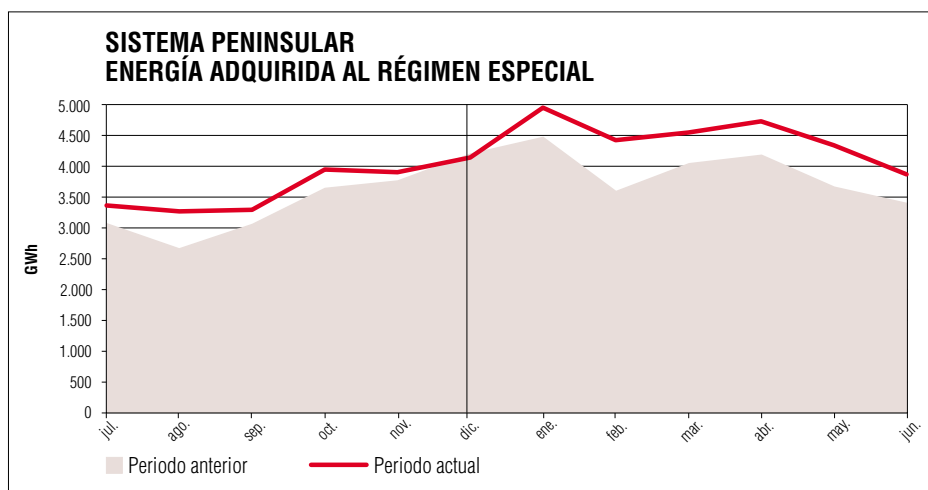
Δ% : tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS y ciclos combinados.

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

Régimen especial (*)

- Durante el mes de junio, el volumen de energía adquirida a las instalaciones de régimen especial se ha situado en 3.867 GWh, con una tasa de crecimiento de un 13,4%, respecto al mismo mes del año anterior.
- Por tipo de combustible, ha continuado destacando el aumento de peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energía renovables no hidráulicas, donde están incluidos los parques eólicos, que han incrementado su producción en un 37,0% frente al mismo mes del año anterior y han aportado el 46,1% del total de energía adquirida en el régimen especial.
- Desde la entrada en vigor del RD 841/2002, del 2 de agosto de 2002 por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, se ha incrementado el número de instalaciones participantes en el mercado de producción. Durante el mes de junio, la participación de estas instalaciones en el mercado ha alcanzado un valor de 1.796 GWh, lo que supone un 46,5% del volumen de energía producida en régimen especial.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de junio, el volumen de adquisiciones al régimen especial se han situado en 54 GWh, un 1,2% más que el del mismo mes del año anterior. En el periodo enero-junio las adquisiciones de energía se han disminuido un 2,8% respecto al mismo periodo del año anterior, las cuales han aportado el 4,9% de la demanda interanual.
- Durante el mes de junio, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial en el sistema peninsular, se ha situado en 8,594 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 7,046 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	Junio				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	6.546	1.772	3,9	8,103	36,6	12.551	12,7	7,211	27,3	23.299	5,3	6,652	12,9
Hidráulica	1.661	311	-22,3	9,451	41,9	2.197	-25,8	8,271	29,2	3.782	-23,8	7,754	17,5
Otras renovables	9.788	1.784	37,0	9,162	46,1	12.102	29,8	8,042	33,2	21.681	29,0	7,398	18,0
Sistema peninsular	17.995	3.867	13,4	8,594	40,1	26.851	14,7	7,654	29,8	48.762	11,1	7,046	15,5
Térmica	70,7	29	131,8	-	-	181	43,6	-	-	304	17,0	-	-
Hidráulica	0,5	0	-51,6	-	-	1	1,4	-	-	2	-18,1	-	-
Otras renovables	189,3	25	-38,3	-	-	158	-28,8	-	-	415	-11,4	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	261	54	1,2	-	-	340	-2,8	-	-	721	-1,4	-	-

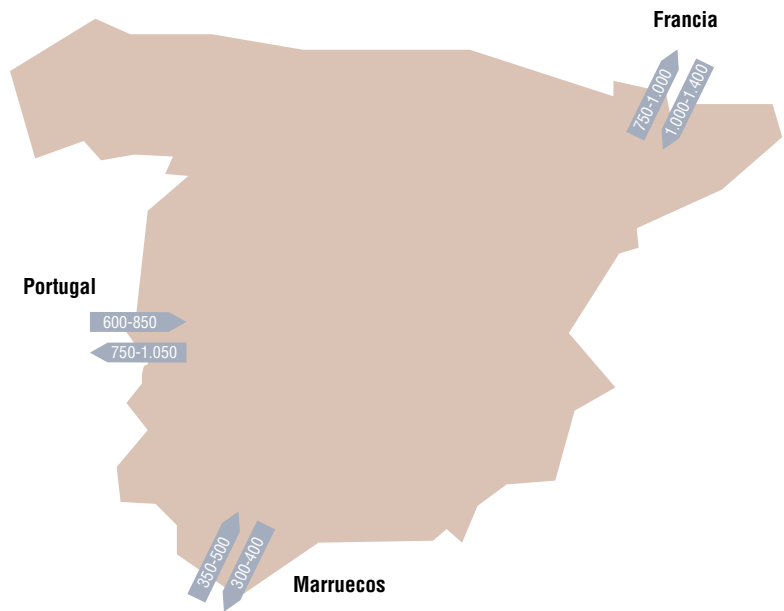
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

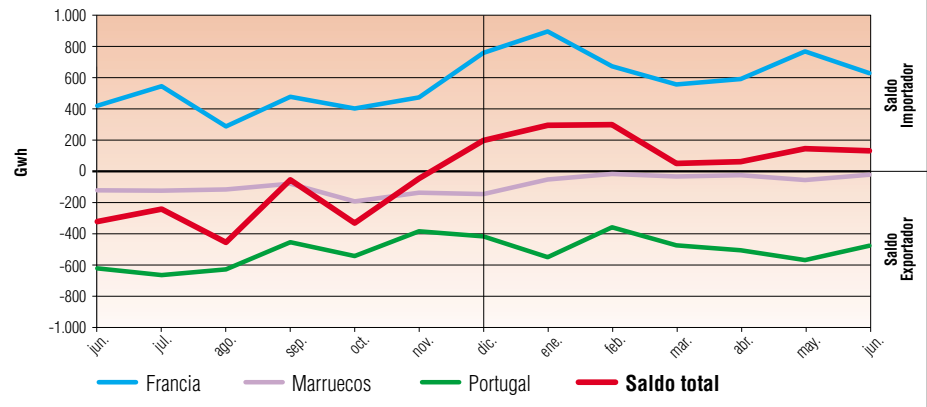
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada programada con otros países en el mes de junio ha ascendido a 1.526 GWh, un 2,0% por debajo de la del mismo mes del año anterior. El 54,3% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, generando un saldo mensual importador de 132 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 85,1% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha supuesto en junio, un volumen de 166 GWh, un 10,9% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 4,0% restante.
- Durante el mes de junio, 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 684 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 564 GWh, Marruecos, 38 GWh y Andorra, 12 GWh.
- Por lo tanto, tras el dato de junio, el saldo acumulado de intercambios internacionales ha resultado importador con una energía de 987 GWh.
- El 54,1% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, durante los seis primeros meses del año, incluidos bilaterales, ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Portugal, el 40,3% con Francia, el 3,8% con la frontera de Marruecos y el 1,9% restante con Andorra.
- En términos interanuales, el volumen total de energía intercambiada ha alcanzado los 19.555 GWh. El 77,3% de esta energía, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo exportador de 4.122 GWh. El 8,2% 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 21,1% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 4.090 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos han representado el 1,6% del volumen, aportando un saldo importador de 90 GWh.
- En el mes de junio, 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.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL JUNIO 2005 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



