

ENERGÍA ELÉCTRICA

FEBRERO 2005. Nº 81



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	
• Producción hidroeléctrica en el sistema peninsular. 1994-2004	

Fuentes de información:

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

Fecha de redacción: 30 de mayo de 2005
Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S.L.

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados
disponibles en Internet:

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: <http://www.min.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- La demanda de energía eléctrica durante el mes de febrero ha alcanzado un valor de 21.260 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 9,2%.
- Las temperaturas registradas durante el mes de febrero, más bajas que las del año anterior, han contribuido con un 9,1% al crecimiento de la demanda. Por el contrario, el efecto de la laboralidad ha reducido dicho crecimiento en 3,1 puntos. Descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 3,2%.
- Durante el mes de febrero, la generación neta del régimen ordinario ha cubierto el 78,2% de la demanda, cinco puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 20,4%, 2,1 puntos más que en 2004. El 1,4% restante de la demanda se ha cubierto con el saldo importador de intercambios internacionales.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la demanda mensual ha ascendido a 1.125 GWh, con un crecimiento de un 6,5% en relación a la del mismo mes del año anterior, situando el crecimiento interanual en un 5,8%, 3,6 puntos por debajo de la tasa registrada en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio final en el mercado de producción ha marcado el valor más alto de los últimos dos años, 5,478 c€/kWh. Este precio ha sido un 7,9% superior al del mes anterior e igualmente un 78,5% mayor que el registrado en febrero de 2004.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante los dos primeros meses del año ha sido de 5,631 c€/kWh, un 41,6% 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 clientes cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en los dos primeros meses del año ha alcanzado los 6,780 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 5,470 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 5,848 c€/kWh, un 13,3% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

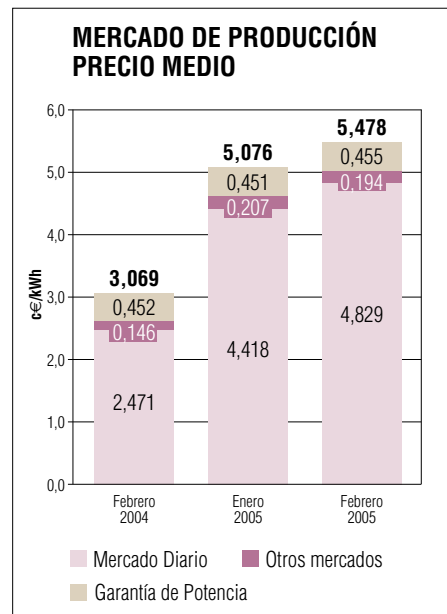
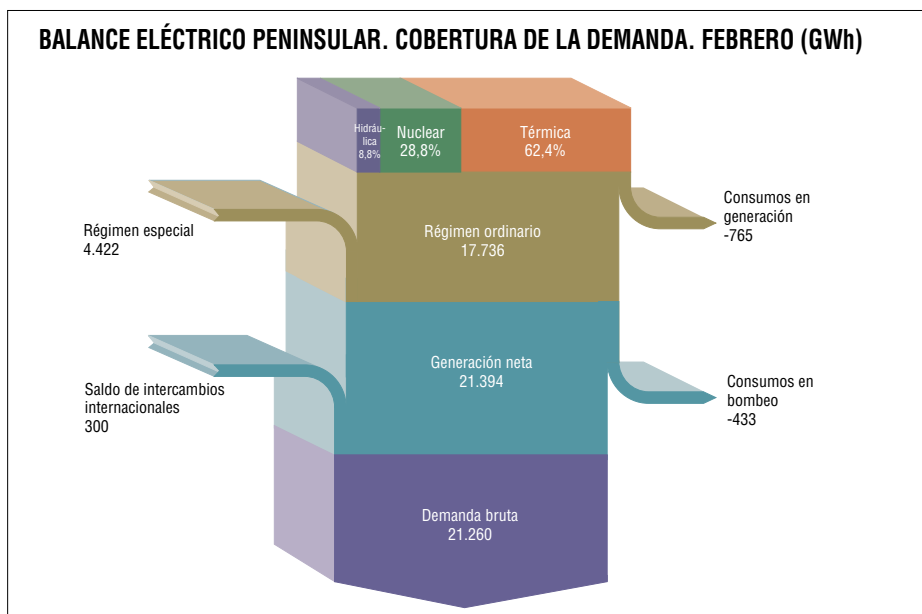
Balance eléctrico	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Régimen ordinario	17.736	3,6	36.768	7,0	208.702	6,1
Consumos generación	-765	13,4	-1.574	15,3	-8.808	7,7
Régimen especial	4.422	22,7	9.371	15,9	46.318	10,1
Generación neta	21.394	6,7	44.565	8,4	246.213	6,8
Consumos bombeo	-433	56,8	-986	44,8	-4.910	11,8
Saldo intercambios internacionales	300	-	595	-	-1.868	-
Demanda transporte	21.260	9,2	44.174	11,0	239.435	5,6
Sistemas extrapeninsulares						
Régimen ordinario	1.141	6,2	2.367	7,8	14.173	6,1
Consumos generación	-67	-0,6	-140	1,2	-854	2,6
Régimen especial	50	3,0	96	-9,8	719	-1,8
Demanda transporte	1.125	6,5	2.322	7,4	14.038	5,8

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

Coste de adquisición de la energía	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	5,993	54,5	5,848	34,3	4,811	10,5
En el mercado	5,680	76,3	5,470	68,1	4,257	7,8
Al régimen especial	6,774	16,6	6,780	16,9	6,276	12,8
Compras otros agentes en el mercado (**)	5,368	85,8	5,162	76,7	3,650	6,1
Total	5,790	62,5	5,631	41,6	4,408	8,2

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

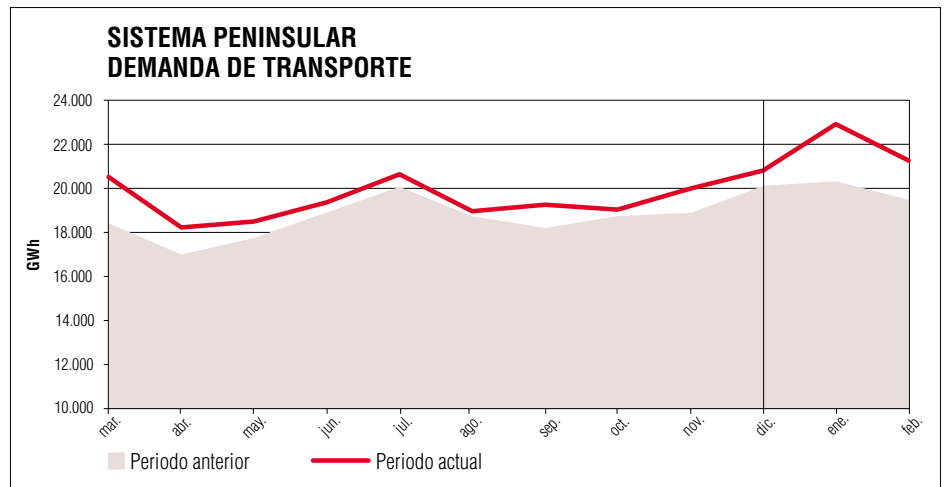
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de febrero, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en un 9,2% respecto al mismo mes del año anterior, alcanzando un valor de 21.260 GWh.
 - El efecto de la laboralidad ha tenido una influencia negativa sobre el crecimiento de la demanda de un 3,1%.
 - Las temperaturas de febrero han sido inferiores a las del mismo mes del año anterior, afectando al crecimiento de la demanda en 9,1 puntos. La temperatura media registrada ha sido de 7,4°C, casi dos grados inferior a la del año anterior. Las temperaturas máximas han marcado un valor medio de 11,8°C, 2,2 grados menos que las de febrero de 2004, mientras que las mínimas han sido inferiores en 2,4 grados a las del año anterior.
 - Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 3,2%, casi un punto superior al de febrero del 2004.

- La demanda acumulada se ha situado en un 11,0%, casi nueve puntos superior a la registrada en el mismo periodo de 2004. A este elevado crecimiento han contribuido las frías temperaturas de los dos meses transcurridos que han tenido un efecto positivo sobre la demanda de un 9,0%, mientras que la laboralidad ha reducido en un 2,0% su crecimiento. Descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 4,0%.

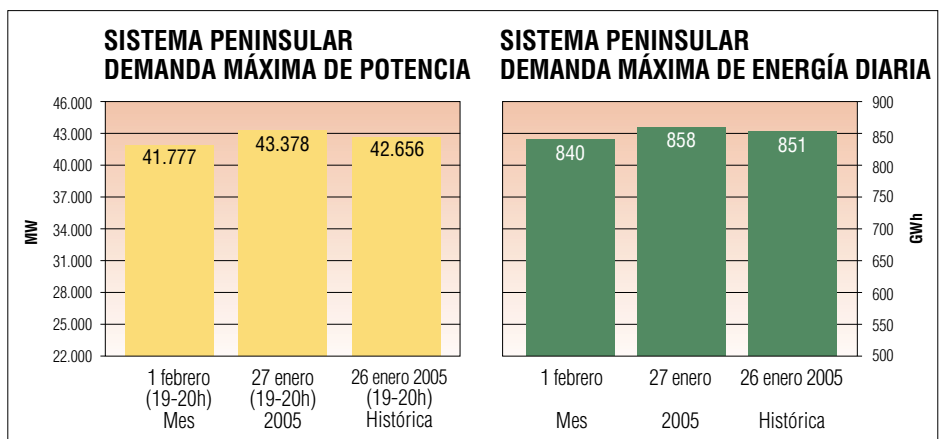
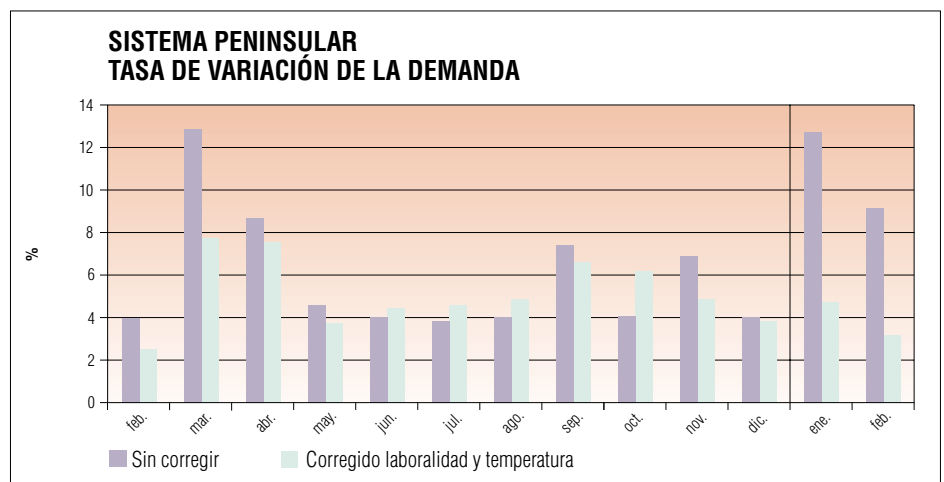
- La demanda máxima de potencia horaria de febrero se ha registrado el primer día del mes a las 19 horas con 41.777 MW, un 3,7% menor que la máxima histórica registrada el mes anterior. La demanda máxima de energía diaria se produjo el mismo día con un valor de 840 GWh, tan sólo 30 GWh inferior a la máxima histórica también registrada el mes anterior.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero la demanda ha ascendido a 1.125 GWh, con un crecimiento de un 6,5% 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%, 3,6 puntos inferior al del mismo período del año 2004.



Demanda transporte	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	21.260	9,2	44.174	11,0	239.435	5,6
Efectos						
Laboralidad	-	-3,1	-	-2,0	-	0,0
Temperatura	-	9,1	-	9,0	-	1,8
Activ. económica y otros	-	3,2	-	4,0	-	3,9
Sistemas extrapeninsulares	1.125	6,5	2.322	7,4	14.038	5,8

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

- La generación bruta del régimen ordinario se ha situado en 17.736 GWh durante el mes de febrero, con una tasa de crecimiento de un 3,6% respecto a febrero del año anterior.
- Una vez más, la estructura de la generación bruta mensual del régimen ordinario ha venido condicionada por la escasa producción hidroeléctrica que apenas ha aportado el 8,8% del total, frente al 18,7% que aportó en febrero de 2004.
- Por su parte, los grupos nucleares han reducido su generación respecto al mismo mes del año anterior en un 4,6%, aportando un 28,8% de la generación bruta del régimen ordinario, 2,4 puntos menos a la participación de esta tecnología el mismo mes del año anterior.
- La producción térmica convencional ha seguido incrementando su contribución a la estructura de generación bruta de régimen ordinario, aportando un 62,4%. Dentro de esta destaca la participación del 19,4% de la producción con grupos de ciclo combinado y el 6,6% de la producción con Fuel/Gas.
- La generación neta del régimen ordinario ha cubierto el 78,2% de la demanda de febrero, cinco puntos menos que en el mismo periodo del año anterior. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 20,4%, 2,1 puntos más que en 2004. El 1,4% restante de la demanda se ha cubierto con el saldo importador de intercambios internacionales.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los dos primeros meses del año, las centrales de fuel han aportado un 63,5%, de la demanda mensual, mientras que las centrales de carbón han cubierto el 32,3% de la demanda, el 4,2% 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.

