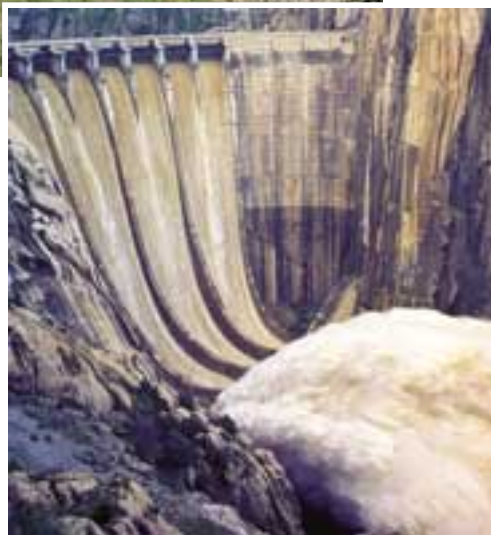


Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

••••• FEBRERO 2003. Nº 57



MINISTERIO
DE ECONOMÍA



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	
• Unión Europea. Precios de la electricidad	

Fuentes de información:

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

Fecha de redacción: 14 de abril de 2003

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S.L.

Depósito Legal: M-34974 - 1998

Publicación y datos históricos actualizados
disponibles en Internet:

Ministerio de Economía: <http://www.mineco.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Durante el mes de febrero se ha registrado un elevado incremento del consumo de energía eléctrica, al alcanzarse una demanda bruta de 18.650 GWh, con una tasa de crecimiento respecto a febrero del año anterior del 9,9%, la mayor tasa registrada desde noviembre de 1999.
- A este crecimiento han contribuido las temperaturas registradas en febrero, mucho más frías que las del año anterior, que han tenido un efecto positivo sobre el crecimiento de la demanda bruta mensual del 4,2%. Una vez descontado este efecto, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 5,7%, uno de los crecimientos más elevados registrados en los últimos dos años.
- Tras el dato de febrero, el incremento acu-

mulado de la demanda durante los dos primeros meses del año se ha situado en el 6,0%, 1,4 puntos por encima del registrado en el mismo periodo del año anterior. Una vez descontado el efecto de la temperatura, el crecimiento atribuible a la actividad económica se ha estimado en un 3,2%, casi dos puntos menos que el estimado el periodo enero-febrero del 2002.

- Durante el mes de febrero, la estructura de producción ha variado en relación al mes anterior, puesto que la producción hidráulica se ha reducido, aportando a la producción bruta mensual un 25,6%. No obstante, esta participación continua siendo superior en diez puntos a la aportación media de los últimos doce meses. Por su parte, los grupos térmicos convencionales han incremen-

tado su generación situando su aportación a la producción bruta mensual en un 42,8%. Los grupos nucleares, durante este mes, han reducido la participación, situándose en el 31,6% de la producción bruta mensual.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero la demanda ha ascendido a 981 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 11,2%, superior en siete puntos al crecimiento que se alcanzó en febrero de 2002. Esta tasa ha sido superior a la del sistema peninsular, superándola en más de un punto.
- En febrero el precio medio final en el mercado de producción se ha situado en 3,397 c€/kWh, un 14,9% más que el mes precedente y un 24,0% inferior al mismo mes del año anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, se ha incrementado en un 22,1% respecto al mes pasado. Destaca la reducción en el precio de Otros mercados, 0,303 c€/kWh, un 12,7% por debajo del registrado en el mes anterior.
- El precio medio interanual se ha situado en 4,088 c€/kWh, un 6,7% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior, debido a la reducción de los precios del mercado diario y de la Garantía de Potencia, en un 8,9% y un 2,0%, respectivamente, que han sido compensados, en parte, con el aumento del precio en el conjunto de Otros mercados, un 21,8%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el año ha sido de 3,705 c€/kWh, un 40,4% inferior al del mismo periodo del año anterior, debido al descenso del precio de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para las comercializadoras.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en los últimos doce meses el año ha sido 6,477 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 4,338 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 4,832 c€/kWh, un 24,7% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

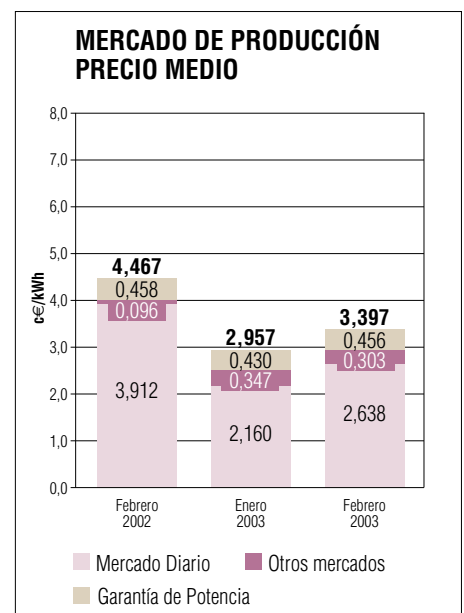
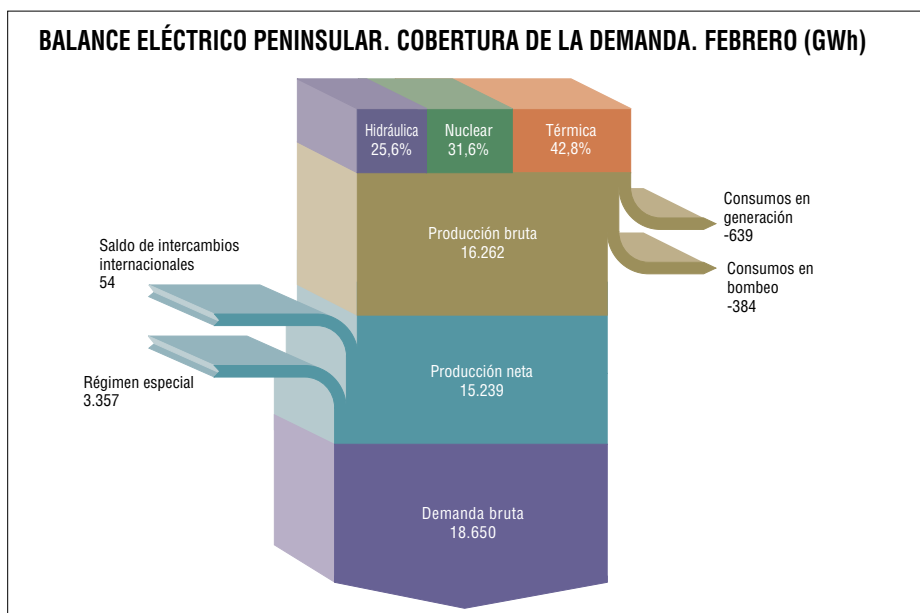
Balance eléctrico	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	15.239	12,3	31.242	5,5	172.459	0,2
Régimen especial	3.357	22,1	7.131	29,9	35.769	18,2
Intercambios internacionales	54	-91,6	79	-93,3	4.227	-9,2
Demanda bruta	18.650	9,9	38.453	6,0	212.456	2,6
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	923	10,3	1.915	8,4	11.386	4,3
Régimen especial	58	26,3	101	14,4	744	-0,7
Demanda bruta	981	11,2	2.016	8,7	12.130	3,9