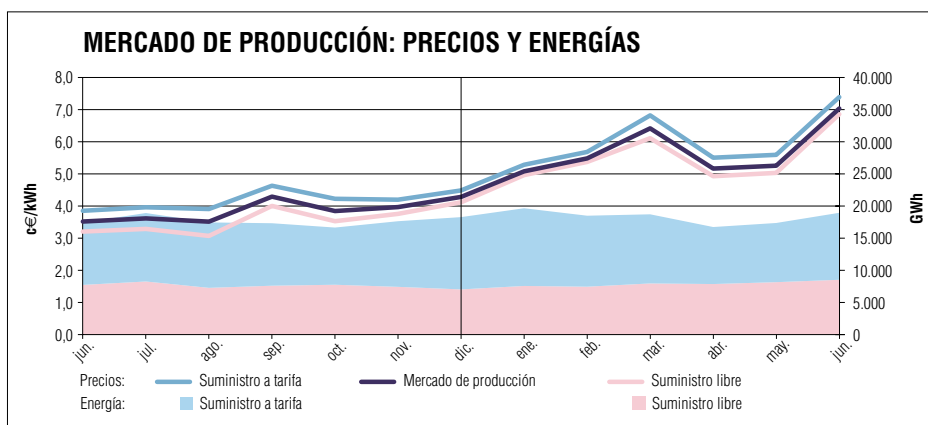
Intercambios internacionales (GWh)	Junio			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-12	-12	0	-117	-117	0	-219	-219
Francia	512	-23	489	2.495	-291	2.204	3.947	-968	2.979
Marruecos	8	-29	-21	43	-241	-198	46	-1.054	-1.008
Portugal	95	-589	-494	378	-3.280	-2.902	799	-6.845	-6.046
Mercado: Agentes	614	-652	-38	2.916	-3.929	-1.013	4.792	-9.087	-4.295
Francia	166	0	166	1.877	-17	1.861	4.106	-16	4.090
Mercado: Contratos REE	166	0	166	1.877	-17	1.861	4.106	-16	4.090
Andorra	0	0	0	0	-27	-27	0	-42	-42
Francia	30	0	30	268	0	268	351	0	351
Marruecos	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0
Portugal	0	0	0	173	-267	-94	353	-489	-136
Contratos bilaterales	31	-1	31	442	-294	147	705	-532	173
Andorra	0	0	0	4	0	4	8	0	8
Francia	0	-43	-43	3	-79	-76	9	-107	-98
Marruecos	1	-1	-1	4	-6	-3	23	-7	16
Portugal	17	0	17	66	0	66	164	0	164
Apoyo y desvíos	18	-44	-26	77	-86	-9	204	-114	90
Total intercambios	829	-697	132	5.312	-4.326	987	9.807	-9.748	58

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.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Durante el mes de junio los precios en el mercado de producción han alcanzado valores máximos, situándose por encima de los 7 c€/kWh.
- El precio medio ha sido 7,029 c€/kWh, un 33,9% más que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 19.603 GWh. Respecto de junio de 2004, el precio se ha duplicado, frente a un aumento del 9,7% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se ha situado en 4,851 c€/kWh, un 33,6% superior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones del contrato de Red Eléctrica han sumado 10.415 GWh, lo que supone un aumento del 13,2% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 7,385 c€/kWh, un 32,1% más que el mes anterior y un 91,9% más que el mismo mes de 2004.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 8.517 GWh, un 4,6% más que el mes pasado y un 10,3% más que hace un año. Esta cifra representa el 43,4% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 6,855 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 7,2% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del



Precios	Junio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/may.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	7,029	33,9	100,0	5,749	79,5	4,851	33,6
Mercado diario	6,340	37,3	125,4	5,085	95,0	4,135	38,3
Otros mercados	0,241	26,2	-6,6	0,215	42,2	0,268	37,6
Garantía de potencia	0,448	0,9	0,9	0,449	1,1	0,448	0,0
Suministro a tarifa (**)	7,385	32,1	91,9	6,044	74,9	5,148	32,2
Mercado diario	6,335	37,7	123,8	5,115	95,0	4,165	38,0
Otros mercados	0,294	39,3	3,2	0,240	39,0	0,295	32,8
Garantía de potencia	0,756	-3,0	3,1	0,689	4,2	0,688	5,4
Suministro libre (***)	6,855	36,4	114,0	5,561	89,9	4,611	37,9
Mercado diario	6,476	37,8	129,0	5,130	96,4	4,146	38,9
Otros mercados	0,271	22,6	1,1	0,263	73,6	0,307	54,2
Garantía de potencia	0,108	5,9	0,9	0,167	2,0	0,159	-0,5

Energías	Junio			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/may.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	19.603	8,8	9,7	113.266	7,8	222.029	5,9
Suministro a tarifa (**)	10.415	13,2	7,5	62.347	4,0	123.222	-0,8
Suministro libre (***)	8.517	4,6	10,3	47.467	11,2	92.759	15,5
Contratos bilaterales	252	13,4	347,3	1.634	212,6	2.667	143,5