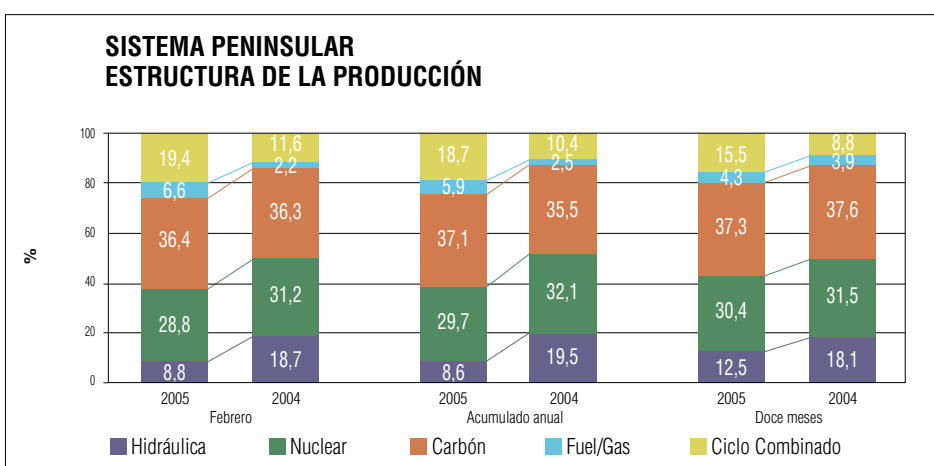
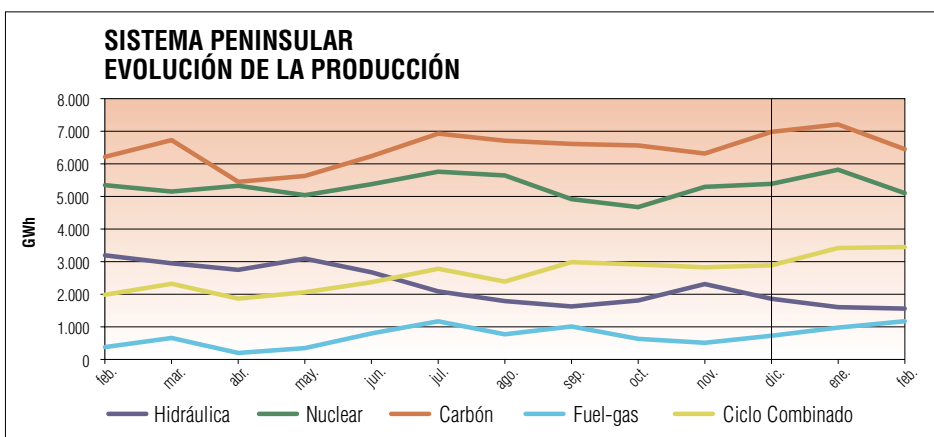
Régimen especial: energía procedente de instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.657	1.561	-51,1	3.167	-52,8	26.128	-26,7
Nuclear	7.876	5.102	-4,6	10.922	-1,1	63.490	2,4
Carbón	11.565	6.451	3,8	13.659	11,9	77.810	5,2
Fuel-gas	6.930	1.173	208,6	2.152	152,0	8.995	16,7
Ciclo combinado	8.327	3.449	73,8	6.869	92,8	32.279	87,3
Régimen ordinario	51.355	17.736	3,6	36.768	7,0	208.702	6,1
Consumos generación		-765	13,4	-1.574	15,3	-8.808	7,7
Régimen especial	18.571	4.422	22,7	9.371	15,9	46.318	10,1
Generación neta		21.394	6,7	44.565	8,4	246.213	6,8
Consumos bombeo		-433	56,8	-986	44,8	-4.910	11,8
Importaciones		940	85,5	2.005	96,0	9.139	-0,6
Exportaciones		-641	-10,9	-1.410	-0,5	-11.008	27,2
Saldo Intercambios internacionales		300	-	595	-	-1.868	-
Demanda transporte		21.260	9,2	44.174	11,0	239.435	5,6

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	0,8	0	-	0	-	0	-
Carbón	510	397	9,9	798	9,7	4.684	4,2
Fuel-oil	3.199	744	4,4	1.569	6,8	9.488	7,0
Régimen ordinario	3.710	1.141	6,2	2.367	7,8	14.173	6,1
Consumos generación		-67	-0,6	-140	1,2	-854	2,6
Régimen especial	261	50	3,0	96	-9,8	719	-1,8
Demanda transporte		1.125	6,5	2.322	7,4	14.038	5,8

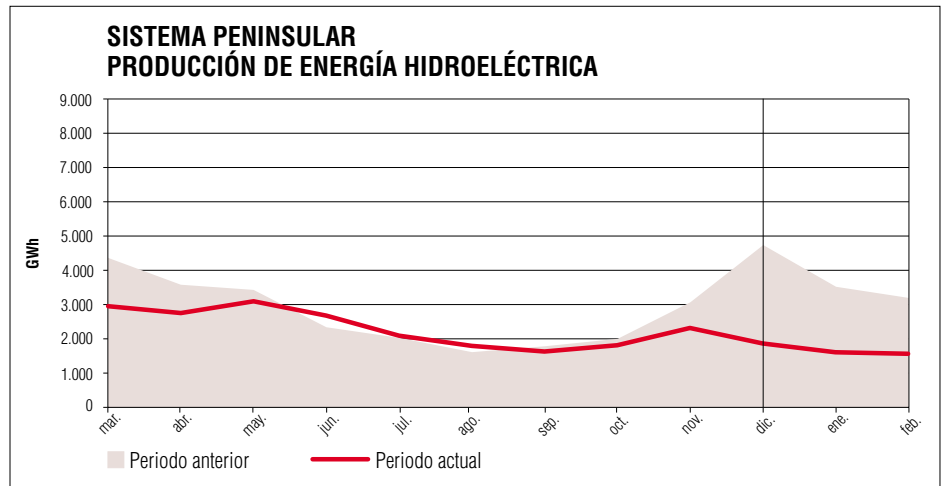
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

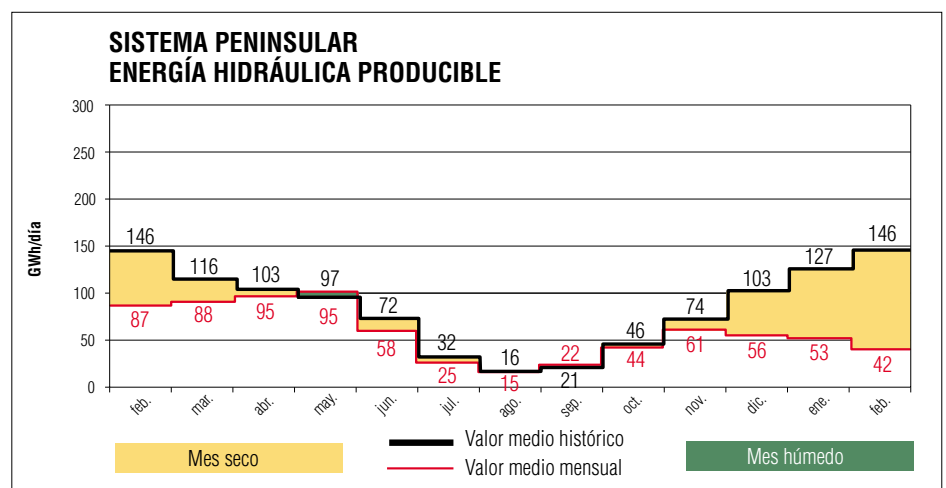
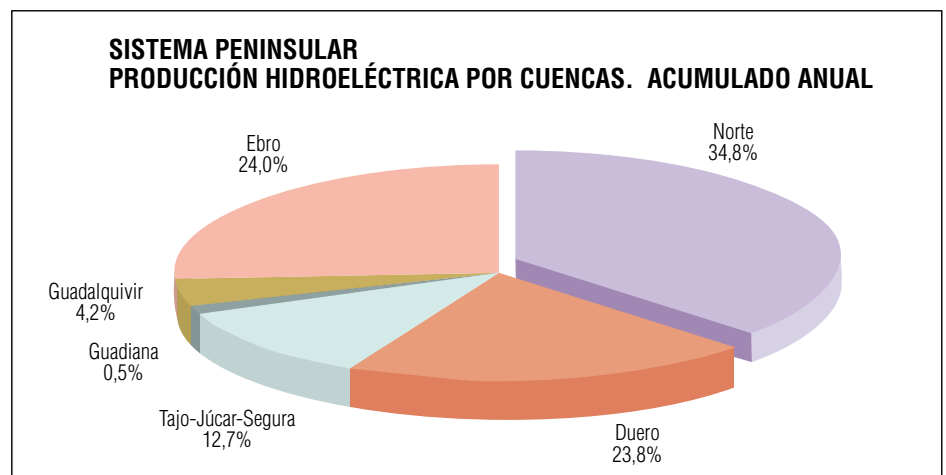
- La producción hidroeléctrica durante el mes de febrero ha marcado uno de los registros más bajos de los últimos cinco años, con una producción de 1.561 GWh, un 51,1% inferior a la registrada en el mismo mes del 2004. Esta escasa generación apenas ha aportado un 8,8% de la generación bruta mensual del régimen ordinario, contribución muy inferior al 18,7% aportado por esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- Como consecuencia de la continuada sequía de los últimos doce meses, la producción hidráulica en este periodo apenas ha alcanzado los 26.128 GWh, un 26,7% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior. Esta escasa generación ha aportado el 12,5% de la generación bruta del régimen ordinario, 5,6 puntos por debajo de su contribución en los doce meses anteriores.
- En el conjunto de mes se ha registrado una energía producible de 809 GWh, valor inferior en un 80% al valor característico medio para un mes de febrero, situando el índice del producible en el segundo valor más bajo de los últimos veinte años.
- Durante los últimos doce meses, la energía hidráulica producible se ha situado en un valor de 18.792 GWh, muy por debajo de los 29.279 GWh registrados en el mismo periodo del año anterior.
- Al finalizar el mes de febrero, el volumen de reservas se ha situado 7.510 GWh, un 2,5% inferior al que existía a finales de enero. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 42,0% de la capacidad total, un punto por debajo del registrado a finales del mes pasado.
- Los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes de febrero con un nivel de reservas de 3.768 GWh, que corresponden a un nivel de llenado 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	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	487	-49,3	1.101	-51,5	6.767	-28,3
Duero	3.556	431	-59,7	753	-61,3	6.376	-36,1
Tajo-Júcar-Segura	4.175	200	-60,4	403	-56,5	4.589	-28,1
Guadiana	233	11	-	15	92,0	171	38,6
Guadalquivir	1.016	67	-10,0	134	-12,0	1.260	4,7
Ebro	3.483	364	-37,2	760	-46,2	6.965	-18,5
Sistema peninsular	16.657	1.561	-51,1	3.167	-52,8	26.128	-26,7
Canarias	1	0	-	0	-	0,0	-100,0
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	-	0,0	-100,0

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



39,5%, 1,7 puntos menor del registrado a finales del mes anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 70,4% en la cuenca del Guadiana y un mínimo del 30,0% en la cuenca Tajo-Jucar-Segura.