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 (*)	4.171	-17,2	3.954	-37,4	4.832	-3,0
En el mercado	3.534	-23,5	3.330	-45,4	4.338	-5,8
Al régimen especial	6.256	-6,5	5.931	-17,4	6.477	0,6
Compras otros agentes en el mercado (**)	3.260	-25,7	3.028	-49,3	3.874	-6,9
Total	3.925	-19,3	3.705	-40,4	4.550	-4,0

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 ha crecido un 9,9% respecto al año anterior, tasa de crecimiento más elevada en los últimos años, con un total de 18.650 GWh demandados.

- Durante este periodo, la laboralidad no ha tenido ninguna influencia sobre la demanda.

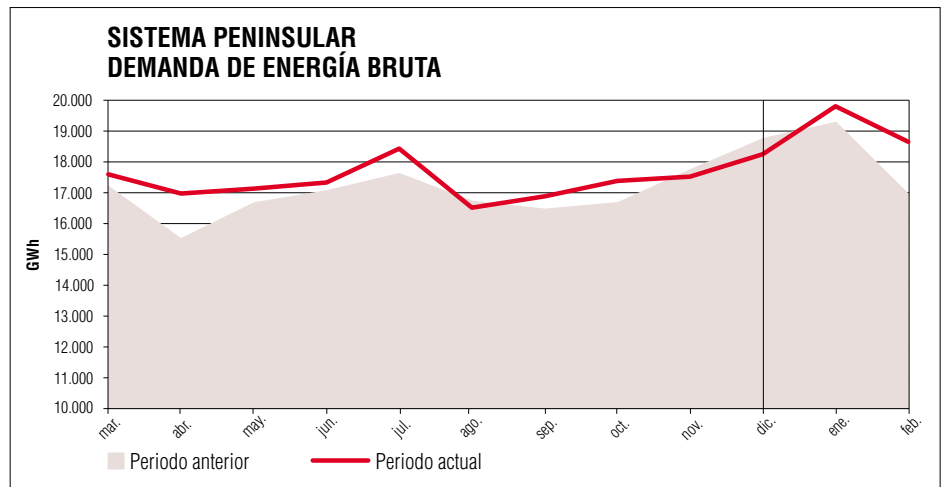
- Las temperaturas han alcanzado valores inferiores al valor característico para este periodo y a los valores registrados el mismo mes del año anterior, influyendo positivamente sobre el crecimiento de la demanda en 4,2 puntos. La temperatura media registrada en el mes de febrero ha sido de 8,9 °C, inferior en medio grado a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 12,8 °C, frente a los 15,4 °C registrados en febrero de 2002 y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 5,0 °C, inferior a los 5,6 °C del año anterior

- Corregido el efecto de la temperatura, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 5,7%. Esta tasa de crecimiento, es superior en casi tres puntos a la que se alcanzó en febrero del año 2002 y en cinco puntos a la del mes anterior.

- Tras el dato de febrero, el crecimiento acumulado de la demanda en los últimos doce meses se sitúa en el 2,6%, casi tres puntos inferior al crecimiento registrado el mismo periodo del año anterior. Esto ha sido debido en gran medida a las temperaturas, ya que durante este periodo, se han registrado valores más altos que el mismo periodo del año anterior, afectando negativamente en un 0,5% al crecimiento de la demanda. Corregido este efecto, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 3,1%, valor inferior en 1,4 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior.