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
X1	4,196	3,866	3,419	3,350	3,178	3,192	3,959	4,331	4,785	5,409	6,179	6,302	6,585	6,485	6,173	6,340	6,338	6,577	6,269	6,189	5,168	5,940	5,959	4,669	5,302
J2	4,321	4,182	3,892	3,907	3,926	3,970	4,242	4,551	6,457	7,407	6,898	7,194	7,714	7,402	6,881	6,975	7,046	7,830	7,753	7,669	7,189	7,194	7,202	5,054	6,259
V3	4,899	4,480	4,405	4,343	4,297	4,362	4,483	4,678	7,251	7,863	8,077	8,210	8,377	8,099	8,077	7,865	7,776	7,745	7,495	7,192	6,359	6,176	6,511	4,825	6,556
S4	4,972	4,410	4,315	4,271	4,256	4,091	3,994	3,970	4,374	4,523	5,690	6,283	6,615	6,485	5,946	4,737	4,529	4,446	4,467	4,441	4,463	4,635	4,831	4,551	4,836
D5	4,510	4,427	4,120	3,999	3,915	3,733	3,276	3,167	3,496	4,216	4,492	4,545	4,801	5,035	4,936	4,672	4,595	4,365	4,346	4,196	4,309	4,564	5,677	4,496	4,361
L6	4,501	4,241	3,974	3,985	3,961	4,059	4,382	4,529	7,144	7,648	8,356	8,665	8,918	8,263	7,605	7,558	7,628	7,920	7,629	7,313	6,791	6,980	6,905	4,662	6,635
M7	4,434	4,138	3,735	3,760	3,717	3,723	4,152	4,452	4,808	6,294	7,203	7,612	8,224	7,942	7,139	7,105	7,698	8,557	8,120	7,543	6,237	6,735	7,084	5,093	6,242
X8	5,165	4,565	4,337	4,242	4,240	4,282	4,641	6,261	7,554	9,051	9,495	9,741	10,719	10,368	9,551	9,537	9,557	10,091	9,434	8,676	7,154	7,562	7,682	5,420	7,705
J9	4,905	4,390	4,210	4,205	4,195	4,224	4,562	4,908	6,923	8,024	8,769	9,443	9,764	9,094	8,855	8,887	8,998	9,048	8,664	8,073	7,310	7,203	7,184	4,879	7,142
V10	4,914	4,491	4,328	4,220	4,211	4,233	4,565	4,654	6,269	6,958	7,530	7,636	8,789	8,830	7,734	7,647	8,226	8,842	8,526	7,642	7,454	7,319	7,409	5,352	6,700
S11	6,409	4,891	4,610	4,410	4,335	4,317	4,308	4,343	4,521	4,976	6,695	7,375	8,046	8,091	7,217	7,078	5,327	5,155	5,138	5,149	5,321	6,650	7,413	5,394	5,776
D12	4,921	4,710	4,456	4,277	4,247	4,209	4,085	3,634	4,069	4,444	4,569	4,583	4,644	4,886	5,007	4,777	4,688	4,690	4,760	4,758	4,716	5,112	7,455	5,481	4,741
L13	5,099	4,661	4,377	4,356	4,351	4,344	4,581	5,038	7,654	8,288	8,606	8,971	9,337	9,154	8,875	9,355	9,921	10,252	10,130	9,516	8,385	8,327	7,839	5,497	7,585
M14	4,905	4,630	4,387	4,230	4,234	4,255	4,557	4,793	5,344	6,718	7,905	8,092	8,730	8,117	7,040	7,156	7,604	8,194	7,674	6,341	5,411	5,963	6,332	4,942	6,270
X15	4,871	4,542	4,309	4,162	4,173	4,206	4,480	4,729	5,099	7,138	8,628	9,148	9,631	9,147	8,202	8,168	9,162	9,606	9,556	8,292	7,475	7,271	7,288	5,121	7,030
J16	5,092	4,744	4,600	4,405	4,396	4,465	4,765	5,094	6,328	8,044	9,033	9,830	9,807	9,409	8,207	8,762	9,266	9,684	9,324	8,028	7,522	6,168	6,131	5,082	7,199
V17	5,167	4,759	4,610	4,501	4,503	4,538	4,806	5,147	7,376	8,626	9,541	9,935	10,498	10,202	9,613	9,645	9,868	10,077	9,753	8,973	8,511	8,262	8,257	6,912	7,888
S18	5,460	5,307	4,907	4,683	4,563	4,495	4,481	4,478	4,878	6,995	8,166	9,198	9,571	9,528	8,423	7,408	7,093	5,711	5,796	5,687	6,288	7,487	8,298	7,345	6,672
D19	6,062	5,167	4,779	4,534	4,459	4,348	4,335	4,212	4,310	4,648	5,020	5,485	5,461	5,771	5,679	5,454	5,432	5,167	5,122	5,089	5,448	5,562	8,557	6,966	5,332
L20	5,022	4,711	4,569	4,287	4,262	4,282	4,765	4,962	7,386	9,340	10,288	10,335	10,873	10,865	10,549	10,940	10,875	11,424	10,893	10,340	9,457	9,262	9,387	7,295	8,573
M21	5,644	4,990	4,726	4,444	4,406	4,396	4,838	5,095	7,348	9,579	10,851	11,393	11,968	11,664	10,988	11,153	11,413	12,824	11,401	10,674	9,435	9,013	9,214	7,057	8,818
X22	6,821	5,356	4,813	4,631	4,499	4,530	5,074	5,675	7,891	9,544	11,141	11,751	13,028	12,497	12,637	12,791	13,290	13,519	13,364	11,775	11,003	10,576	10,466	7,912	9,734
J23	6,889	5,694	5,276	4,773	4,624	4,801	5,393	6,572	8,066	9,714	11,194	12,202	13,026	13,366	13,089	11,768	13,031	13,216	13,193	11,787	10,350	9,997	9,858	8,225	6,999
V24	7,092	5,768	5,312	4,705	4,577	4,515	4,969	5,713	6,971	8,318	9,881	9,740	9,775	9,646	9,248	9,314	9,382	9,680	9,382	9,279	8,077	7,612	8,866	7,250	7,841
S25	6,153	5,517	4,764	4,620	4,406	4,309	4,206	4,303	5,130	6,184	8,613	9,354	9,281	9,304	7,627	6,387	5,988	6,099	6,332	6,066	6,118	6,268	7,527	6,360	6,575
D26	5,261	4,691	4,491	4,273	4,206	4,202	3,963	3,923	3,957	4,247	4,519	4,831	5,078	5,229	5,405	4,953	4,839	4,726	4,757	4,664	4,851	5,100	6,618	5,840	4,811
L27	5,299	4,467	4,241	4,210	4,101	4,176	4,457	5,084	7,399	9,280	9,807	10,162	10,385	10,414	10,100	10,166	10,516	11,060	10,903	9,789	9,195	8,722	8,948	7,179	8,247
M28	5,938	5,540	4,698	4,658	4,542	4,605	5,252	5,677	7,512	8,711	10,050	10,228	10,415	10,325	9,226	8,892	9,098	9,967	9,573	8,841	7,821	7,610	8,009	6,836	7,839
X29	5,743	5,259	4,614	4,442	4,263	4,244	4,613	5,107	6,792	7,131	9,032	10,026	10,131	10,185	9,686	9,997	10,166	10,271	9,735	8,872	7,444	7,354	7,825	6,485	7,666
J30	5,431	5,097	4,515	4,359	4,333	4,490	5,083	5,659	7,824	10,122	11,400	11,318	11,644	11,423	11,018	10,458	10,623	10,662	10,381	9,253	7,256	6,943	7,077	5,939	8,241
Media	5,426	4,805	4,473	4,317	4,254	4,263	4,532	4,875	6,266	7,468	8,416	8,837	9,264	9,091	8,524	8,393	8,571	8,858							

pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

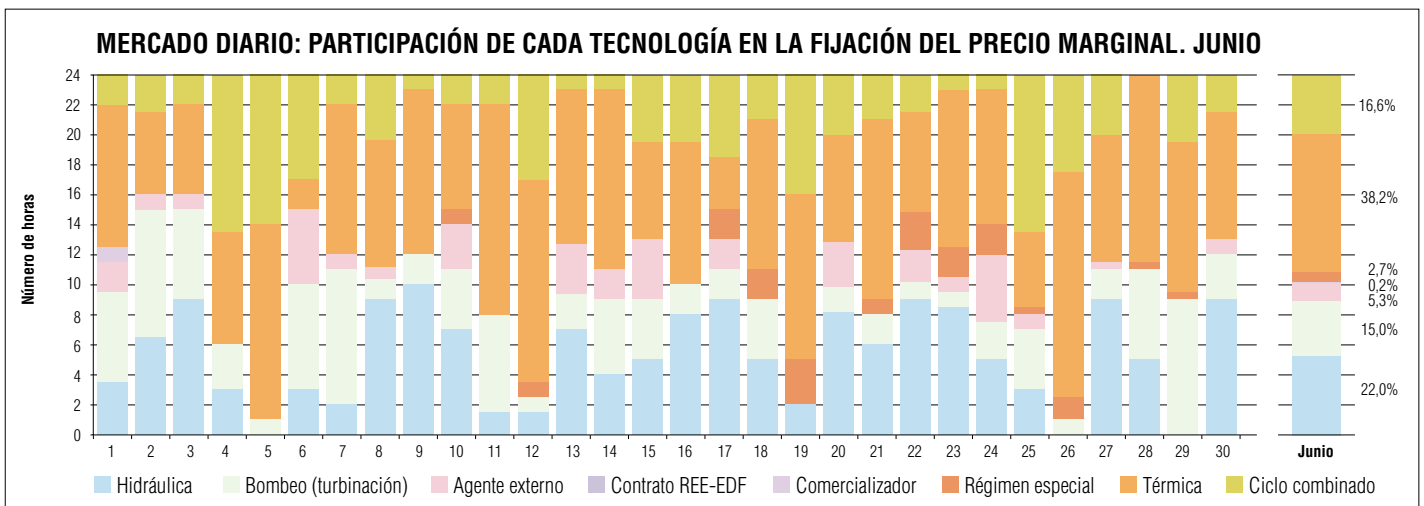
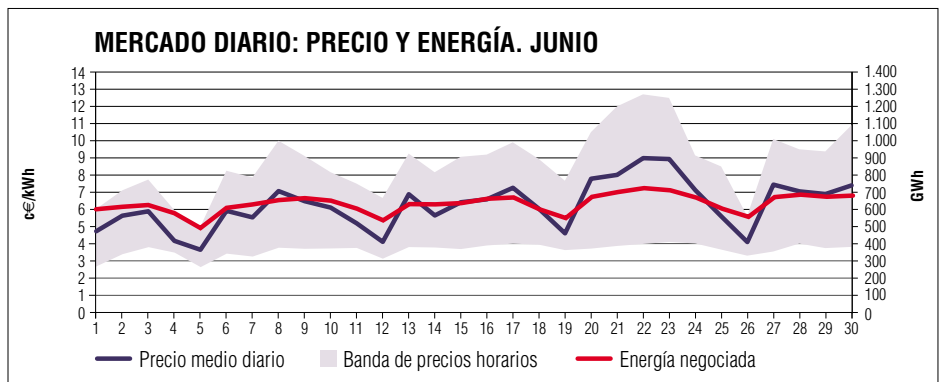
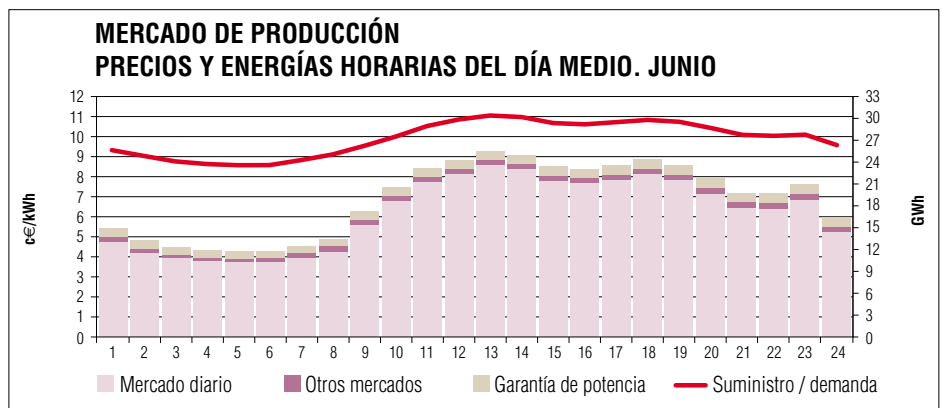
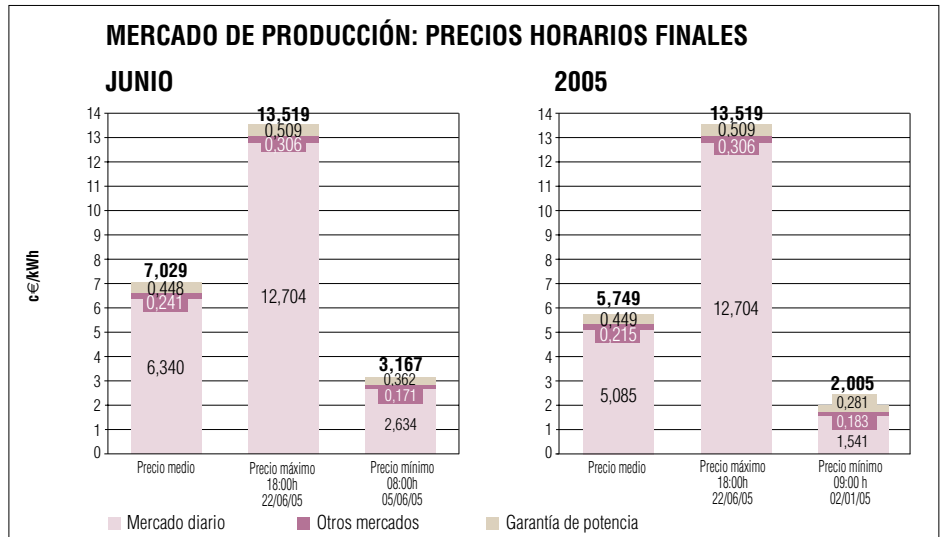
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de junio, precio valle, ha sido 4,599 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 7,850 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 13,519 c€/kWh, en la hora 18 del miércoles 22, mientras que el precio mínimo fue 3,167 c€/kWh en la hora 8 del domingo 5.
- 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 4,254 y 9,264 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 23,6 y 30,4 GWh.

Mercado diario

- En junio, el precio medio del mercado diario ha sido 6,340 c€/kWh, la energía intercambiada 19.075 GWh y el volumen económico contratado de 1.209,42 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,3 % de la energía y el 87,7 % del volumen económico.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de junio, ha sido de 2,634 c€/kWh, el cual se alcanza el domingo 5 a las horas 7 y 8. Por el contrario el precio máximo del mes 12,704 c€/kWh se ha alcanzado durante la hora 18 del miércoles 22.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, en relación con el



mes anterior, los gráficos muestran un ligero ascenso en la producción térmica y de ciclo combinado. Las instalaciones de régimen especial durante este mes han reducido su participación en la cobertura de la demanda.