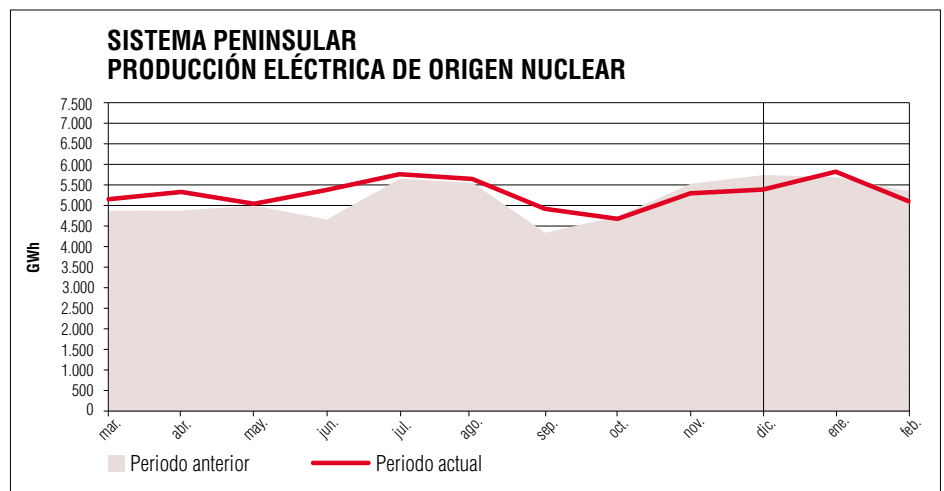
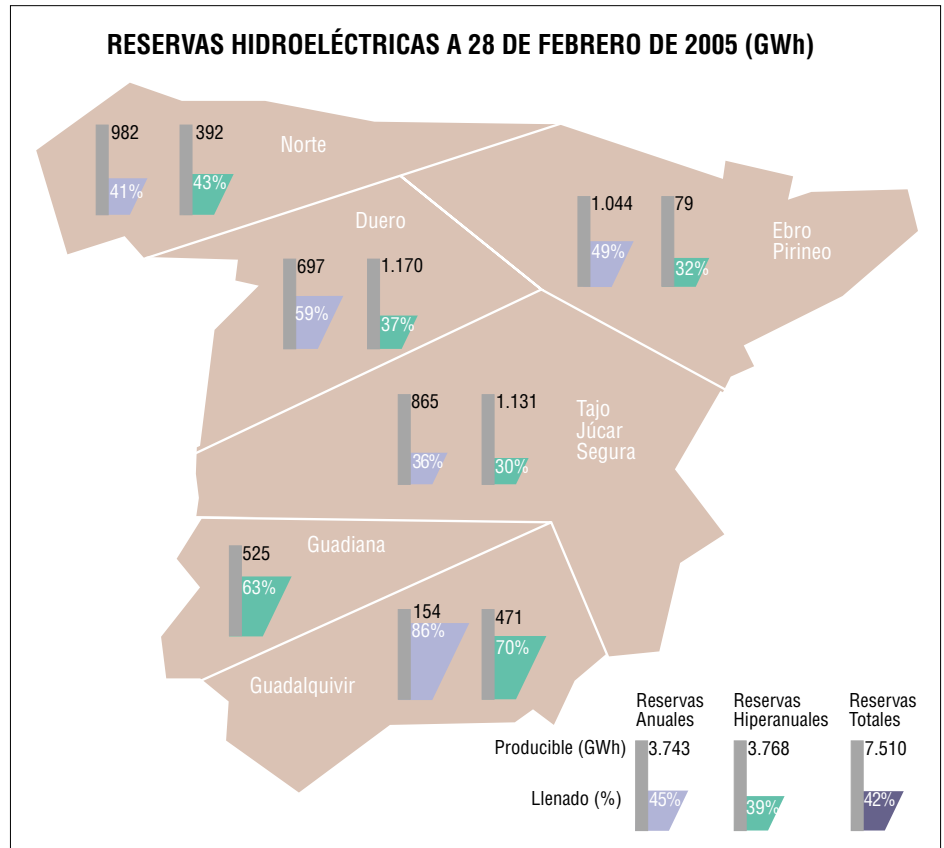
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen anual se han elevado al finalizar el mes a 3.743 GWh y han alcanzado un nivel de llenado del 44,8%, ligeramente por debajo del registro alcanzado en enero. Por cuencas, el máximo nivel de llenado ha correspondido a la cuenca del Guadalquivir, con un porcentaje de 86,6%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la cuenca Tajo-Jucar-Segura, que ha alcanzado el 35,5%.

Producción nuclear

- La producción nuclear durante el mes de febrero se ha situado en 5.102 GWh, un 4,6% inferior a la alcanzada en el mismo mes del año anterior.
- La aportación de esta tecnología a la generación bruta mensual del régimen ordinario ha sido de un 28,8%, valor 2,4 puntos inferior a su contribución en febrero de 2004.
- El día 5 se desacopla de la red el grupo de José Cabrera para comenzar la parada de recarga y mantenimiento, permaneciendo en estas condiciones el resto del mes. Esta será la última recarga de la historia de la central, puesto que el día 30 de abril de 2006, cesará su explotación.

- El día 27 se desacopla de la red la central de Santa María de Garoña para realizar la parada de recarga y mantenimiento, con una duración prevista de un mes.

- Las diferentes actuaciones programadas y no programadas durante el mes de febrero en el parque nuclear, han situado el valor del coeficiente del factor de carga en el 96,4% valor ligeramente inferior al registrado en febrero de 2004. Por la misma razón, el coeficiente de disponibilidad ha sido 1,9 puntos menor del registrado en febrero de 2004.



Producción bruta Nuclear	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	13	-87,1	124	-25,1	1.205	10,3
Garoña	466	282	-12,9	629	-6,0	4.007	5,6
Almaraz I	974	657	-3,7	1.385	-1,8	8.496	8,5
Ascó I	1.028	682	-4,8	1.436	-3,1	8.028	0,2
Almaraz II	983	662	-3,4	1.395	4,5	7.890	13,0
Cofrentes	1.085	696	-8,4	1.511	-3,3	9.097	9,5
Ascó II	1.027	678	5,5	1.414	0,7	7.271	-17,7
Vandellós II	1.087	727	-0,8	1.534	0,5	8.951	5,1
Trillo I	1.066	705	0,7	1.495	0,6	8.545	-1,1
Sistema peninsular	7.876	5.102	-4,6	10.922	-1,1	63.490	2,4

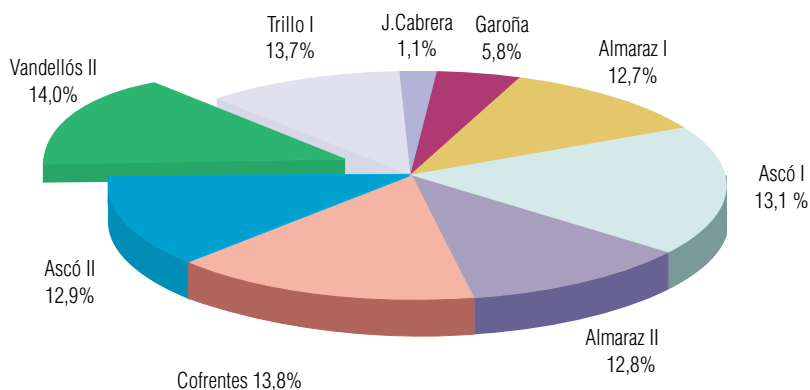
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

- La producción nuclear acumulada durante los dos primeros meses se ha situado en 10.922 GWh, un 1,1% inferior a la del mismo periodo del año anterior. Así pues, la aportación de esta tecnología a la estructura de generación bruta también se ha visto reducida en relación con el mismo periodo del año anterior. Estas circunstancias han originado que el factor de carga del equipo nuclear en el periodo se haya situado en un 97,9%, valor ligeramente más bajo al alcanzado en 2004.
- Durante el mes de febrero se han fabricado 106 elementos combustible tipo BWR, 56 con destino la central alemana de Gundremmingen, 36 para Forsmark en Suecia y 14 para TVO en Finlandia. Además, se han importado de Alemania 32 elementos combustibles tipo BWR para la central nuclear Cofrentes.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales, en el mes de febrero, ha ascendido hasta los 11.073 GWh, situando la tasa de crecimiento respecto al mismo mes del 2004 en un 29,1%. Esta producción junto con la del mes anterior han resultado ser las más altas de los últimos veinte años.
- La participación de los grupos térmicos convencionales en la generación bruta mensual del régimen ordinario ha sido de un 62,4%, 12,3 puntos superior a su contribución en el mismo mes del año anterior.
- Por tecnologías, durante los dos primeros meses del año, las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han reducido su participación en 12,3 puntos, aportando el 49,6% de la producción térmica total, mientras que las centrales de carbón de importación han contribuido con el 10,6%, casi un punto por debajo de la aportación alcanzada el año pasado. Por el contrario, tanto las centrales de fuel-gas como las de ciclo combinado han aumentado su aportación a la producción térmica total en 5 y 9,8 puntos respectivamente.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	12,5	85,7	0,0	54,5	40,7	0,0
Garoña	90,1	7,1	0,0	95,4	3,4	0,0
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	98,7	0,0	0,0	98,6	0,0	0,0
Almaraz II	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Cofrentes	95,5	0,0	0,0	98,3	0,0	0,0
Ascó II	98,7	0,0	0,0	98,6	0,0	0,5
Vandellós II	99,5	0,0	0,0	99,7	0,0	0,0
Trillo I	98,4	0,0	1,0	99,0	0,0	0,5
Sistema peninsular	96,4	2,1	0,1	97,9	1,0	1,0

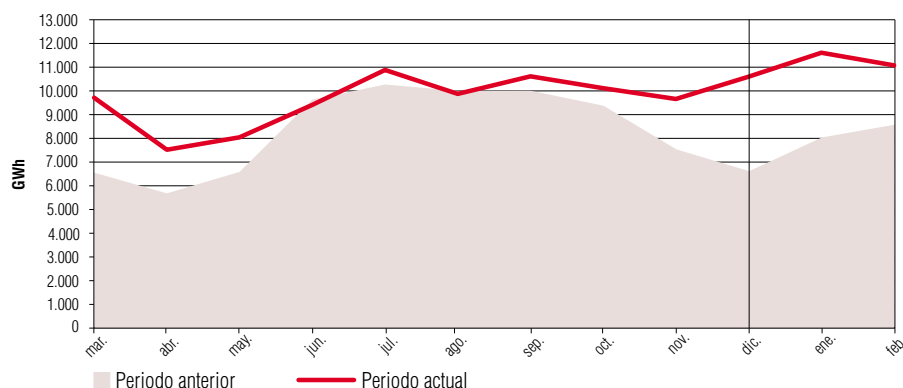
Combustible nuclear

	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	2	280
Exportación	0	0	244
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	20	188
Exportación	106	202	213
Nº elementos importación:			
PWR	0	40	40
BWR	32	32	32

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



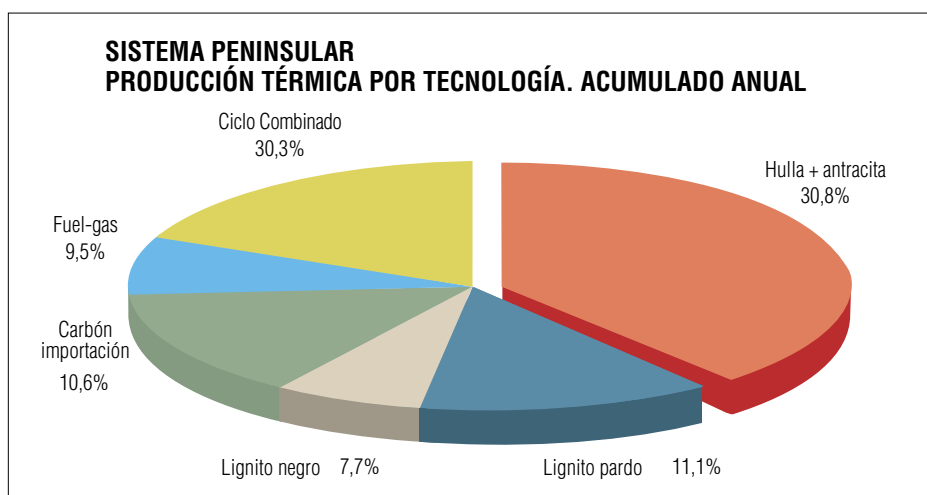
• La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central ha presentado diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización generalizada del carbón importado en las centrales de carbón. De esta forma, durante los dos primeros meses del año la producción térmica obtenida utilizando como combustibles carbonos autóctonos fue el 23,9% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 35,0%. La producción con gas y fuel aportaron respectivamente el 34,3% y el 6,5%.

• La utilización del equipo térmico durante el mes de febrero ha situado el factor de carga en el 58,0%, valor muy superior al 52,8% registrado el mismo mes del año anterior, a pesar de que la disponibilidad de los grupos térmicos en este mes ha sido inferior en 3,4 puntos a la del año anterior.

• En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, la producción térmica ha alcanzado los 1.141 GWh, de la cual, las centrales de fuel han cubierto la mayor parte del incremento de la demanda y han aportado el 65,2% de la producción térmica total.

Producción bruta Tecnología	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.366	3,1	6.995	9,7	39.543	4,7
Lignito pardo	2.031	1.174	-4,8	2.526	0,9	15.486	5,3
Lignito negro	1.502	835	17,0	1.737	22,9	9.211	8,8
Carbón importación	1.944	1.076	7,1	2.402	25,5	13.569	4,1
Fuel/Gas (*)	6.930	1.173	208,6	2.152	152,0	8.995	16,7
Ciclo Combinado	8.327	3.449	73,8	6.869	92,8	32.279	87,3
Sistema peninsular	26.822	11.073	29,1	22.679	36,4	119.084	20,4
Carbón	510	397	9,9	798	9,7	4.684	4,2
Fuel-oil	3.199	744	4,4	1.569	6,8	9.488	7,0
Sistemas extrapeninsulares	3.709	1.141	6,2	2.367	7,8	14.173	6,1

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



Tecnología	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.		Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.	
Hulla + antracita	82,3	0,0	8,3	81,1	0,0	8,8
Lignito pardo	86,0	9,6	0,4	87,8	4,5	2,1
Lignito negro	82,7	0,0	5,3	81,6	0,0	6,6
Carbón importación	82,4	0,0	10,6	87,3	0,0	5,0
Fuel/Gas (*)	13,1	0,0	21,0	11,7	0,0	45,4
Ciclo Combinado	60,5	0,0	5,6	57,8	0,0	3,7
Sistema peninsular	58,0	0,9	11,0	56,9	0,4	11,1
Carbón	87,3	0,0	3,4	87,3	0,0	1,9
Fuel-oil	39,4	3,0	3,8	38,6	3,2	3,5
Sistemas extrapeninsulares	46,0	2,6	3,7	45,3	2,8	3,3

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

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 periodo 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.