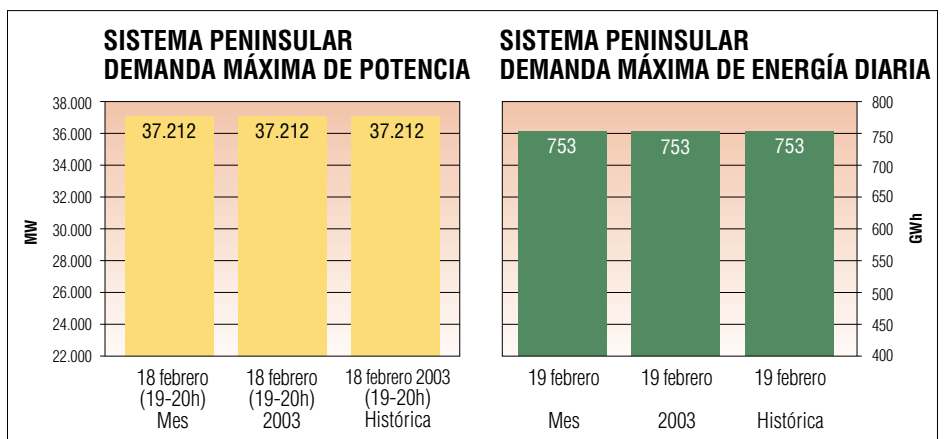
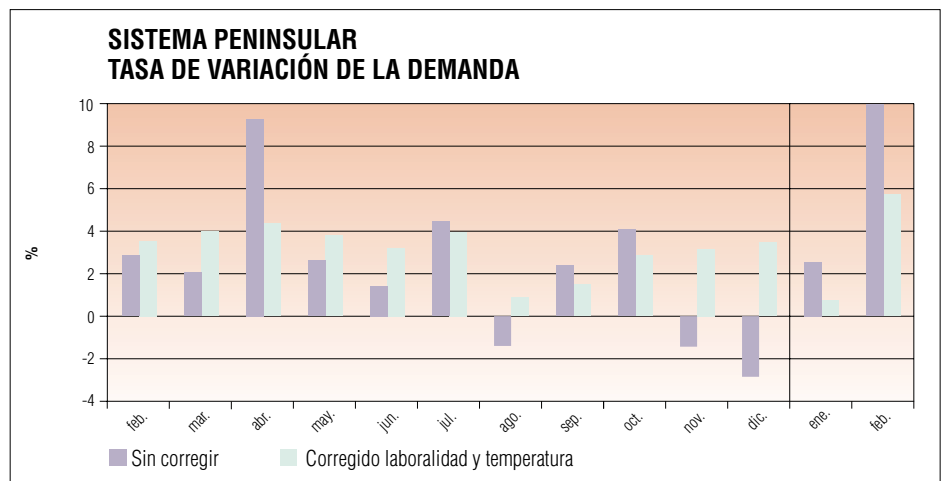
- Durante el mes de febrero, se han vuelto a superar, los máximos históricos de demanda de potencia horaria y de energía diaria. El martes 18 a las 20 h se superó el récord demanda de potencia horaria al alcanzarse los 37.212 MW, ligeramente superior al anterior máximo histórico registrado en enero de 2003. El miércoles día 19 se registró el nuevo récord de energía diaria con 753 GWh, un 0,8% superior al máximo histórico anterior, de enero de 2003.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero la demanda ha ascendido a 981 GWh, un 11,2% superior a la del mismo mes del año anterior. En términos interanuales, en febrero el crecimiento de la demanda se ha situado en un 3,9%, 3,3 puntos inferior al del mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	18.650	9,9	38.453	6,0	212.456	2,6
Efectos						
Laboralidad	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Temperatura	-	4,2	-	2,8	-	-0,5
Activ. económica y otros	-	5,7	-	3,2	-	3,1
Sistemas extrapeninsulares	981	11,2	2.016	8,7	12.130	3,9