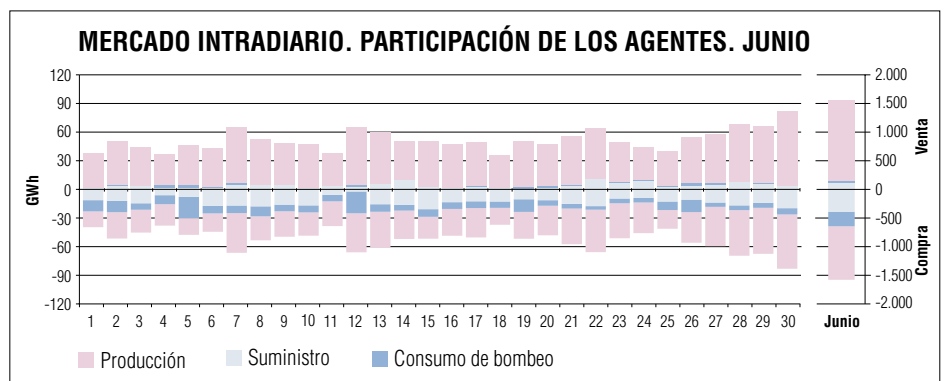
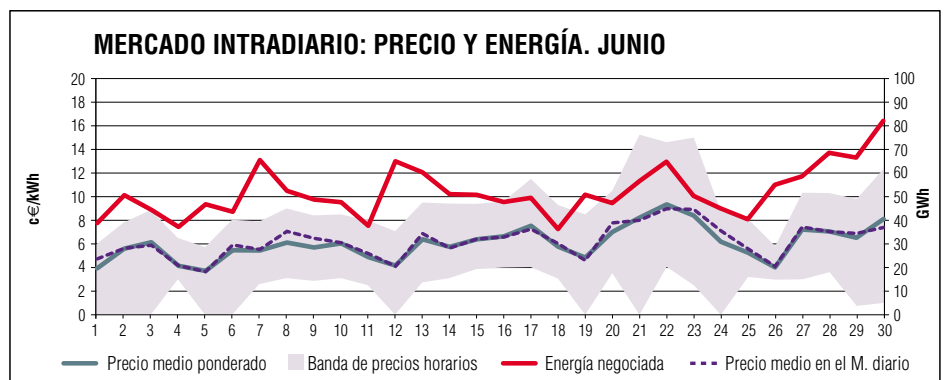
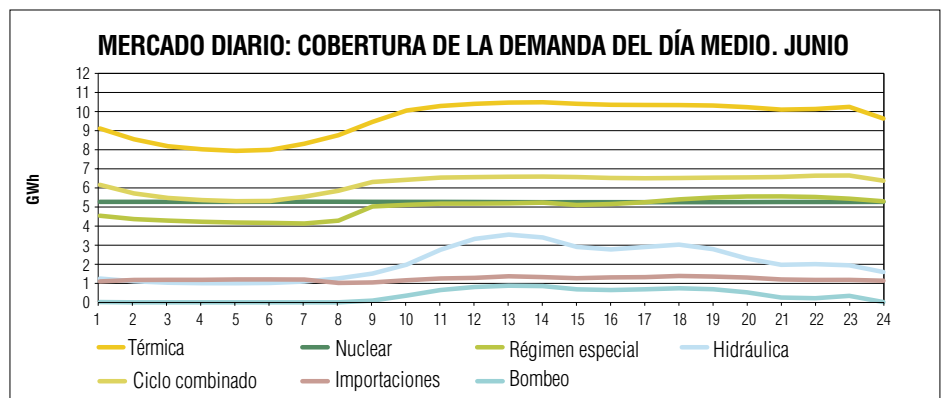
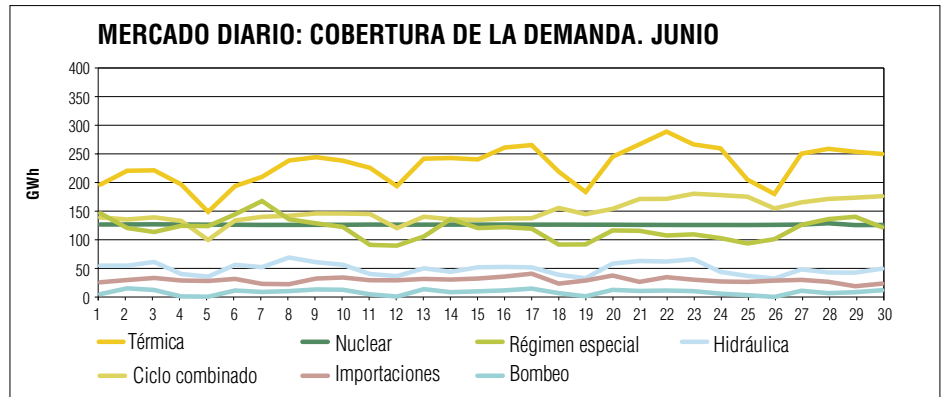
- En relación a la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de junio, los grupos térmicos han disminuido ligeramente su participación, mercado marginal un 38,2 %. Así mismo, los grupos de ciclo combinado han disminuido su porcentaje considerablemente hasta situarse en un 16,6 %. Por el contrario, los grupos hidráulico y de bombeo han incrementado el número de horas que marcan marginal, marcando marginal un 37,0 % de las horas. El resto de horas han marcado marginal el régimen especial, un 2,7% y los agentes externos un 5,3%.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 6,193 c€/kWh, un 36,0 % más que el mes anterior y un 2,3% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.560 GWh, un 4,6 % superior que el mes anterior. De esta energía, el 30,8% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El restante, 481 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda, destinada al consumo de bombeo, 224 GWh, y al suministro, 257 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado no ha supuesto ningún coste.
- Se pueden observar diferencias en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 935, 249, 131, 62, 83 y 101 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 15,25, y 5,562 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de junio ha sido de 87,91 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,448 c€/kWh, igual a la del mes anterior y que supone el



- 6,4% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste de 0,58 M€, con una repercusión sobre el

precio medio del mercado de 0,003 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 252 GWh en el mes de junio, un 13,4% más que el mes anterior.

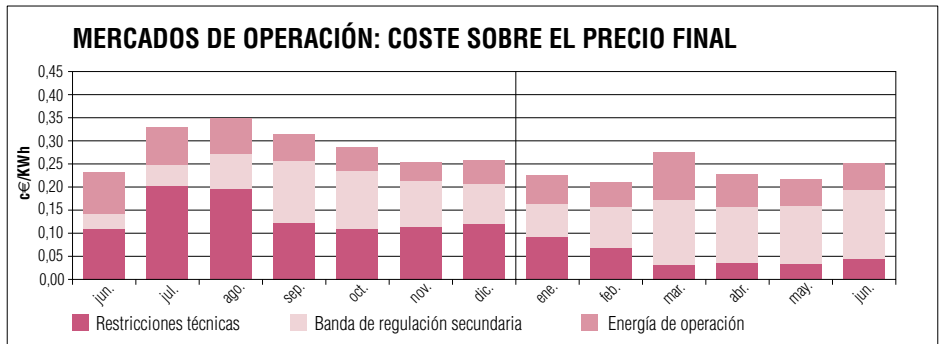
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en junio ha sido 0,253 c€/kWh, un 17,1% superior al del mes de mayo, suponiendo un 3,6% del precio final del mercado de producción. Este coste ha sido un 9,1% superior al marcado en junio de 2004.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 245 GWh, un 1,3 % de la energía correspondiente al mercado diario. Dicha energía ha resultado la mitad de la del mismo mes del año anterior. La escasa hidraulicidad y la indisponibilidad de grupos que habitualmente entran en casación supone que otros grupos térmicos que no suelen resultar casados y se programan por restricciones, en este periodo sí son casados en el mercado diario. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 11,407 c€/kWh, un 32,2 % superior al del mes de mayo.

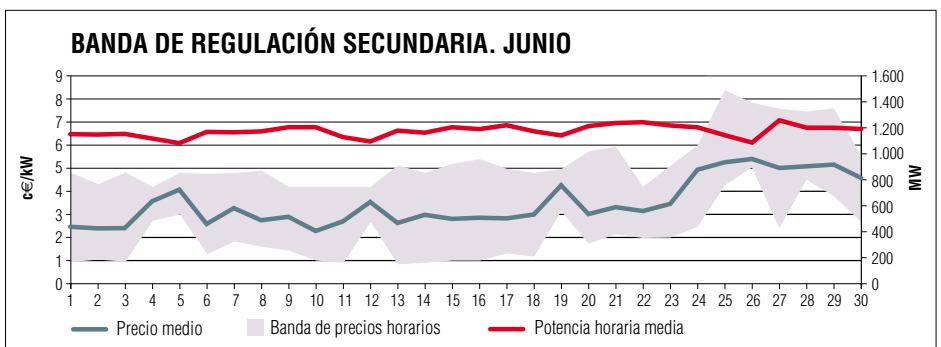
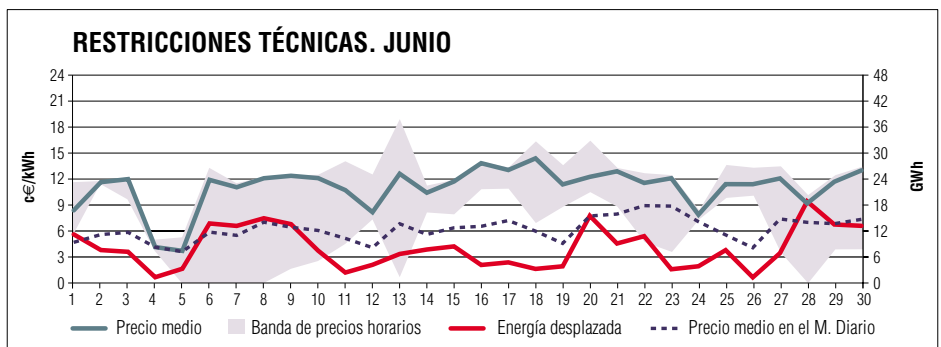
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.179 MW, repartidos en 682 MW a subir y 497 MW a bajar. El precio medio ha sido 3,500 c€/kW, un 36,45 % más que en mayo. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,150 c€/kWh, un 18,1 % superior al del mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 692 GWh, repartida en 414 GWh a subir y 278 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 8,577 c€/kWh y el de recompra 3,952 c€/kWh, ambos superior a los registrados en mayo. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,060 c€/kWh, un 5,3 % superior al mes anterior.