Combustible	Febrero					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	617	-25,4	1.529	37,4	1.740	1.253	-22,7	3.528	8.163	-11,2	23.202
Lignito pardo	196	-0,8	30	10,9	467	269	14,1	1.085	1.512	8,5	6.037
Lignito negro	128	4,9	467	-24,2	391	458	7,6	817	2.559	-0,7	4.624
Carbón importación	1.448	15,9	1.397	-14,3	3.755	3.072	23,1	7.932	16.888	11,2	43.281
Gas natural (**)	978	86,5	-	-	3.910	1.911	101,9	7.585	9.007	71,9	35.420
Gas siderúrgico	30	-7,5	-	-	92	60	-8,7	183	353	-5,5	1.096
Fuel-oil	563	120,0	657	-10,4	633	1.149	107,9	1.464	4.700	20,8	5.341
Sistema peninsular	3.960	25,9	4.080	-14,3	11.073	8.170	33,0	22.679	43.182	15,4	119.084
Carbón	97	-5,6	217	243,2	299	196	-6,0	630	1.179	4,7	3.716
Fuel-oil	186	3,1	145	13,6	842	390	8,3	1.736	2.369	-1,2	10.457
Sistemas extrapeninsulares	284	-0,1	362	89,8	1.141	586	3,0	2.367	3.548	2,4	14.173

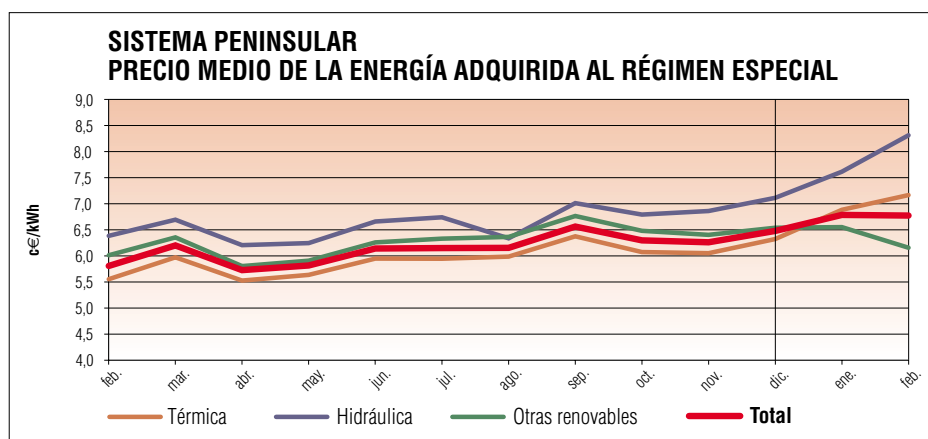
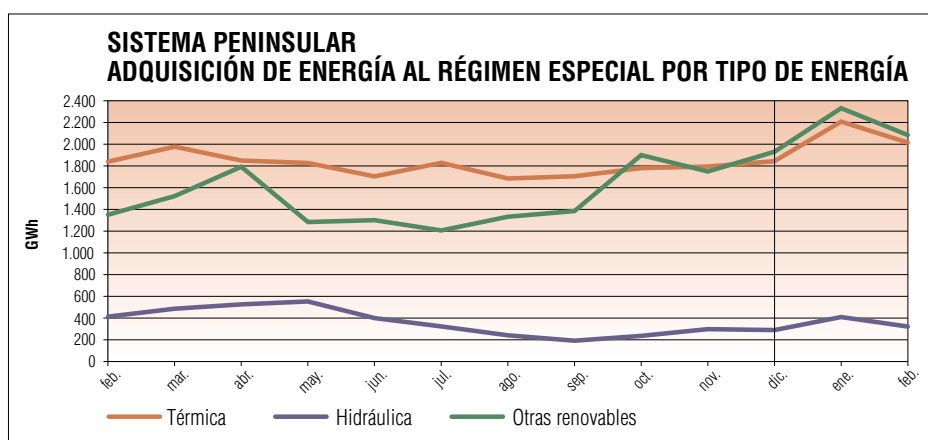
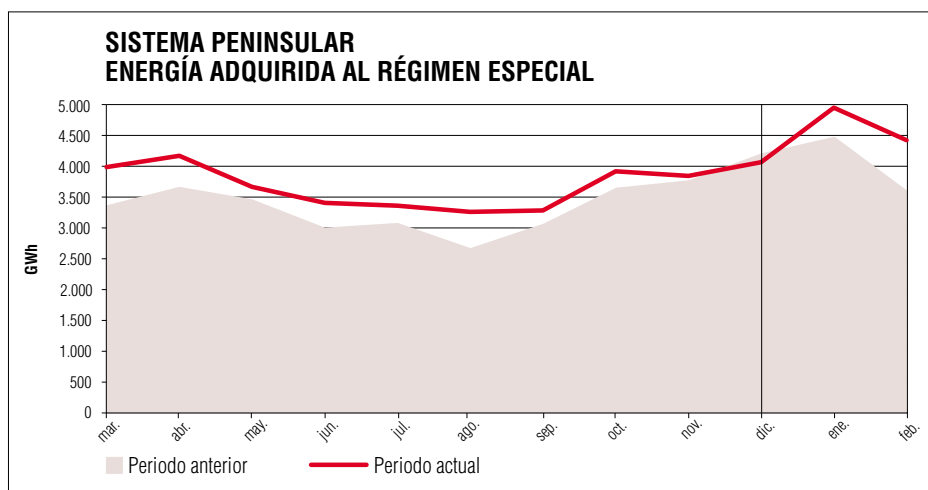
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS y ciclos combinados.

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 febrero, el volumen de energía adquirida a las instalaciones de régimen especial se ha situado en 4.422 GWh, con una tasa de crecimiento de un 22,7% respecto al mismo mes del año anterior.
- Por tipo de combustible, destaca el incremento del 54,3% de la energía procedente de las centrales que utilizan fuentes de energía renovables no hidráulicas, donde están incluidos los parques eólicos.
- 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 febrero, la participación de estas instalaciones en el mercado ha alcanzado un valor de 1.374 GWh, lo que supone un 31,1% del volumen de energía producida en régimen especial.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de febrero, el volumen de adquisiciones al régimen especial se han situado en 50 GWh, un 3,0% más que el del mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía se han reducido un 1,8% respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 5,1% de la demanda interanual, aportación inferior en medio punto a la contabilizada en mismo periodo del año 2004.
- Durante el mes de febrero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial, se ha situado en 6,774 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se ha situado en 6,276 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	Febrero				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	7.518	2.015	9,5	7,166	29,0	4.223	12,4	7,017	26,9	22.217	2,4	6,139	24,1
Hidráulica	1.600	322	-22,1	8,313	30,2	732	-25,6	7,923	24,5	4.282	-12,8	6,766	2,9
Otras renovables	9.453	2.084	54,3	6,157	2,4	4.416	32,1	6,367	6,9	19.820	28,3	6,335	0,2
Sistema peninsular	18.571	4.422	22,7	6,774	16,6	9.371	15,9	6,780	16,9	46.318	10,1	6,276	12,8
Térmica	70,7	28	27,7	5,623	1,3	54	20,4	5,635	0,2	258	-4,4	5,503	1,3
Hidráulica	0,5	0	-55,7	-	-	0	0,5	-	-	3	6,4	6,868	2,4
Otras renovables	189,3	22	-16,7	7,913	31,8	41	-31,9	7,770	30,1	459	-0,4	6,670	-2,0
Sistemas extrapeninsulares (*)	261	50	3,0	6,772	19,1	96	-9,8	6,395	11,5	719	-1,8	6,050	0,0

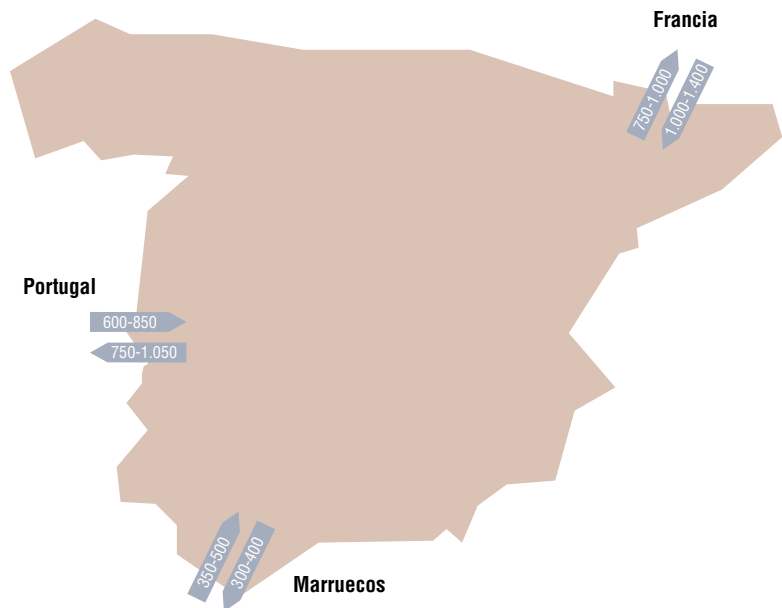
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

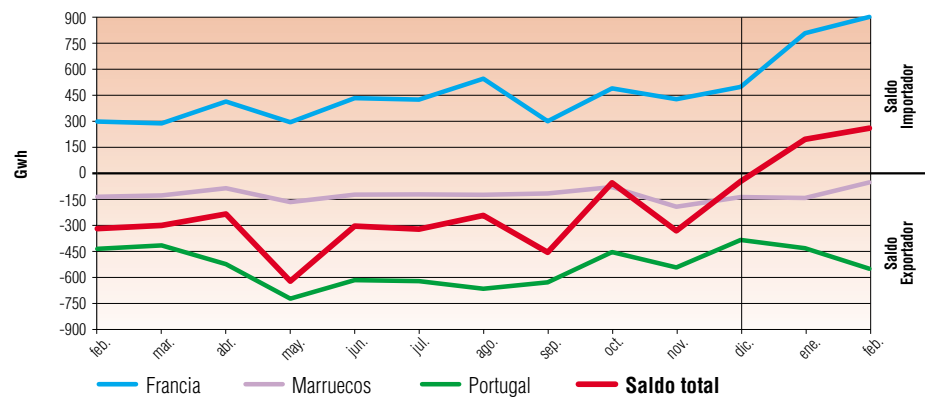
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de febrero ha ascendido a 1.581 GWh, un 21,6% por encima de la del mismo mes del año anterior. El 59,5% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, generando un saldo mensual importador de 300 GWh.
- Las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales han supuesto el 78,9% del volumen de intercambios mensual. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha ascendido, en febrero, a un volumen de 317 GWh, un 20,4% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos han aportado el 0,7% restante.
- Durante el mes de febrero, 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 665 GWh. Le siguen los realizados con las fronteras de Francia, 516 GWh, Marruecos, 30 GWh y Andorra, 36 GWh.
- En el mes de febrero, los valores de la capacidad comercial de intercambio con Francia, Portugal y Marruecos, consensuados con los operadores de los sistemas de dichos países, han oscilado entre los valores de los intervalos que se reflejan en el mapa que se adjunta.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL FEBRERO 2005 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