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

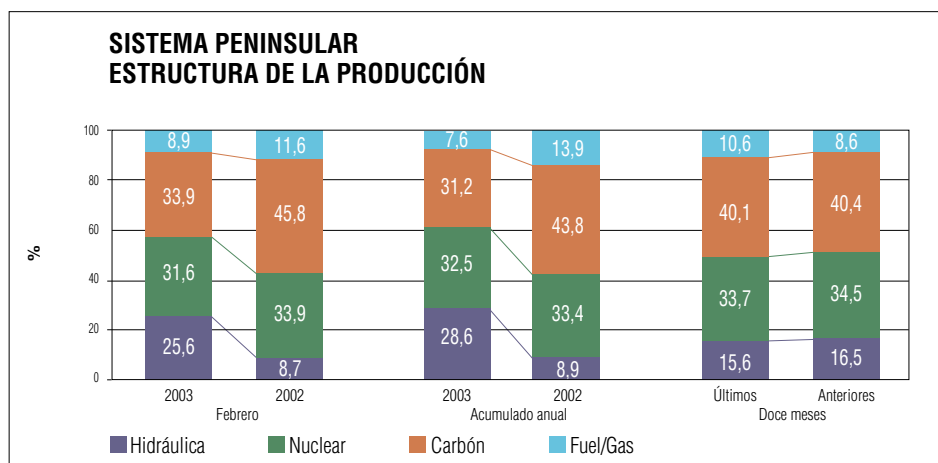
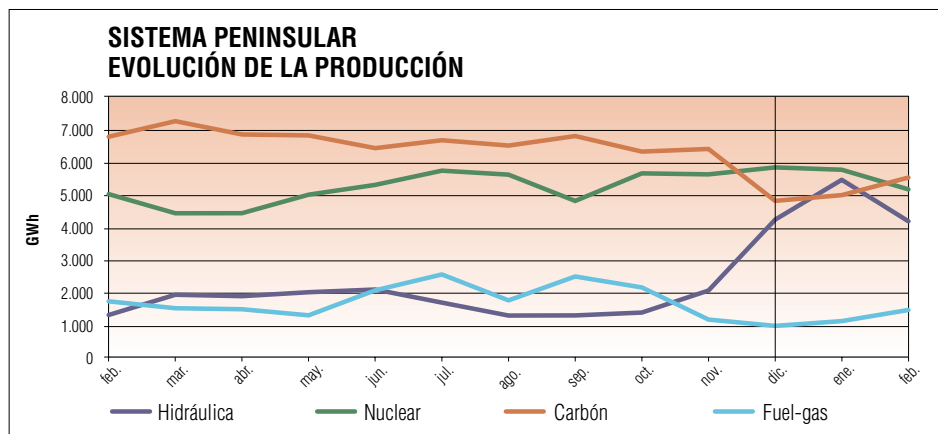
- La producción bruta peninsular ascendió en febrero a 16.262 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de un 10,2%.
- Durante el mes de febrero, la estructura de producción ha variado en relación al mes anterior, puesto que la producción hidráulica se ha reducido a 4.165 MWh, un 23,4% menos que el mes precedente, aportando a la producción bruta mensual un 25,6%. No obstante, esta participación continua siendo superior en diez puntos a la aportación media de los últimos doce meses.
- Por su parte, la participación en la producción bruta mensual de los grupos nucleares, también se ha visto reducida, situándose en un 31,6%, casi dos puntos menos que en el mes anterior.
- Así pues, el descenso en la producción hidráulica unido a una mayor demanda ha favorecido el incremento de la utilización del equipo térmico convencional, en especial la de los grupos de fuel-gas que han aportando el 8,9% de la producción bruta mensual. Por su parte, los grupos de carbón han aportado el 33,9% de la producción bruta, más de cinco puntos por encima de la contribución en el mes anterior.
- La estructura de producción de los últimos doce meses, todavía continua condicionada por la fuerte sequía que se ha registrado durante casi todo el año 2002, la participación de la producción hidráulica sido del 15,6%, un punto inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior. Esto se ha visto compensado por la producción de los grupos térmicos convencionales, más concretamente con la de los grupos de fuel-gas, cuya participación en la producción bruta mensual ha sido de 10,6%, dos puntos más que en los últimos doce meses anteriores.
- Trascurridos los dos primeros meses del año, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 81,2% de la demanda del periodo, medio punto menos que en el mismo periodo de 2002. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 18,5%, 3,4 puntos más que el mismo periodo del año anterior, y el saldo importador de los intercambios internacionales el 0,3% restante, 3 puntos menos que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, durante los dos primeros meses del año, las centrales de fuel ha cubierto el 67,4% de la demanda, 4 puntos más que el mismo periodo del año anterior, el carbón el 27,6%, 3,3 puntos menos, y la energía de régimen especial el 5% restante, algo inferior al valor registrado el mismo periodo del 2002.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.586	4.165	222,3	9.602	235,1	29.296	-3,6
Nuclear	7.816	5.144	2,9	10.890	1,1	63.138	-1,0
Carbón	11.565	5.507	-18,5	10.474	-25,7	75.140	0,9
Fuel-Gas	10.218	1.446	-15,5	2.550	-43,2	19.842	24,9
Producción bruta	46.185	16.262	10,2	33.517	4,0	187.415	1,6
Consumos generación		-639	-7,2	-1.269	-13,2	-8.153	1,8
Consumos bombeo		-384	-24,2	-1.006	-13,2	-6.804	53,1
Producción neta		15.239	12,3	31.242	5,5	172.459	0,2
Régimen especial	12.214	3.357	22,1	7.131	29,9	35.769	18,2
Intercambios internacionales		54	-91,6	79	-93,3	4.227	-9,2
Importaciones		533	-37,6	1.110	-26,7	9.339	13,1
Exportaciones		-478	133,9	-1.031	208,5	-5.113	42,0
Demanda bruta		18.650	9,9	38.453	6,0	212.456	2,6

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	1	0	-100,0	0	-100,0	1	-72,4
Carbón	510	289	-2,6	595	-3,7	3.519	-4,8
Fuel-oil	2.562	696	16,1	1.452	13,8	8.679	8,4
Producción bruta	3.073	986	9,9	2.047	8,0	12.198	4,2
Consumos generación		-63	3,7	-132	2,9	-813	3,5
Producción neta		923	10,3	1.915	8,4	11.386	4,3
Régimen especial	224	58	26,3	101	14,4	744	-0,7
Demanda bruta		981	11,2	2.016	8,7	12.130	3,9

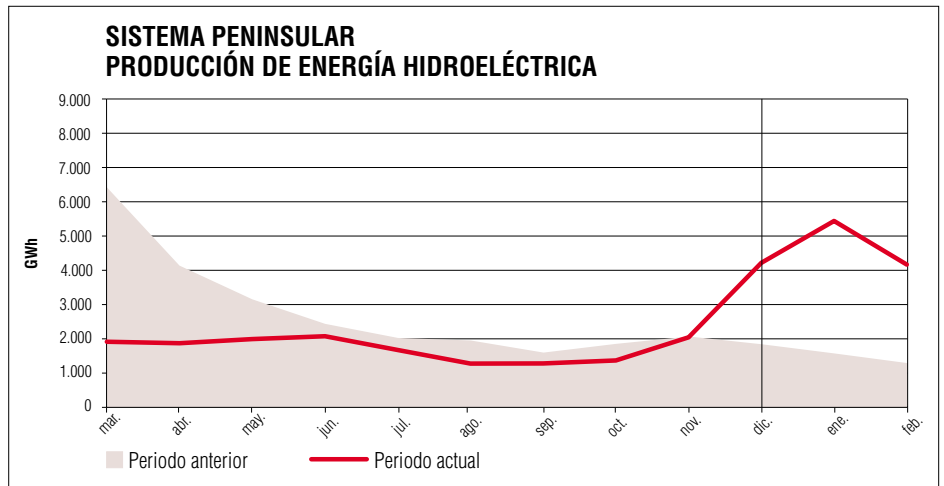
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