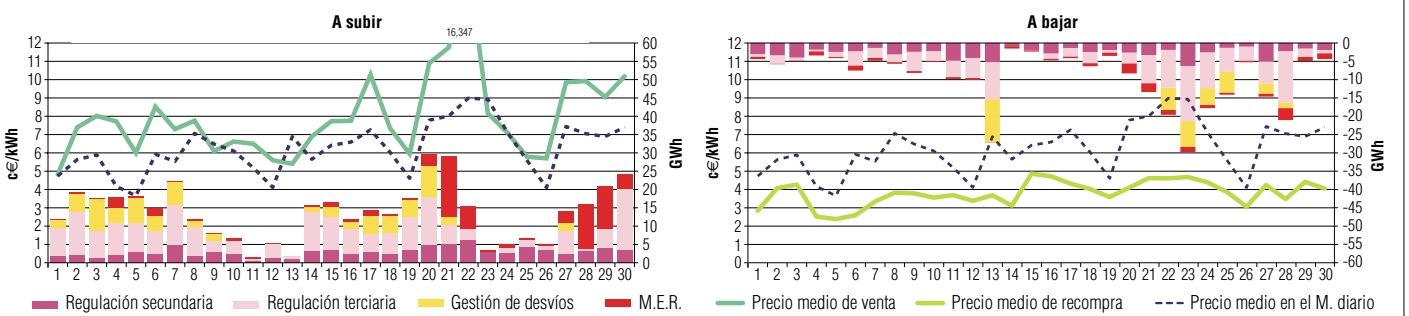


Mercados de operación Junio	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Restricciones técnicas (*)	0,043	245		11,407	
Banda de regulación secundaria (**)	0,150	682	497	3,500	
Energía de operación (***)	0,060	414	278	8,577	3,952
Regulación secundaria		86	82	7,346	4,511
Regulación terciaria		180	129	8,047	3,882
Gestión de desvíos		74	39	7,723	4,193
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		75	28	12,089	2,275
Total	0,253				

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



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



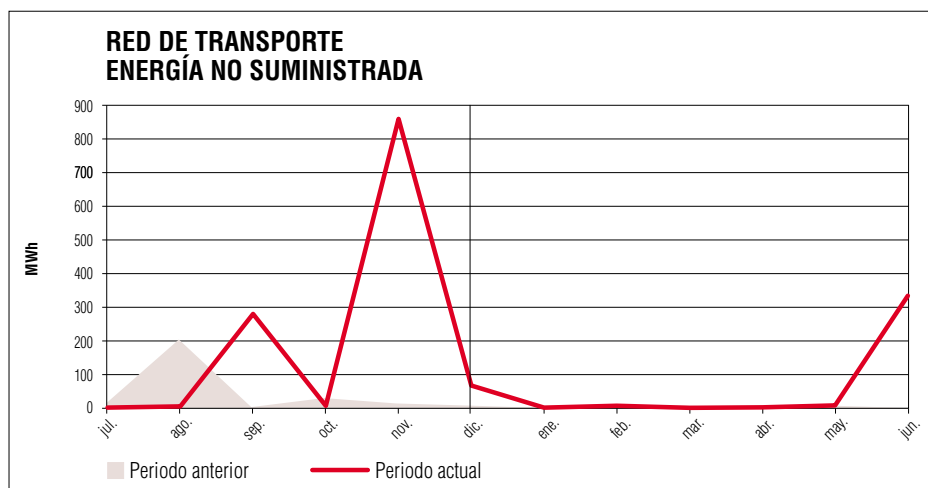
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 junio se ha registrado seis cortes de mercado en las instalaciones de la Red de Transporte; dos de ellos han tenido lugar en la zona de Sevilla con una energía no suministrada de 20,45 y 163,8 MWh, respectivamente; otro de los cortes de mercado se ha producido en la zona de Madrid con una energía no suministrada en 18,77 MWh; El cuarto corte se ha registrado en la zona de Cantabria con una energía no suministrada de 75 MWh. Los dos restantes han sucedido en la zona de Cataluña, con una energía no suministrada de 4,9 MWh y en la zona de León donde el el corte de mercado ha sido de 1,83 MWh.
- El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte, durante el mes de junio, ha sido de 0,700 minutos, situando el valor acumulado de los últimos doce meses en un total de 3,423 minutos, frente a los 0,664 minutos registrados en el mismo periodo de año anterior.
- La tasa de disponibilidad de la red de transporte durante el mes de junio se ha situado en un 98,2%, porcentaje superior en medio punto al alcanzado el mismo mes del año 2004.

Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

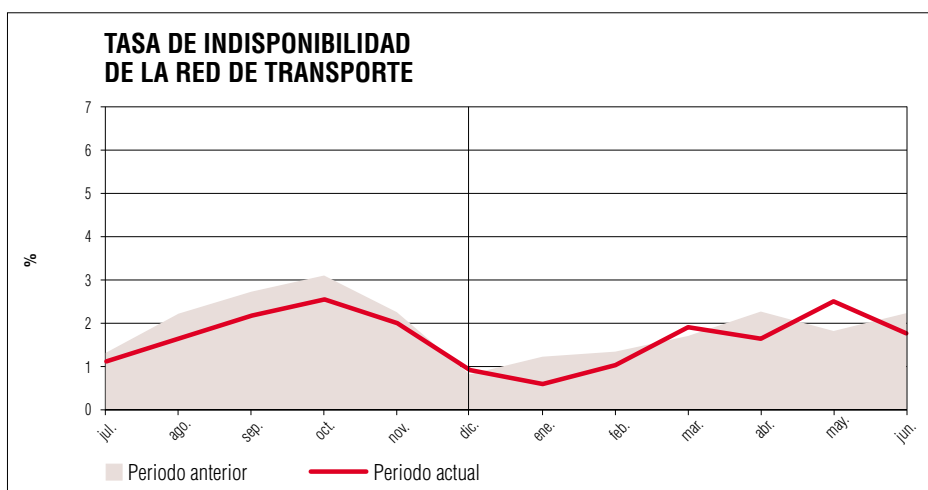
Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante el periodo a calcular.