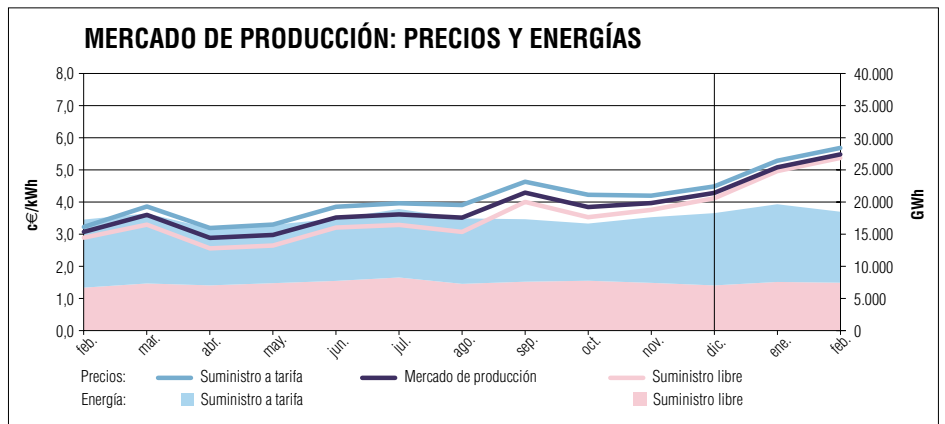
Intercambios internacionales (GWh)	Febrero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-23	-23	0	-56	-56	0	-231	-231
Francia	398	-63	335	915	-93	822	3.135	-1.515	1.620
Marruecos	7	-23	-16	16	-81	-66	22	-1.404	-1.381
Portugal	59	-408	-349	104	-939	-835	744	-7.282	-6.538
Mercado: Agentes	464	-517	-53	1.034	-1.170	-135	3.901	-10.432	-6.531
Francia	320	-3	317	678	-3	675	4.437	-3	4.433
Mercado: Contratos REE	320	-3	317	678	-3	675	4.437	-3	4.433
Andorra	0	-12	-12	0	-20	-20	0	-42	-42
Francia	56	0	56	149	0	149	250	-8	243
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	90	-108	-18	123	-214	-91	327	-447	-120
Contratos bilaterales	146	-120	26	272	-235	37	578	-497	81
Andorra	1	0	1	2	0	2	10	0	10
Francia	0	0	0	0	0	0	20	-36	-17
Marruecos	0	0	0	0	-2	-2	31	-2	29
Portugal	10	0	10	18	0	18	164	-38	127
Apoyo y desvíos	11	0	11	20	-2	19	224	-76	148
Total intercambios	940	-641	300	2.005	-1.410	595	9.139	-11.008	-1.868

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

- Los precios en el mercado de producción durante los dos primeros meses del año han seguido una trayectoria ascendente, marcando este mes, el valor más alto de los últimos dos años.
- El precio medio ha sido 5,478 c€/kWh, un 7,9% más que el mes pasado, y la demanda se ha elevado a 18.962 GWh. Respecto de febrero de 2004, el precio ha aumentado un 78,5%, frente a un aumento del 7,8% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se ha situado en 3,949 c€/kWh, un 6,4% superior 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 11.036 GWh, lo que supone un aumento del 4,2% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 5,680 c€/kWh, un 7,6% más que el mes anterior y un 76,3% más que el mismo mes de 2004.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 7.443 GWh, un 1,5% menos que el mes pasado y un 11,5% más que hace un año. Esta cifra representa el 39,2% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 5,368 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 5,5% inferior debido, prin-



Precios	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/ene.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	5,478	7,9	78,5	5,270	70,3	3,949	6,4
Mercado diario	4,829	9,3	95,4	4,617	86,4	3,260	7,3
Otros mercados	0,194	-6,3	32,9	0,201	19,0	0,243	9,3
Garantía de potencia	0,455	0,9	0,7	0,453	0,7	0,446	-1,1
Suministro a tarifa (**)	5,680	7,6	76,3	5,470	68,1	4,257	7,8
Mercado diario	4,885	9,3	96,3	4,668	87,1	3,314	8,6
Otros mercados	0,214	-6,6	29,7	0,222	16,6	0,268	5,4
Garantía de potencia	0,581	0,2	2,1	0,580	2,1	0,675	5,4
Suministro libre (***)	5,368	8,2	85,8	5,162	76,7	3,650	6,1
Mercado diario	4,818	9,6	95,9	4,605	86,3	3,219	5,5
Otros mercados	0,252	-10,6	78,7	0,267	60,1	0,270	19,1
Garantía de potencia	0,298	6,0	3,5	0,289	2,3	0,160	-1,3

Energías	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/ene.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	18.962	-6,3	7,8	39.199	10,6	217.527	6,4
Suministro a tarifa (**)	11.036	-8,7	4,2	23.117	118,3	122.483	-2,3
Suministro libre (***)	7.443	-1,5	11,5	15.001	124,8	89.728	21,0
Contratos bilaterales	373	15,1	104,9	698	282,9	1.932	37,0

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.

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

Precio final del mercado de producción (c€/kWh)

Dí	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
M1	4,782	3,887	3,370	3,205	3,096	3,071	3,435	4,431	5,581	6,210	6,660	6,668	6,648	5,646	5,082	5,266	5,510	5,515	6,571	6,907	6,896	5,455	5,031	4,893	5,249
X2	3,831	3,328	3,044	2,782	2,619	2,674	3,311	3,903	5,263	5,387	6,640	6,909	6,630	5,703	5,554	5,508	5,748	5,837	5,921	7,146	7,045	5,886	5,386	5,015	5,144
J3	4,638	3,810	3,259	3,169	3,058	3,022	3,649	5,327	6,444	6,200	6,798	6,789	6,272	5,674	5,298	5,434	5,615	5,524	6,227	7,234	7,055	6,381	5,511	5,552	5,443
V4	5,763	4,403	3,863	3,446	3,330	3,360	4,634	6,655	6,876	7,179	7,599	7,739	7,564	6,705	6,797	6,778	6,936	7,042	7,732	7,829	7,812	7,813	6,821	7,207	6,489
S5	6,592	5,421	4,330	4,189	3,899	3,696	3,388	3,414	3,773	4,323	6,007	5,932	5,948	5,619	5,411	5,229	4,370	4,727	5,630	6,502	6,538	6,524	6,306	6,513	5,254
D6	6,659	4,548	3,697	3,704	3,551	3,465	3,315	3,189	2,987	2,272	3,266	3,643	3,556	3,731	3,783	3,513	3,492	3,497	4,739	6,617	6,937	6,916	6,704	6,556	4,443
L7	5,173	3,697	3,372	3,271	2,979	2,958	3,689	5,075	6,042	6,107	6,214	6,173	5,754	5,630	5,476	5,615	5,952	6,406	6,916	7,877	7,769	7,390	6,155	6,077	5,644
M8	5,634	5,093	3,797	3,630	3,589	3,641	5,070	5,231	6,072	6,607	6,828	6,961	6,761	6,649	5,735	5,720	6,150	6,474	7,000	7,806	7,767	7,520	6,476	6,558	6,052
X9	5,644	4,635	3,882	3,691	3,642	3,689	4,307	5,335	6,119	7,103	7,096	7,471	7,405	6,780	5,865	6,035	6,185	6,502	6,993	7,784	7,734	7,515	6,808	6,819	6,167
J10	6,447	4,836	4,089	3,954	3,723	3,730	4,287	5,490	6,611	7,055	7,589	7,734	7,684	6,979	6,049	6,033	6,000	6,281	6,330	7,373	7,567	7,206	6,594	6,550	6,194
V11	5,552	4,785	3,988	3,845	3,623	3,634	4,125	5,057	5,841	7,008	7,618	7,752	7,656	6,727	6,654	4,953	4,223	4,666	5,122	6,800	6,940	6,542	5,707	5,797	5,658
S12	7,547	6,684	4,982	3,996	3,633	3,520	3,371	3,400	3,527	3,739	5,047	5,894	5,134	4,734	3,685	3,198	3,161	3,277	3,588	5,055	5,678	5,117	4,198	4,904	4,516
D13	6,974	4,067	3,338	3,120	2,820	2,566	2,434	2,441	2,109	2,623	2,763	3,095	3,098	2,903	2,910	2,803	2,806	2,698	2,683	3,565	4,288	4,608	4,175	4,372	3,365
L14	3,784	3,261	3,134	2,783	2,719	2,510	3,210	3,582	5,185	6,010	6,736	6,857	6,263	5,323	3,851	3,824	3,849	4,105	5,549	6,659	6,907	6,241	4,313	3,768	4,748
M15	3,443	3,160	2,880	2,673	2,412	2,585	3,146	3,704	3,874	5,262	5,900	5,857	5,699	4,459	3,631	3,743	3,694	3,677	4,886	6,149	6,098	5,604	3,864	3,734	4,254
X16	3,565	3,233	2,931	2,757	2,499	2,499	3,133	4,466	5,007	5,225	6,027	6,002	5,842	5,495	5,095	4,931	5,126	5,316	6,321	6,637	7,266	6,394	5,319	5,065	4,968
J17	4,555	3,595	3,096	2,918	2,574	2,673	3,232	4,082	5,280	5,768	6,478	6,608	6,328	5,840	5,507	5,440	5,632	5,654	7,010	7,723	7,802	7,476	5,675	5,875	5,421
V18	5,941	4,325	3,629	3,231	3,028	3,038	3,806	5,768	6,024	6,809	7,066	7,442	7,166	6,754	5,453	5,423	5,238	5,380	6,987	7,115	7,383	7,000	5,651	6,011	5,763
S19	6,501	3,955	3,664	3,538	3,381	3,237	3,054	3,273	3,482	4,305	5,893	5,944	5,667	5,284	3,860	3,721	3,589	3,620	3,853	5,564	6,132	6,110	5,508	5,949	4,610
D20	4,042	3,319	3,200	3,120	2,804	2,708	2,687	2,563	2,547	2,950	3,476	3,503	3,649	3,679	3,693	3,568	3,167	2,992	3,699	4,815	6,262	6,275	6,323	6,346	3,915
L21	4,081	3,811	3,349	3,079	2,867	3,037	3,721	5,871	6,890	7,114	7,345	7,601	7,580	7,446	6,715	6,877	7,204	7,693	8,032	8,312	8,420	7,909	7,127	7,038	6,451
M22	5,667	4,330	3,815	3,650	3,487	3,498	4,223	5,259	6,195	7,091	7,285	7,564	7,494	7,163	6,098	6,052	6,226	6,386	7,407	7,716	7,706	7,144	5,898	6,012	6,126
X23	4,783	4,055	3,596	3,365	3,309	3,439	4,513	5,457	6,137	6,681	7,323	7,516	7,483	6,791	6,130	6,174	6,310	6,405	7,663	7,791	7,804	7,653	6,171	6,526	6,107
J24	5,321	4,809	4,466	3,967	3,528	3,552	4,751	5,584	6,138	7,028	7,380	7,585	7,505	7,152	6,430	6,218	6,278	6,357	7,346	7,726	7,761	7,114	6,117	6,528	6,230
V25	5,612	4,918	4,223	3,926	3,750	3,968	4,902	5,733	7,243	7,616	7,714	7,872	7,735	7,648	7,158	7,051	7,124	7,186	7,675	7,804	7,765	7,646	6,929	7,416	6,640
S26	7,401	5,511	4,448	4,153	4,104	3,900	3,798	3,934	4,790	5,749	7,248	7,428	7,281	6,909	5,885	5,537	5,450	5,486	6,050	7,438	7,675	7,635	6,200	7,411	6,045
D27	8,080	7,277	5,472	4,161	3,928	3,419	3,175	2,919	2,821	2,974	3,739	3,996	4,088	4,102	4,056	3,513	3,257	3,203	3,876	5,947	7,055	7,447	6,203	6,082	4,712
L28	5,275	4,306	3,470	3,107	2,808	2,728	3,473	3,979	4,657	6,289	7,374	7,429	7,390	7,285	6,508	6,770	6,674	6,763	6,938	8,562	8,149	7,891	7,298	7,356	6,151
Media	5,508	4,412	3,727	3,456	3,252	3,221	3,743	4,568	5,281	5,831	6,456	6,627	6,455	6,028	5,350	5,286	5,298	5,444	6,160	7,039	7,207	6,838	5,950	6,034	5,478

Mínimo: 2,109 Precios de 2,109 a 4,103 Precios de 4,103 a 6,227 Precios de 6,227 a 8,562 Máximo: 8,562
 Percentiles del 33% de los valores registrados en los meses.