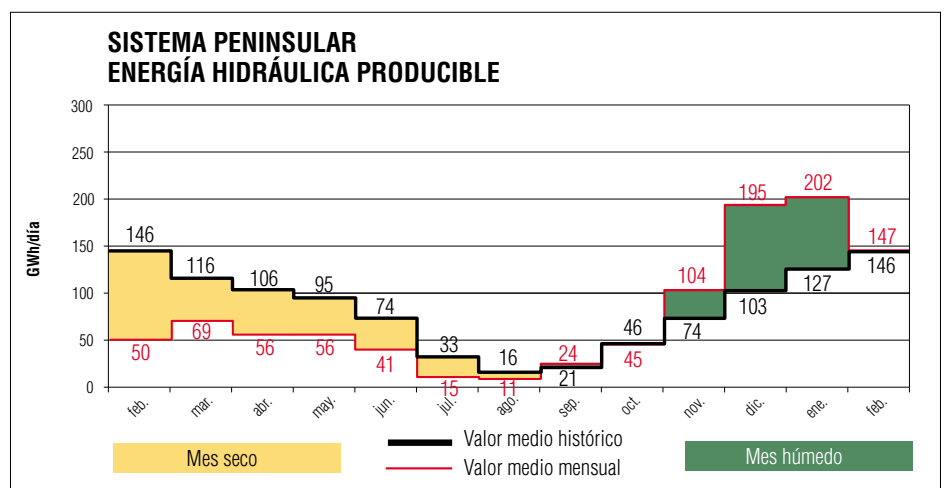
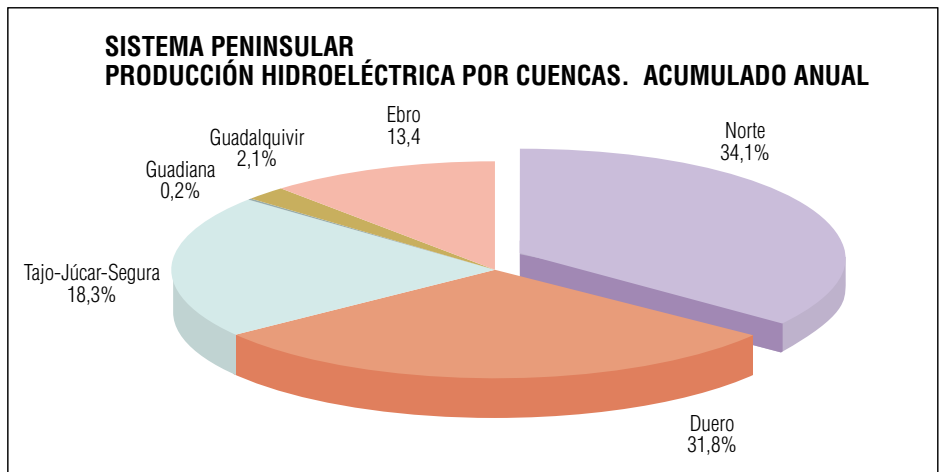
- En febrero la producción hidroeléctrica ha ascendido a 4.165 GWh, valor cuatro veces más alto al registrado en el mismo mes del año anterior, manteniendo la línea de producciones altas que se viene registrando en los últimos tres meses debido al importante volumen de agua embalsada. Esta producción mensual representa el 25,6% de la producción bruta, casi 17 puntos más que la aportación de esta tecnología en el mismo mes del año anterior.
- Tras los registros de los dos primeros meses del año, la producción hidroeléctrica acumulada se ha situado en 9.602 GWh, un 235,1% superior al valor registrado en el mismo periodo del año anterior y ha aportado el 28,6% de la producción bruta, casi veinte puntos más a la registrada en el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes de febrero todas las cuencas hidrográficas han incrementado notablemente su producción respecto al a febrero de 2002, registrándose ascensos hasta casi dos veces más en todas las cuencas, excepto en la Guadalquivir, cuyo incremento ha sido del 40,3%. En los dos primeros meses del año, las cuencas de la mitad norte peninsular han producido el 79,3% de la producción hidroeléctrica total, valor superior en más de cuatro puntos al de los dos primeros meses del año 2002.
- Durante este mes se registraron precipitaciones en toda la península. Estas precipitaciones fueron significativamente superiores al valor habitual en prácticamente todo el territorio peninsular, más concretamente en la zona catalana.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de febrero se sitúa sobre el valor característico medio, registrándose una energía producible en el mes de 4.130 GWh, valor con una probabilidad de ser superado del 42%.
- En los dos primeros meses del año, la energía hidráulica producible ha sido de 10.321 GWh, un 28% superior de su valor medio histórico, muy superior al producible que se registró en el mismo periodo del año anterior, debido al escaso volumen de agua embalsada en dichos meses.
- Al finalizar el mes de febrero, el volumen de reservas se ha situado 12.208 GWh, un 2,0% por encima del que existía a finales de enero. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de

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.