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 Calidad del servicio

	Junio	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	333,5	350,4	1.581,7
REE (Instalaciones anteriores)	1,8	1,8	4,2
REE (Instalaciones adquiridas)	207,9	217,4	1.045,6
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	0,700	0,734	3,423
REE (Instalaciones anteriores)	0,004	0,004	0,009
REE (Instalaciones adquiridas)	0,436	0,455	2,263



Red de transporte

Tasa de indisponibilidad

	Junio		Acumulado anual	
	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo y predictivo	0,31	-35,2	0,38	-16,6
Causas ajenas al mantenimiento	0,61	-30,0	0,57	-15,6
Mantenimiento correctivo	0,04	-75,9	0,26	2,2
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,02	58,4	0,01	-31,3
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,79	59,4	0,47	3,2
Sin clasificar (*)	0,01	-96,1	0,05	-73,1
Total (**)	1,763	-12,5	1,682	-8,9

(*) Datos de otros transportistas pendientes de clasificar.

(**) El total de la indisponibilidad de la red de transporte no incluye las indisponibilidades por causas de fuerza mayor o acciones de terceros.
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS
Liquidación nº 6, 2005. Periodo Enero-Junio (1)

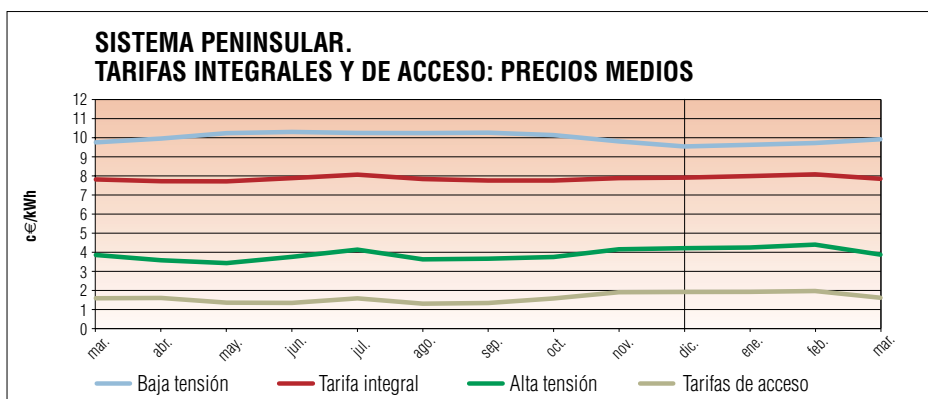
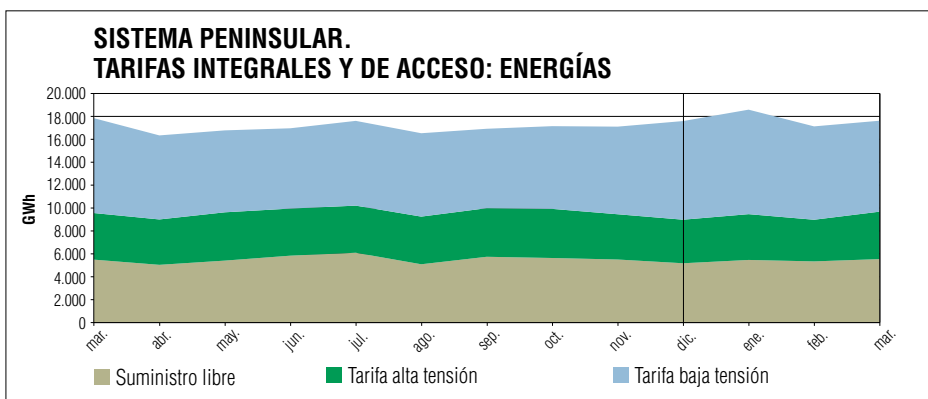
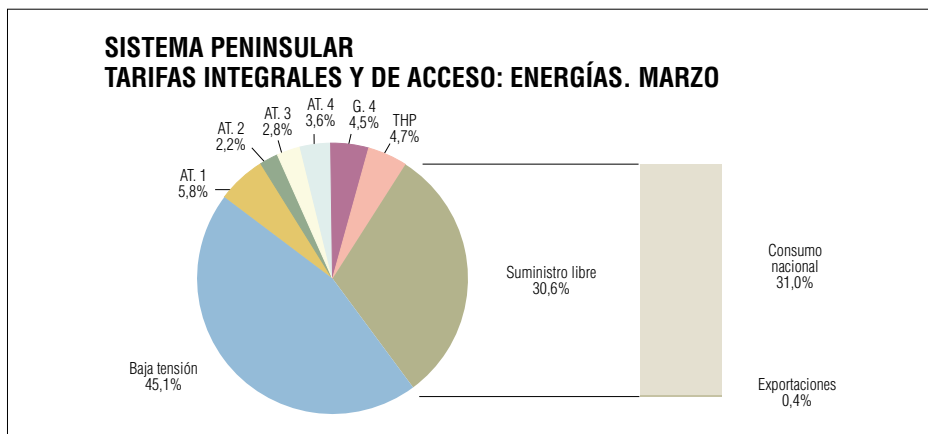
(Millones de euros)

CLIENTES A TARIFAS		CLIENTES CUALIFICADOS		
	Volumen M€	Energía GWh	Precio medio c€/kWh	
INGRESOS 5.876,71				
Venta de energía 5.086,52 64.033 7,943				
Peninsular	4.689,38			
Insular	397,14			
Peajes 755,71 35.057 2,156				
Peninsular	736,22			
Insular	19,49			
Peajes por interconexiones intern. 0,49 336 0,146				
Transportes intracomunitarios (ETSO) 7,88				
Otros servicios 26,11				
Distribuidores y Comercializadoras				
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO 3.520,84				
Generadores				
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL 1.169,31				
Generadores				
COSTE DEL TRANSPORTE 400,55				
REE 290,44				
Empresas eléctricas 110,11				
COSTE DE DISTRIBUCIÓN (2) 1.529,65				
Distribución 1.366,15				
Gestión comercial 125,02				
Calidad de servicio 34,20				
Gestión de la demanda 4,28				
Distribuidoras				
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD ABASTECIMIENTO 196,52				
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles 6,28				
Comp. Moratoria Nuclear 177,60				
Financiación 2º Ciclo C.N. 12,64				
Stock estratégico C.N. -				
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO -1.037,26				
Operador del Mercado 4,18				
Operador del Sistema 14,33				
C.N.E. 5,03				
Comp. E. Extrapeninsulares 141,63				
Retribución Fija (CTCs) -1.202,43				
Asignación General -				
Asignación Específica -				
Stock Carbón 0,93				
Prima Carbón (3) 35,83				
Reducción Prima Carbón (4) -7,46				
Plan de financiación extraordinario (5) 8,71				
Déficit liquidatorio -1.240,45				
Rev. Generación Extrapeninsular 7,71				
Desajustes de Ingresos 89,39				
Apor. Generación Extrapeninsular (6) -				
Generadores				

- (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 marzo se ha elevado a 12.091 GWh, inferior en un 2,2% al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de marzo, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 140.567 GWh, un ligero 0,3% inferior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en marzo ha sido 7,858 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 2005.
- En marzo la energía consumida en el mercado libre representó el 31,4% del consumo total, porcentaje 0,3 puntos por encima del registrado el mes anterior, con lo que el porcentaje interanual se sitúa en el 31,9%.
- El precio medio de las tarifas de acceso en marzo ha sido de 1,610 c€/kWh, por lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,612 c€/kWh, 8,3% superior al del mismo periodo del año anterior.