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

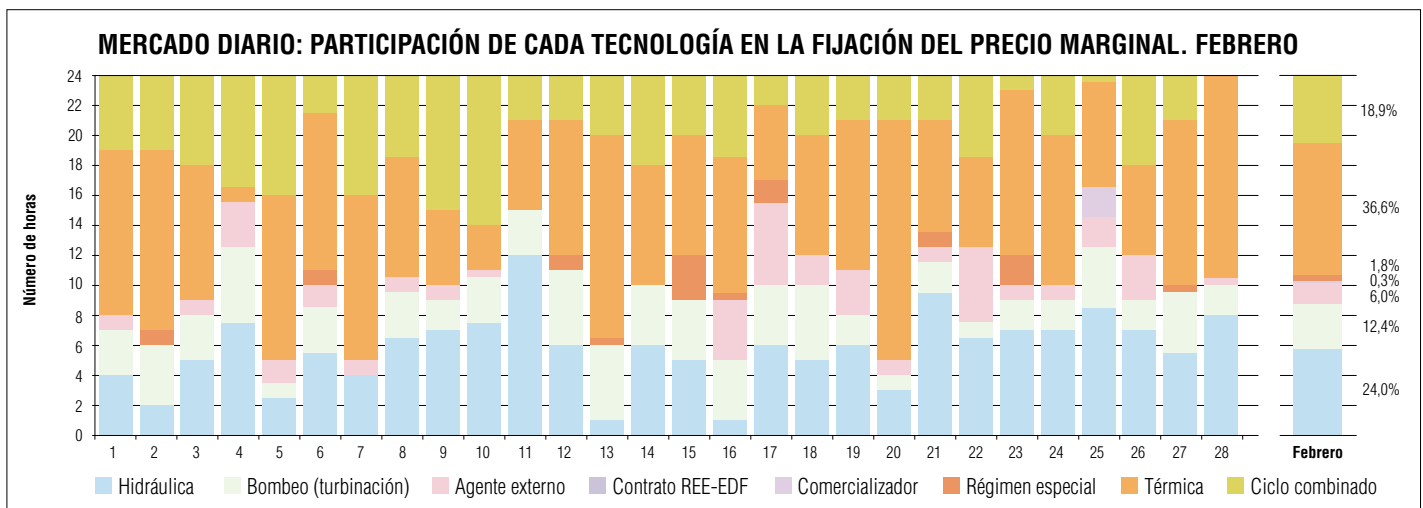
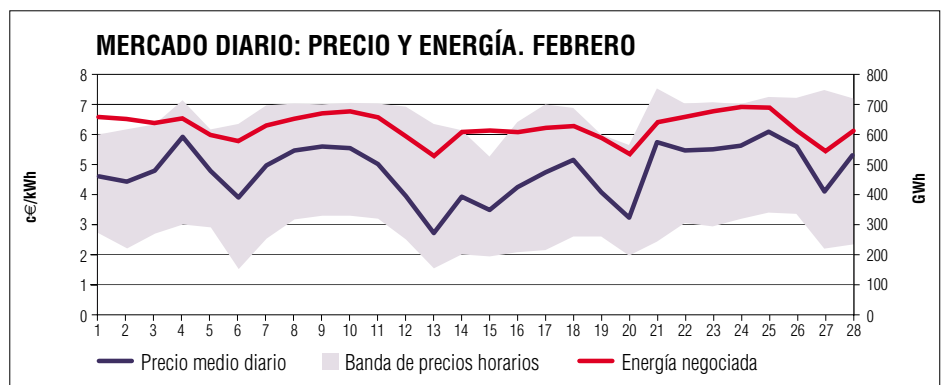
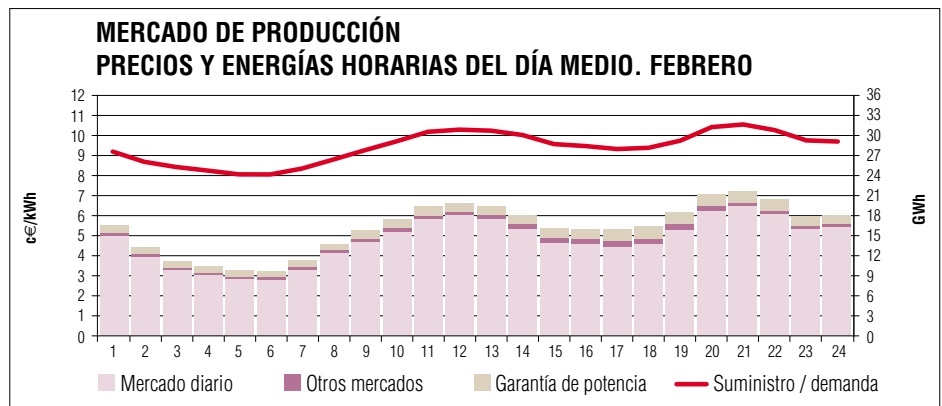
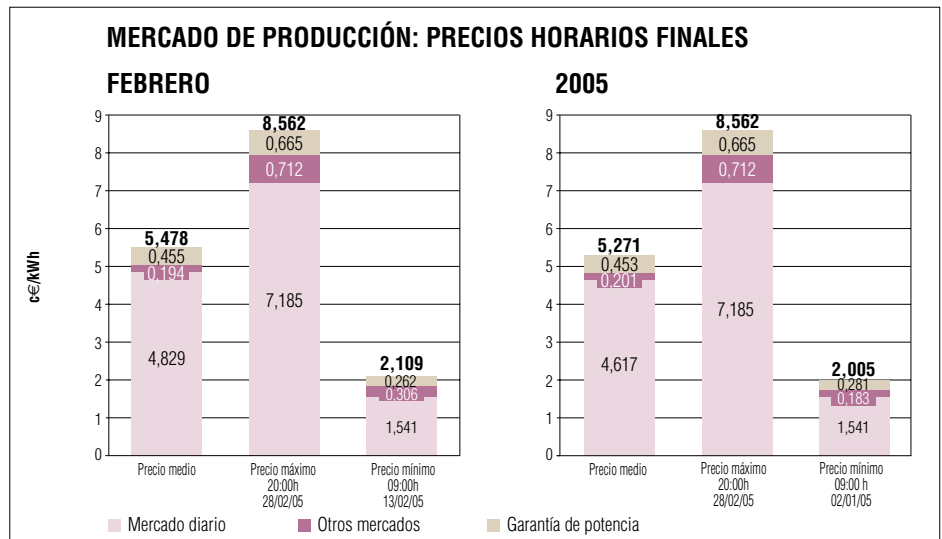
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de febrero, precio valle, ha sido 3,957 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 5,976 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 8,562 c€/kWh, en la hora 20 del lunes 28, mientras que el precio mínimo fue 2,109 c€/kWh en la hora 9 el domingo 13.
- 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 3,221 y 7,207 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 24,2 y 31,6 GWh.

Mercado diario

- En febrero, el precio medio del mercado diario ha sido 4,829 c€/kWh, la energía intercambiada 17.558 GWh y el volumen económico contratado de 847,79 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 92,6 % de la energía y el 81,6 % del volumen económico.
- El precio mínimo del mercado diario, durante el mes de febrero, ha sido de 1,517 c€/kWh, el cual se alcanza el viernes 6 a la hora 10. Por el contrario el precio máximo del mes 7,533 c€/kWh se ha alcanzado durante la hora 20 y 21 del lunes 21.
- 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 también han incrementado su participación en la cobertura de la demanda.

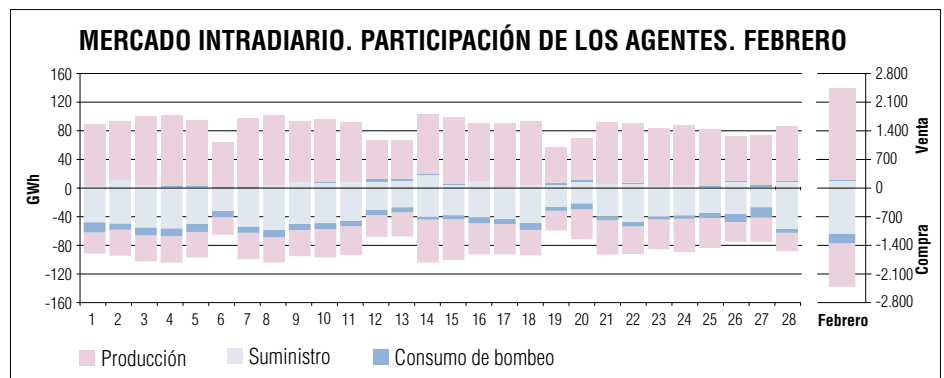
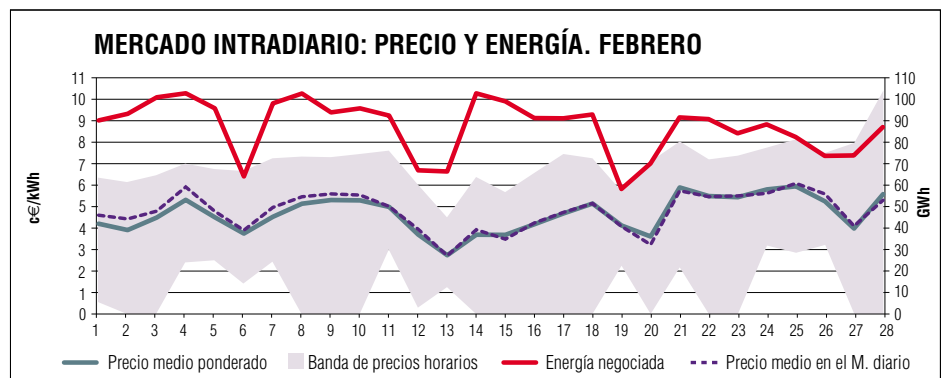
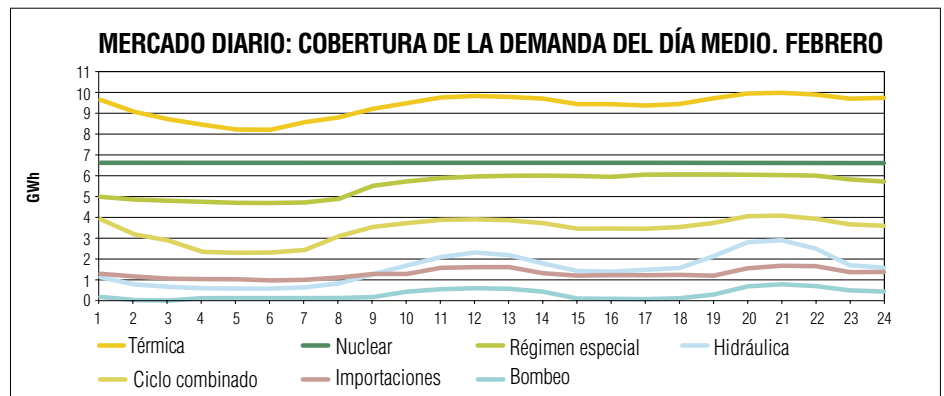
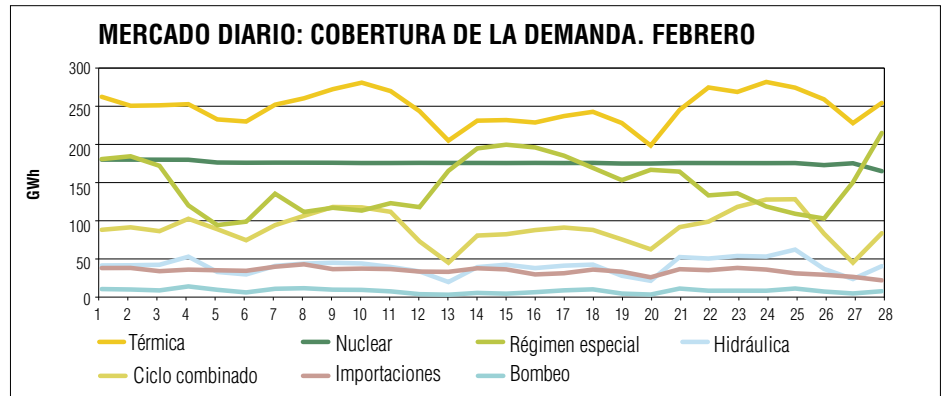
- En relación a la participación de cada una de las tecnologías en la fijación del precio marginal, durante el mes de febrero, los grupos térmicos han incrementado su participación, marcado marginal un 36,6 % de las horas. Asimismo, los grupos de ciclo combinado han aumentado su porcentaje hasta situarse en un 18,9 %. Por el contrario, los grupos hidráulicos y de bombeo han reducido ligeramente su participación marcando marginal un 36,4 % de las horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 4,699 c€/kWh, un 9,0 % más que el mes anterior y un 2,7% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 2.440 GWh, un 6,5 % menos que el mes anterior. De esta energía, el 51,4% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 48,6% restante, 1.185 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda, destinada al consumo de bombeo, 207 GWh, y al suministro, 978 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, 1.820, 240, 92, 120, 82 y 86 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 10,40 y 4,76 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de febrero ha sido de 86,32 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,455 c€/kWh,



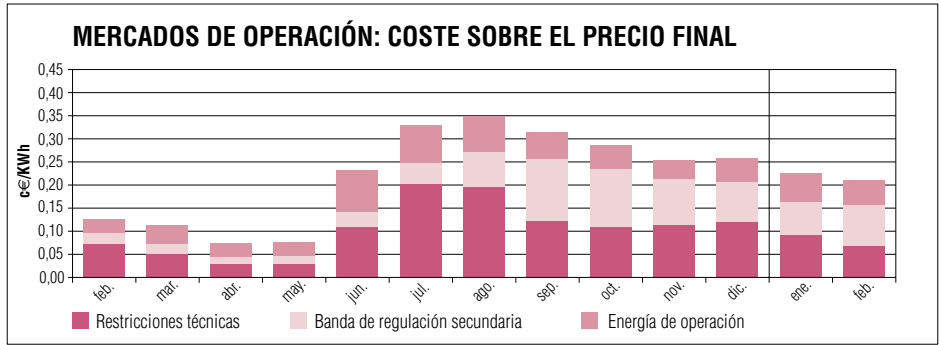
- igual a la del mes anterior y que supone el 8,3% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ingreso de 3,45 M€, con

una repercusión sobre el precio medio del mercado de 0,018 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 373 GWh en el mes de febrero, un 15,1% más que el mes anterior.