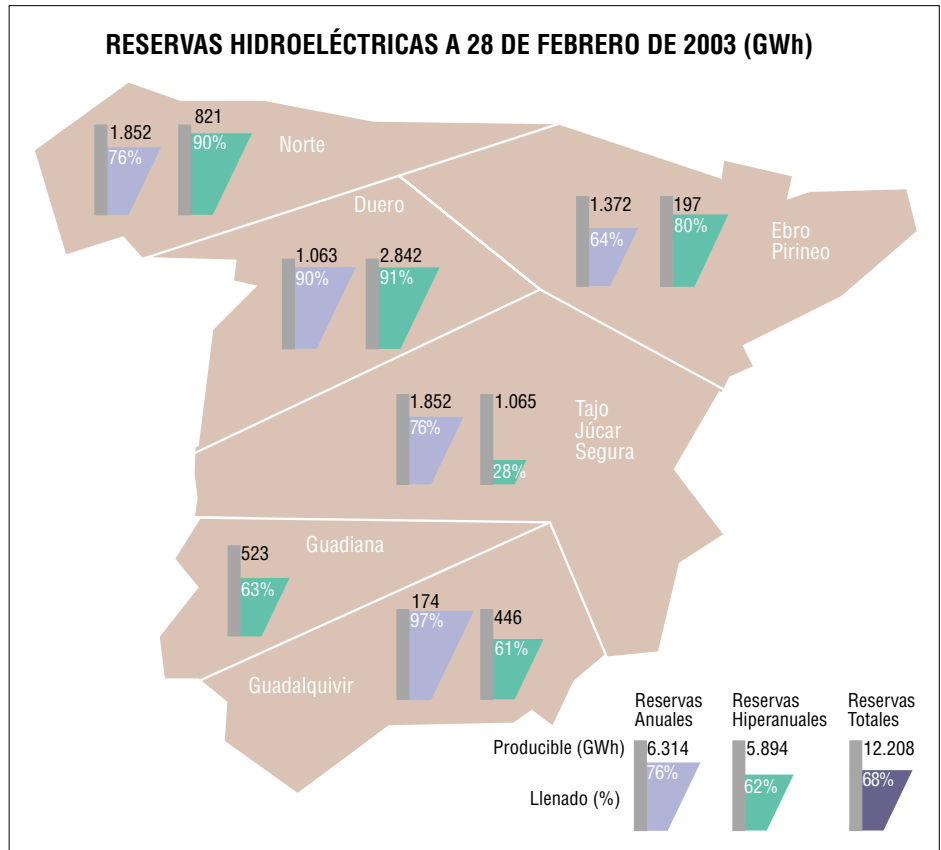
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	1.359	242,4	3.278	327,4	9.279	5,5
Duero	3.556	1.449	262,3	3.055	255,2	7.331	-13,7
Tajo-Júcar-Segura	4.104	594	179,6	1.758	224,9	4.933	-1,6
Guadiana	233	14	-	23	159,6	104	-39,9
Guadalquivir	1.016	89	40,3	202	21,9	1.187	-6,8
Ebro	3.483	661	200,5	1.286	146,1	6.462	-2,4
Sistema peninsular	16.586	4.165	222,3	9.602	235,1	29.296	-3,6
Canarias	1	0	-100,0	0	-100,0	1	-72,4
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-100,0	0	-100,0	1	-72,4

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



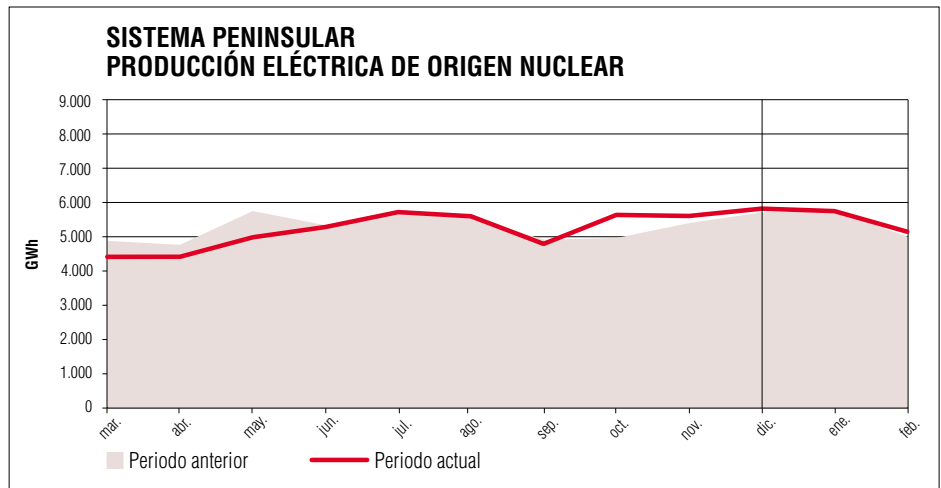
llenado del 68,2% de la capacidad total, 1,3 puntos superior al registrado a finales del mes pasado, y superior, también, al 39,7% que se alcanzó al finalizar febrero de 2002.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes de febrero con un nivel de reservas de 6.314 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 75,6%, similar al registrado a finales del mes pasado y casi el doble que al finalizar el mismo mes del año anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 96,5% en la cuenca de Guadalquivir y un mínimo del 64,3% en la cuenca Ebro.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se han elevado al finalizar el mes a 5.894 GWh y ha alcanzado un nivel de llenado del 61,8%, 2,3 puntos superior al del mes precedente y 23,3 puntos superior al registrado al finalizar febrero de 2002. Por cuencas, el máximo nivel de llenado correspondió a la cuenca Duero, con un porcentaje superior al 91,1%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que ha alcanzado el 28,3%.



Producción nuclear

- En el mes de febrero la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.144 GWh, un 2,9% superior a la del mismo mes del año anterior y un 10,5% por debajo de la generación de esta tecnología durante el mes de enero.
- Esta generación ha aportado el 31,6% de la producción bruta mensual, valor inferior en alrededor de dos puntos a su contribución media en términos interanuales.
- La ausencia total de actuaciones programadas en las centrales durante el mes de febrero ha situado el valor del coeficiente de indisponibilidad del equipo nuclear en el 99,1%, superior en 1,5 puntos al valor registrado el mismo mes del año anterior. Por su parte el factor de carga mensual, influido por la misma circunstancia, ha sido del 97,9%, valor superior en casi tres puntos al registrado en febrero de 2002, muy similar al registrado en el mes anterior.
- En los dos primeros meses del año la producción nuclear ha ascendido a 10.890 GWh, un 1,1% superior a la del mismo periodo del año anterior, dado que no existen actuaciones programa-