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

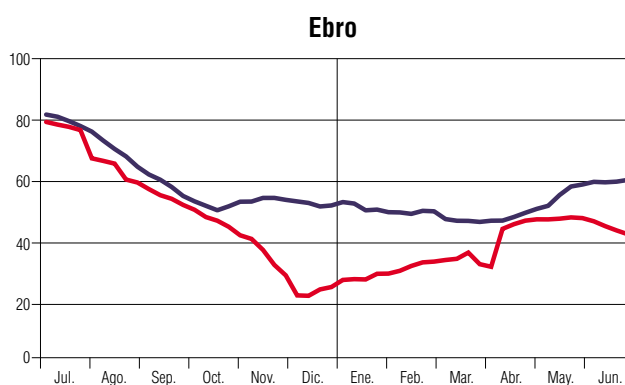
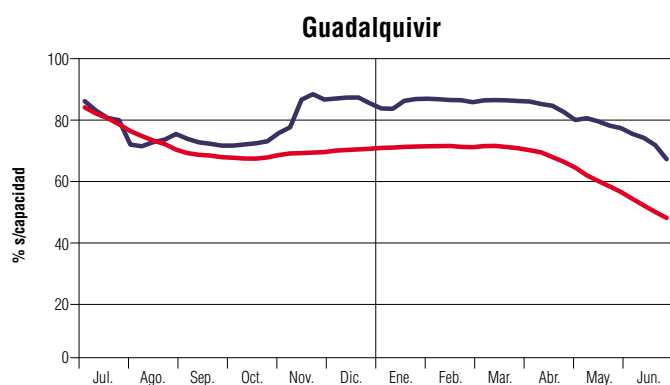
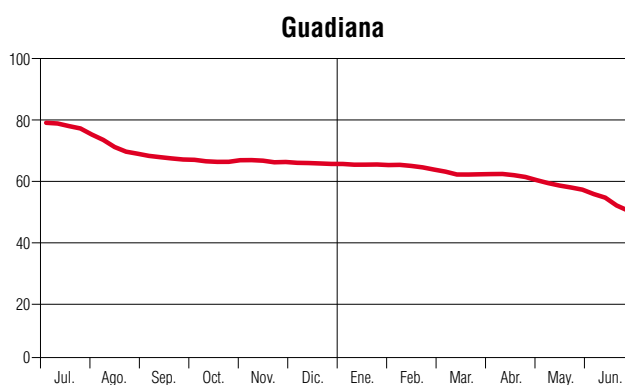
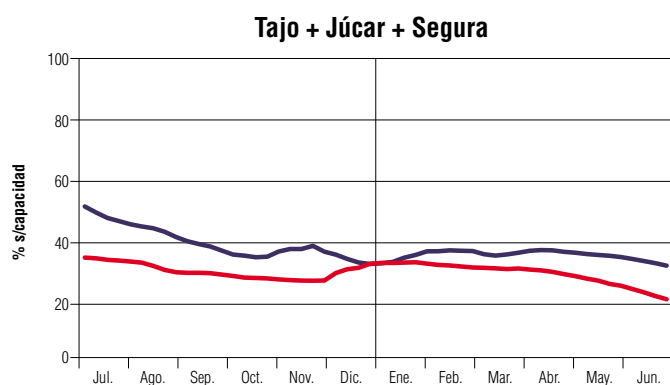
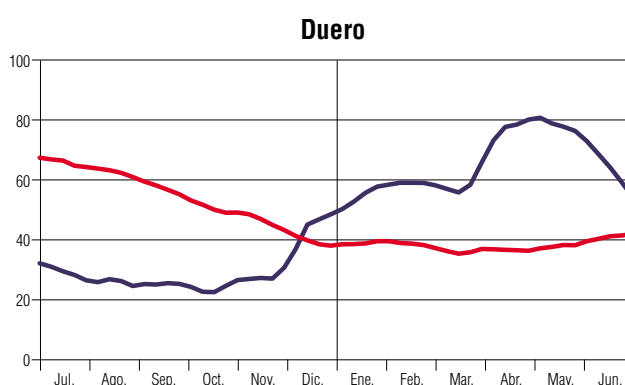
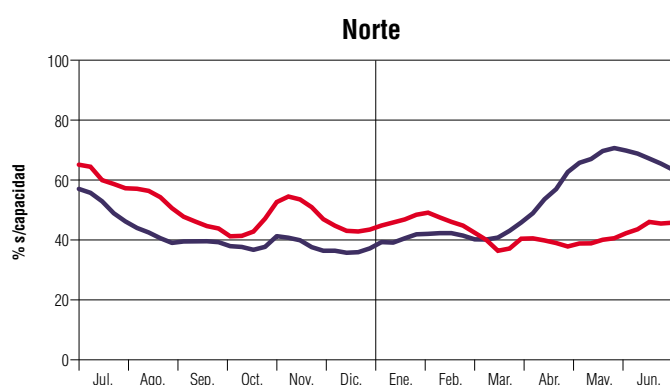
Tarifa integral	Marzo				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	1.015	-1,0	6,662	2,0	3.021	-0,7	6,725	2,1	12.755	0,5	6,576	2,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	381	4,4	3,755	1,4	1.063	2,9	4,041	4,1	4.391	4,8	3,733	5,6
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	496	-0,5	3,037	-0,1	1.357	-0,5	3,367	3,3	5.762	2,2	3,047	6,5
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	635	3,2	2,488	1,8	1.681	10,9	2,779	3,4	7.147	6,0	2,392	3,6
G.4 (Grandes consumidores)	788	1,1	2,360	0,5	2.294	0,5	2,399	2,0	9.225	2,6	2,357	1,7
Tarifa horaria de potencia	828	5,2	3,521	-0,8	2.368	6,7	4,102	1,4	9.390	6,5	3,492	0,3
Alta tensión	4.144	1,8	3,875	0,5	11.784	2,8	4,164	1,7	48.670	3,4	3,893	1,9
Baja tensión	7.948	-4,1	9,935	1,6	25.238	-0,6	9,766	0,9	91.898	-2,2	9,997	1,1
Sistema peninsular	12.091	-2,2	7,858	0,4	37.022	0,5	7,983	0,5	140.567	-0,3	7,883	0,2
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.474	1,9	1,629	0,8	16.136	5,2	5,562	2,3	64.343	4,9	1,648	1,7
Exportaciones	72	-43,0	0,119	-1,2	227	-52,8	0,486	-6,7	1.594	-73,5	0,139	-2,4
Total	5.546	0,9	1,610	1,7	16.363	3,4	5,491	3,9	65.936	-2,1	1,612	8,3

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

SISTEMA PENINSULAR. DATOS HIDRÁULICOS JULIO 2004 - JUNIO 2005

Energía Producible Hidráulica (GWh)	2004						2005					
	Zona	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Catalana	378,0	88,0	144,0	217,6	190,5	433,3	198,4	113,9	271,5	422,2	559,2	541,4
Centro-Levante	28,9	81,0	3,2	228,3	278,0	250,7	315,5	44,0	52,0	93,9	31,4	5,7
Centro-Norte	79,1	(5,0)	194,5	444,8	593,5	417,6	225,4	286,0	498,9	670,6	390,0	195,5
Noroeste	48,5	146,0	256,2	304,2	574,7	418,8	629,8	303,9	547,2	844,6	604,4	366,4
Aragonesa	102,6	39,2	38,5	67,1	75,4	56,5	21,9	21,6	39,5	64,1	132,6	80,3
Andaluza	20,8	27,7	0,5	23,4	4,1	3,6	(4,1)	9,4	23,5	3,1	2,6	1,0
Total	657,9	377,0	637,0	1.285,4	1.716,1	1.580,5	1.387,0	778,8	1.432,5	2.098,5	1.720,2	1.190,3

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (JULIO 2004-JUNIO 2005)



— Anual — Hiperañual



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>