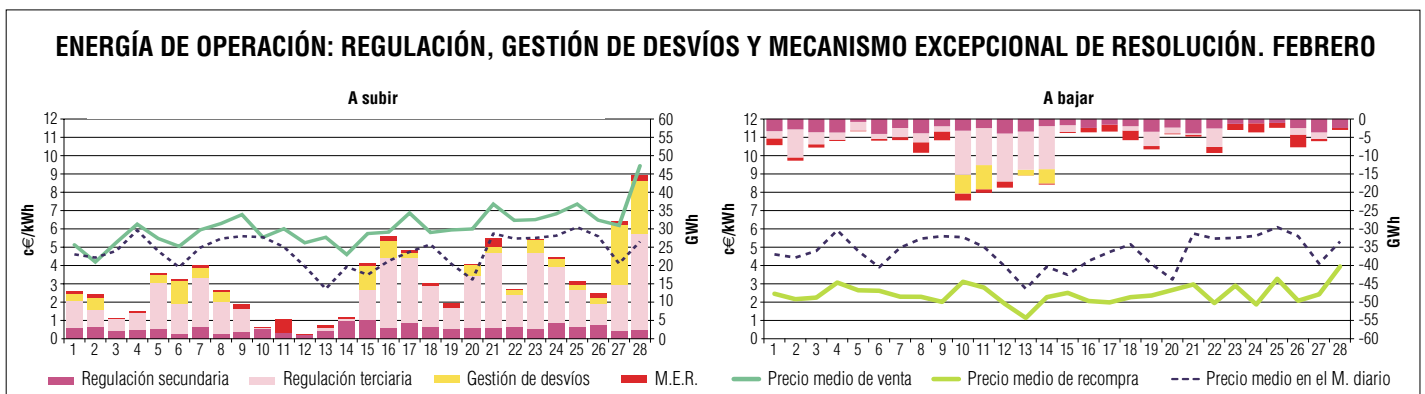
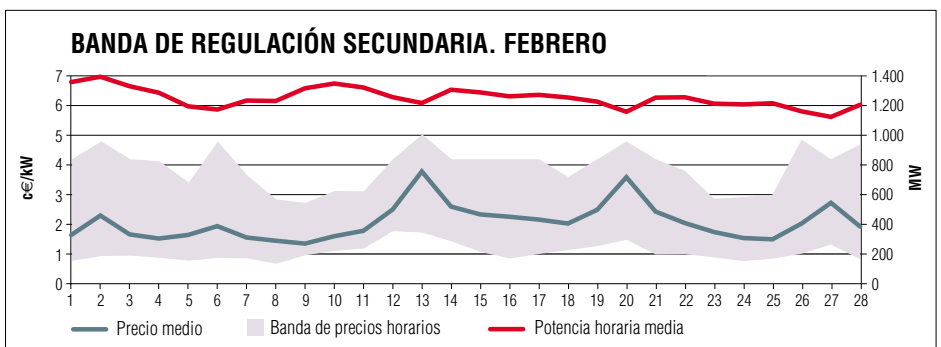
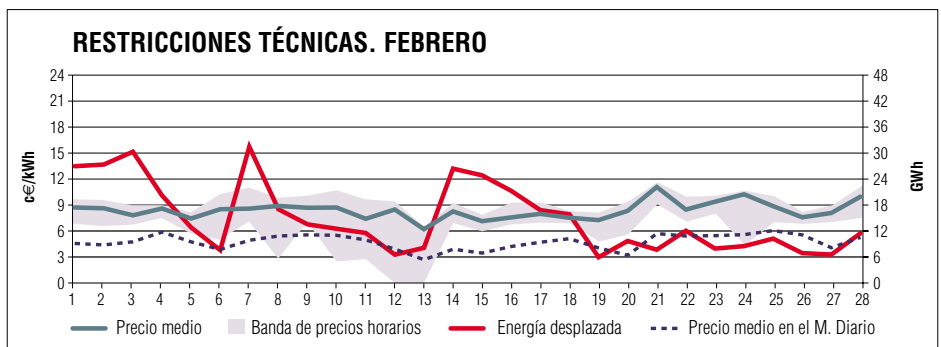
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en febrero ha sido 0,211 c€/kWh, un 6,6% inferior al del mes de enero, suponiendo un 3,9% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 66,1% superior al de febrero de 2004.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 421 GWh, un 2,4 % de la energía correspondiente al mercado diario y un 27,2% superior a la del mismo mes del año anterior. Esta variación en la energía programada se debe a que la demanda casada en el mercado ha sido inferior a la finalmente programada, por lo que es necesario programar grupos térmicos necesarios para garantizar la seguridad del sistema. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 8,353 c€/kWh, un 2,1 % inferior al del mes de enero.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.256 MW, repartidos en 731 MW a subir y 525 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,074 c€/kW, un 29,3% más que en enero. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,091 c€/kWh, un 24,7% menos al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 603 GWh, repartida en 446 GWh a subir y 157 GWh a bajar. El precio medio de venta ha sido 6,455 c€/kWh y el de recompra 3,114 c€/kWh, ambos superior a los registrados en enero. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,053 c€/kWh, un 14,5 % inferior al mes anterior.



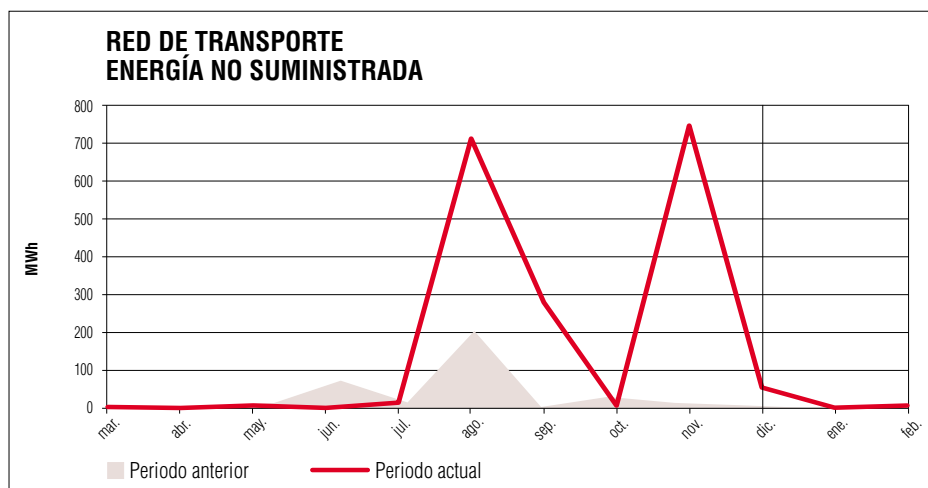
Mercados de operación Febrero	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Restricciones técnicas (*)	0,067	421		8,353	
Banda de regulación secundaria (**)	0,091	731	525	2,074	
Energía de operación (***)	0,053	446	157	6,455	3,114
Regulación secundaria		76	75	5,632	3,059
Regulación terciaria		267	100	6,548	2,271
Gestión de desvíos		77	17	6,255	3,243
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		26	-35	8,466	0,667
Total	0,211				

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



4. RED DE TRANSPORTE

- La red de transporte une los centros de producción con las redes de distribución y determinados clientes finales. En general, incluye las instalaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV e interconexiones internacionales.
- La calidad de servicio de la red de transporte se evalúa en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias iniciadas en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.
- En el mes de febrero se ha registrado un corte de mercado en instalaciones de la red de transporte en la zona de Madrid, lo que supone una energía no suministrada de 6,5 MWh
- El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red de Transporte durante el mes de febrero ha sido de 0,012 minutos, situando el valor acumulado de los últimos doce meses en un total de 2,746 minutos.
- La tasa de disponibilidad global de la red de transporte durante el mes de febrero se ha situado en un 99,0%, porcentaje superior en 0,3 puntos al alcanzado el mismo mes del año 2004.



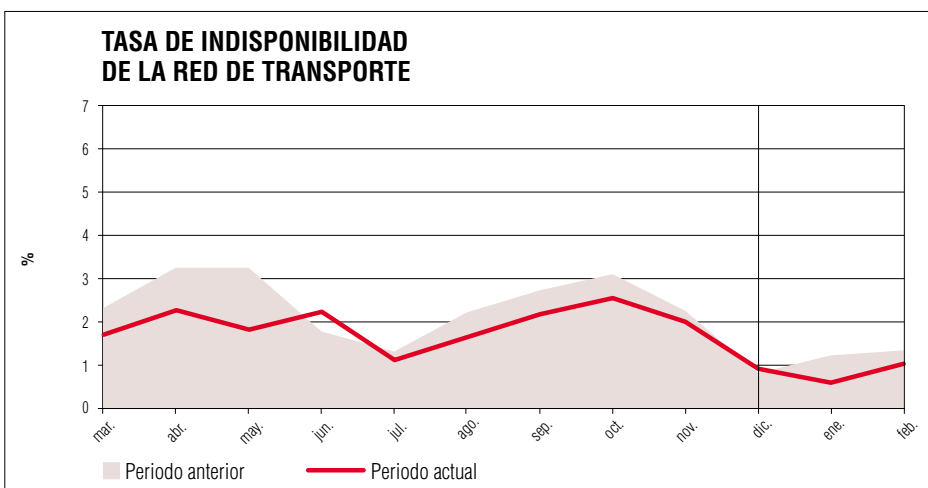
Red de transporte Calidad del servicio	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
---	---------	-----------------	--------------------

Energía no suministrada (MWh)

Red de transporte	6,5	7,2	1.244,7
REE (Instalaciones anteriores)	0,0	0,0	2,8
REE (Instalaciones adquiridas)	6,5	7,2	836,9

Tiempo de interrupción medio (min.)

Red de transporte	0,012	0,014	2,746
REE (Instalaciones anteriores)	0,000	0,000	0,006
REE (Instalaciones adquiridas)	0,012	0,014	1,846



Red de transporte Tasa de indisponibilidad	Febrero		Acumulado anual	
	%	Δ%	%	Δ%

Mantenimiento preventivo y predictivo	0,15	-45,5	0,10	-38,4
Causas ajenas al mantenimiento	0,17	-73,5	0,13	-78,4
Mantenimiento correctivo	0,52	-	0,43	96,7
Circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño	0,01	-66,9	0,01	-46,3
Causa de fuerza mayor o acciones de terceros	0,02	75,5	0,01	-95,4
Sin clasificar (*)	0,16	-52,7	0,12	52,2

Total (**)	1,007	-5,4	0,794	-26,3
-------------------	--------------	-------------	--------------	--------------

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.

(*) 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

(Millones de euros)

Liquidación nº 14, 2004. Periodo Enero-Diciembre. Liquidación nº 2, 2005. Periodo Enero-Febrero ⁽¹⁾(²)

	Liquidación 14/04			Liquidación 2/05		
	Volumen	Energía	Precio medio	Volumen	Energía	Precio medio
	M€	GWh	c€/kWh	M€	GWh	c€/kWh
INGRESOS	13.475,510			1.303,579		
Venta de energía	12.042,57	151.516	7,948	1.127,92	14.309	7,883
Peninsular	11.034,28			1.047,25		
Insular	1.008,29			80,67		
Peajes	1.353,21	76.011	1,780	166,87	7.238	2,306
Peninsular	1.332,50			163,22		
Insular	20,70			3,65		
Peajes por interconexiones intern.	2,71	1.847	0,147	0,17	97	0,173
Transportes intracomunitarios (ETSO)	24,84			2,94		
Otros servicios	52,19			5,68		
Distribuidores y Comercializadoras						