Producción bruta Nuclear	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	101	-0,6	213	-0,6	1.008	-10,5
Garroña	466	309	-0,4	613	-6,6	3.954	10,6
Almaraz I	974	657	0,5	1.385	0,5	7.741	-8,4
Ascó I	1.028	625	-8,8	1.388	-4,0	8.737	7,6
Almaraz II	983	587	-10,5	1.250	-9,5	8.317	5,1
Cofrentes	1.025	733	48,8	1.547	25,6	8.504	0,8
Ascó II	1.027	689	0,4	1.452	0,3	8.139	-2,3
Vandellós II	1.087	728	4,1	1.533	1,7	8.378	-10,7
Trillo I	1.066	716	0,3	1.510	0,3	8.361	-0,8
Sistema peninsular	7.816	5.144	2,9	10.890	1,1	63.138	-1,0

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

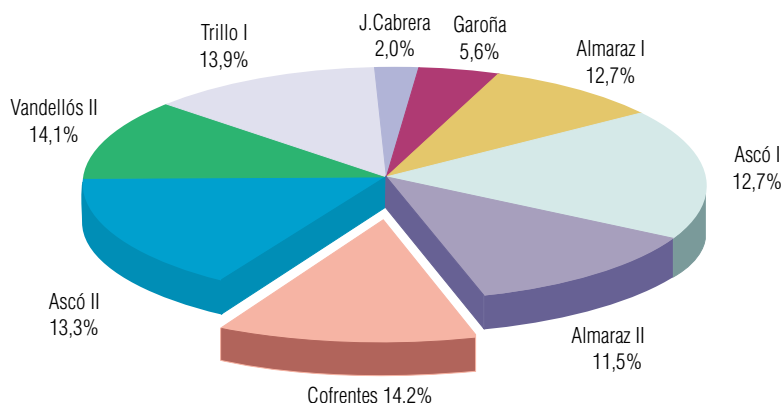
das en las centrales durante este periodo. Esta generación ha cubierto el 32,5% de la producción bruta del periodo, casi un punto menos que en el mismo periodo de 2002.

- El valor acumulado del coeficiente de disponibilidad se ha situado en el 98,8%, valor similar al registrado en el periodo enero-febrero del año 2002, mientras que el factor de carga se ha situado en el 92,9%, 4,2 puntos menos que el mismo periodo del año anterior.
- Durante el mes se ha fabricado un elemento combustible tipo PWR para Doel, en Bélgica. También se han fabricado 123 elementos tipo BWR para la central Sueca de Forsmark.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales en el mes de febrero ha ascendido a 6.953 GWh, un 17,9% menos que el mismo mes del año anterior.
- Los grupos térmicos convencionales han aumentado en febrero su participación en la producción bruta mensual, el 42,8%, 14,6 puntos inferior a la contribución de esa tecnología en el mismo mes del año anterior, pero 7,6 puntos superior a la aportación en el mes de enero, debido principalmente, a que durante este mes la producción hidráulica se ha reducido en comparación con el mes anterior.
- Tras el dato de febrero, en los dos primeros meses del año la producción térmica convencional ha sido un 29,9% inferior a la registrada el mismo periodo del año anterior, aportando tan sólo un 38,8% de la producción bruta del periodo, muy inferior al 57,7% aportado el mismo periodo del año anterior.
- Por tecnologías, durante el mes de febrero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 63,4% de la producción térmica total, contribución similar a la del mismo periodo del año anterior. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 15,8%, más de tres puntos que en el año anterior, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 20,8% restante, 3,4 puntos por debajo de la aportación en el mismo periodo del año 2002.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmente utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparto por tecnologías, consecuencia en su mayor parte de la utilización general-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



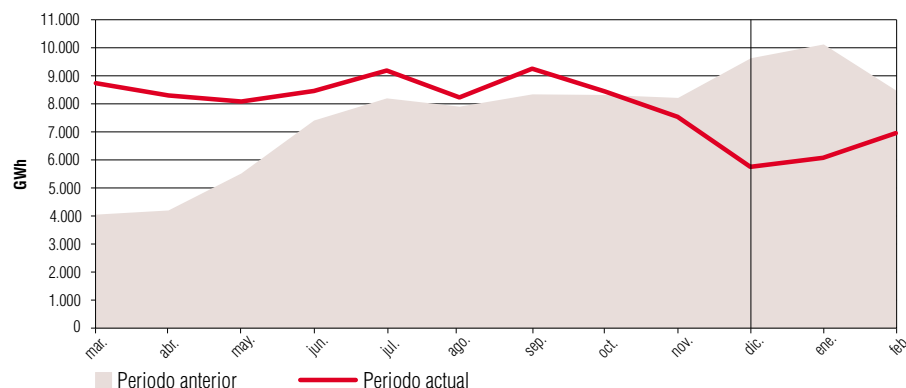
Grupo	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,0	0,0	0,0	75,1	0,0	0,0
Garoña	98,6	0,0	0,0	97,2	0,0	3,9
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	92,1	0,0	0,0
Ascó I	90,4	0,0	0,0	97,3	0,0	0,0
Almaraz II	88,8	0,0	7,1	97,0	0,0	7,6
Cofrentes	100,0	0,0	0,0	93,3	0,0	0,0
Ascó II	99,8	0,0	0,0	91,7	0,0	0,0
Vandellós II	99,7	0,0	0,0	89,4	0,0	0,0
Trillo I	100,0	0,0	0,0	91,0	0,0	0,0
Sistema peninsular	97,9	0,0	0,9	92,9	0,0	1,2

Combustible nuclear	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	8	208
Exportación	1	1	199
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	116
Exportación	123	149	271
Nº elementos importación:			
PWR	0	24	44
BWR	0	0	0

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



zada del carbón importado en las centrales de carbón y del uso del fuel y del gas como combustibles de apoyo para la combustión del carbón. De esta forma, en los dos primeros meses del año, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbones autóctonos fue el 36,7% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 43,6% y la de fuel-gas el 19,7%.