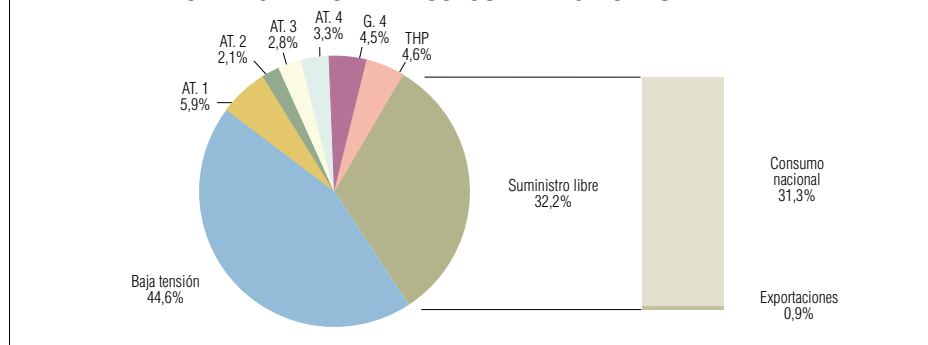
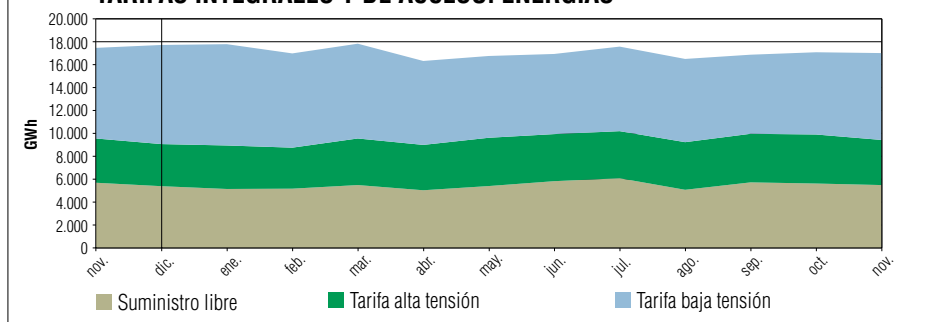
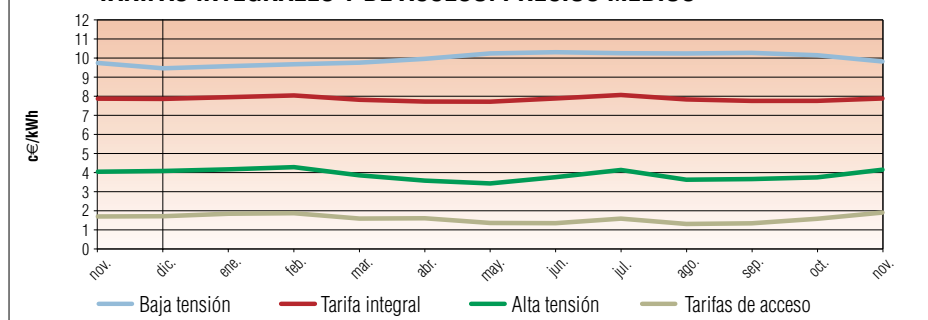
	Liquidación 14/04	Liquidación 2/05
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO	5.082,95	711,30
Generadores		
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL	2.477,33	246,15
Generadores		
COSTE DEL TRANSPORTE	833,61	88,23
REE	629,01	63,82
Empresas eléctricas	204,60	24,41
COSTE DE DISTRIBUCIÓN ⁽²⁾	3.411,78	336,93
Distribución	3.066,16	300,92
Gestión comercial	285,61	27,54
Calidad de servicio	50,00	7,53
Gestión de la demanda	10,00	0,94
Distribuidoras		

	Liquidación 14/04	Liquidación 2/05
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	603,40	43,55
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	16,27	1,39
Comp. Moratoria Nuclear	474,21	39,36
Financiación 2º Ciclo C.N.	112,91	2,80
Stock estratégico C.N.	0,00	0,00
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	685,85	-143,98
Operador del Mercado	9,02	0,93
Operador del Sistema	32,08	3,17
C.N.E.	11,03	1,11
Comp. E. Extrapeninsulares	219,53	31,56
Retribución fija (CTCs)	414,19	-180,75
Asignación General	162,49	-
Asignación Específica	40,62	-
Stock Carbón	2,14	0,20
Prima Carbón ⁽³⁾	187,93	6,83
Reducción prima carbón ⁽⁴⁾	-17,44	-1,64
Plan de financiación extraordinario ⁽⁵⁾	38,46	0,00
Déficit liquidatorio	-	-186,14
Rev. Generación Extrapeninsular	20,75	1,70
Desajustes de Ingresos	208,52	19,69
Apor. Generación Extrapeninsular ⁽⁶⁾	151,32	0,00
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 noviembre se ha elevado a 11.534 GWh, inferior en un 2,1% al registrado en el mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de noviembre, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 140.049 GWh, un ligero 0,2% inferior al mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en noviembre ha sido 7,893 c€/kWh, valor ligeramente superior al del mismo periodo del año anterior.
- En noviembre la energía consumida en el mercado libre representó el 32,2% del consumo total, porcentaje 2,0 puntos superior al 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 noviembre ha sido de 1,900 c€/kWh, por lo que el precio medio interanual se ha situado en 1,578 c€/kWh, un 8,3% superior al del mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. NOVIEMBRESISTEMA 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	Noviembre				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)	1.003	-0,9	6,651	2,4	11.748	2,8	6,538	2,0	12.741	3,2	6,533	2,1
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	360	3,2	3,937	5,7	3.996	5,3	3,658	5,8	4.339	5,5	3,674	5,9
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	476	3,4	3,207	2,1	5.320	3,1	2,980	6,5	5.728	2,7	2,997	6,2
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	560	4,2	2,697	2,0	6.470	3,9	2,322	2,4	6.946	4,6	2,349	2,0
G.4 (Grandes consumidores)	762	1,2	2,371	2,5	8.428	2,5	2,348	1,3	9.202	3,0	2,342	1,4
Tarifa horaria de potencia	782	3,4	4,393	5,1	8.537	4,2	3,394	-0,5	9.221	3,6	3,456	-0,3
Alta tensión	3.943	1,9	4,151	2,6	44.499	3,4	3,844	2,1	48.178	3,6	3,862	2,2
Baja tensión	7.591	-4,1	9,837	0,8	83.210	-2,3	10,020	1,1	91.872	-2,1	9,969	1,1
Sistema peninsular	11.534	-2,1	7,893	0,1	127.709	-0,4	7,868	0,3	140.049	-0,2	7,868	0,3
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	5.331	6,2	1,950	3,1	58.425	4,6	1,607	1,2	63.131	4,8	1,631	1,2
Exportaciones	159	-76,5	0,196	-10,7	1.658	-74,2	0,141	0,3	2.345	-66,6	0,162	13,3
Total	5.490	-3,6	1,900	12,1	60.084	-3,5	1,567	8,9	65.476	-2,7	1,578	8,3

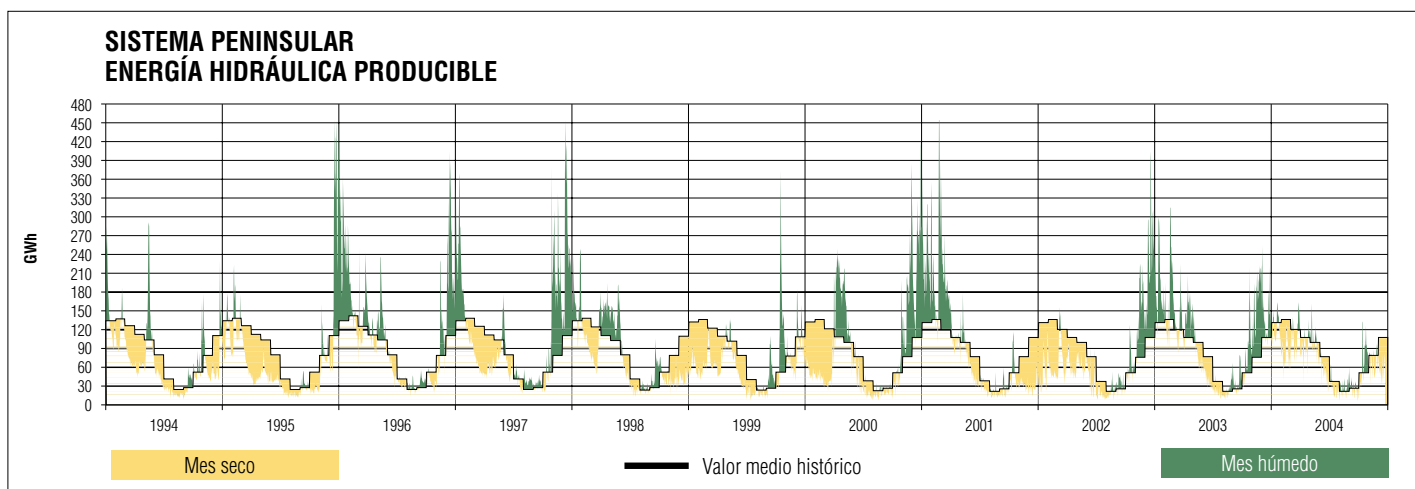
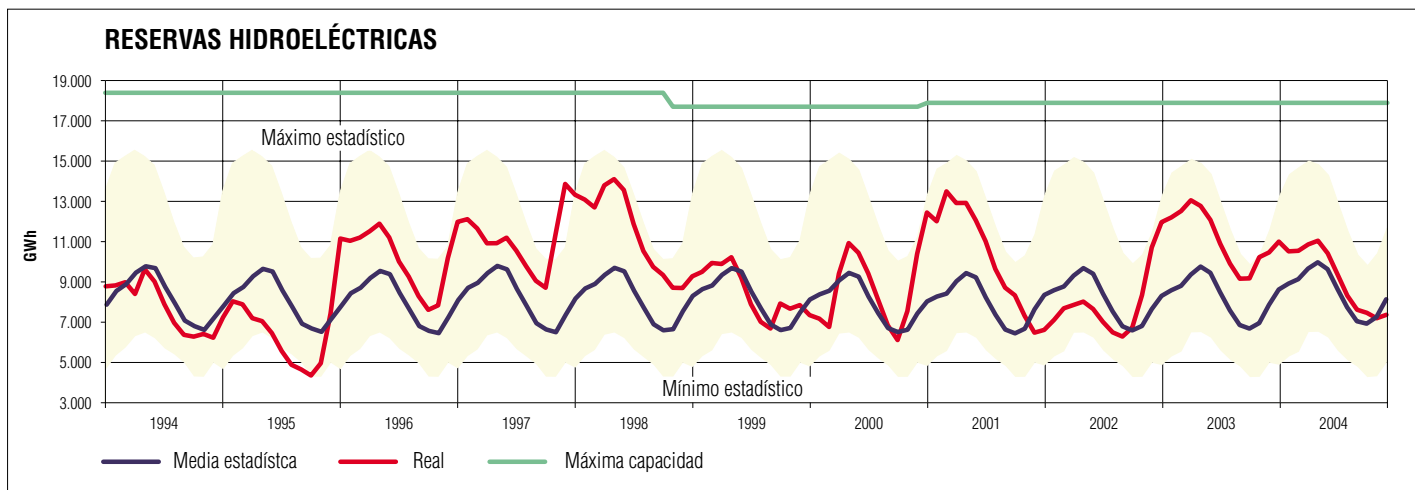
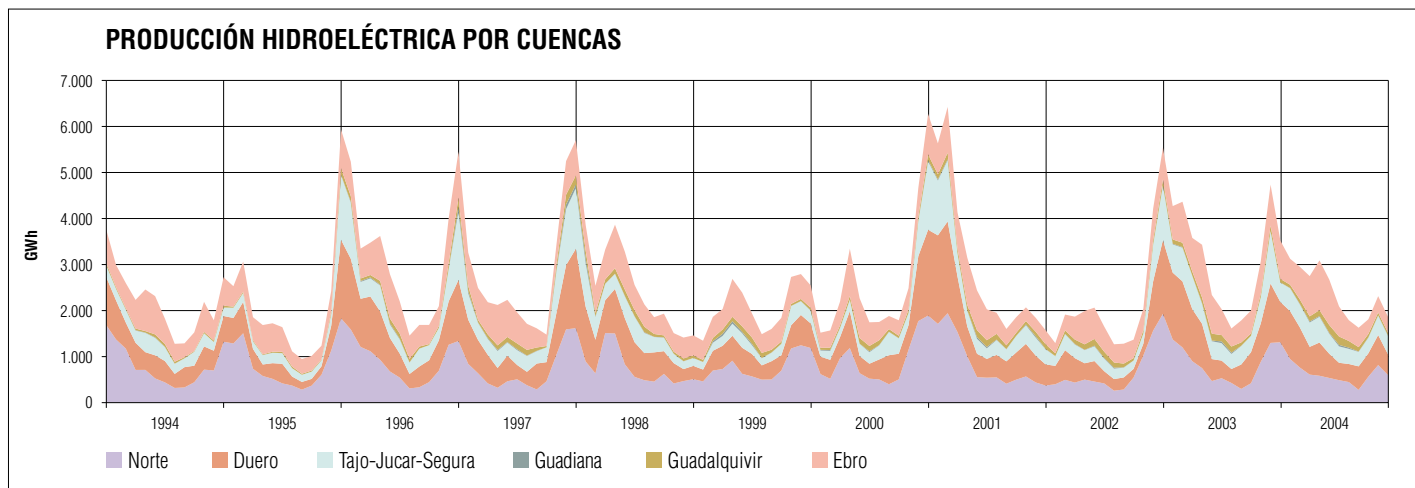
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. Los precios no incluyen impuestos.

PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA EN EL SISTEMA PENINSULAR. 1994-2004

Producción hidráulica por cuencas

Cuenca	Potencia (1)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	MW											
Norte	4.194	9.113	9.107	10.918	8.261	9.988	8.603	9.946	11.631	6.733	10.463	7.923
Duero	3.556	6.448	4.480	10.635	8.505	9.518	5.289	6.862	11.430	5.136	11.096	7.542
Tajo + Júcar + Segura	4.175	3.347	2.313	6.490	6.813	5.917	2.799	3.742	7.152	3.717	7.258	5.103
Guadiana	233	39	3	135	389	256	213	91	216	90	139	163
Guadalquivir	1.016	450	336	986	1.331	1.254	927	910	1.344	1.151	1.259	1.275
Ebro	3.483	6.860	5.725	8.383	7.868	7.058	6.339	6.212	7.652	5.698	8.559	7.603
Total	16.657	26.257	21.965	37.547	33.168	33.992	24.171	27.763	39.424	22.525	38.773	29.609

(1) Potencia instalada en diciembre de 2004.





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>