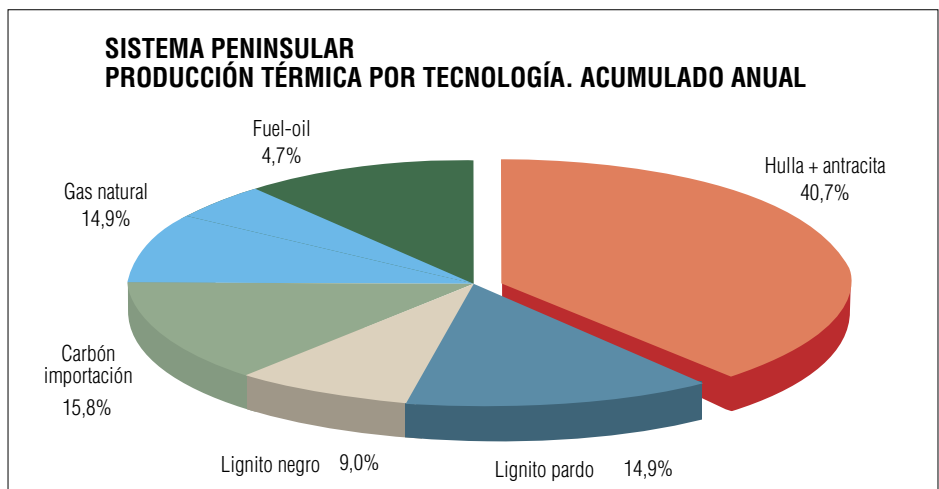
- En los dos primeros meses transcurridos del año, a excepción del gas natural, todas las tecnologías han reducido su producción respecto al mismo periodo del año anterior, destacando el elevado descenso de los grupos de fuel-oil cuya producción ha sido un 81,7% inferior a la del mismo periodo de 2002.
- La utilización del equipo térmico durante el mes de febrero, ha situado el factor de carga del periodo en el 47,5%, valor inferior en más de dieciséis puntos que en febrero de 2002. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 90,8%, valor muy superior al 79,4% registrado en este mes en el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en los últimos doce meses las centrales de fuel han cubierto la totalidad del incremento de demanda y han aportado el 70,6% de la producción térmica total, 2,2 puntos por encima a la aportada en el mismo periodo el año anterior.

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

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

Producción bruta Tecnología	Potencia		Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	
Hulla + antracita	6.088	2.839	-20,1	5.305	-29,1	38.138	-1,0	
Lignito pardo	2.031	896	-30,0	1.939	-26,6	14.946	0,1	
Lignito negro	1.502	671	-13,1	1.169	-29,3	9.126	17,9	
Carbón importación	1.944	1.101	-4,7	2.062	-11,3	12.929	-2,8	
Gas natural (*)	6.376	1.184	151,8	1.939	69,4	12.575	101,2	
Fuel-oil	3.842	262	-78,9	611	-81,7	7.266	-24,6	
Sistema peninsular	21.783	6.953	-17,9	13.025	-29,9	94.982	5,1	
Carbón	510	289	-2,6	595	-3,7	3.519	-4,8	
Fuel-oil	2.562	696	16,1	1.452	13,8	8.679	8,4	
Sistemas extrapeninsulares	3.072	986	9,9	2.047	8,1	12.198	4,2	

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



Tecnología	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	69,4	0,0	5,2	73,6	0,0	4,4
Lignito pardo	65,6	16,8	0,1	85,1	8,0	1,2
Lignito negro	66,4	0,0	2,9	70,5	0,0	2,3
Carbón importación	84,3	0,0	3,9	77,1	0,0	3,5
Gas natural (*)	27,6	0,0	3,6	26,0	0,0	6,2
Fuel-oil	10,2	0,0	26,6	27,1	0,0	26,7
Sistema peninsular	47,5	1,6	7,6	51,2	0,8	8,2
Carbón	84,4	0,0	0,2	84,3	0,0	0,4
Fuel-oil	43,9	3,1	5,4	39,8	2,8	6,1
Sistemas extrapeninsulares	50,6	2,6	4,7	47,0	2,4	5,5

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

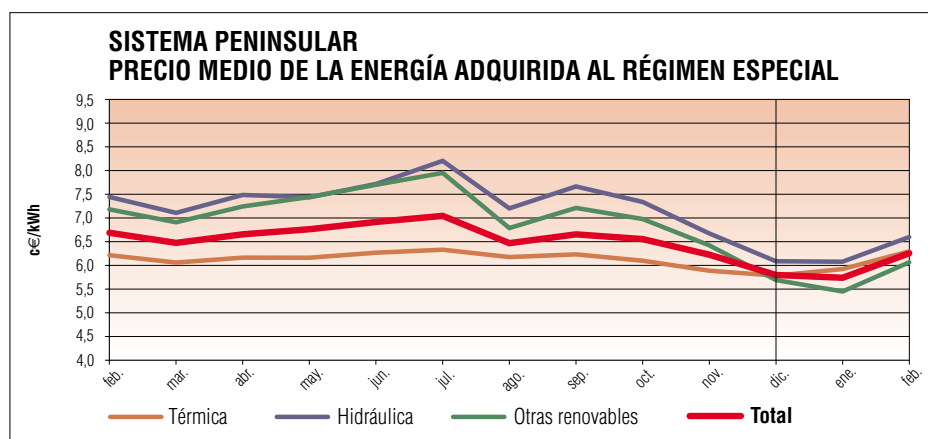
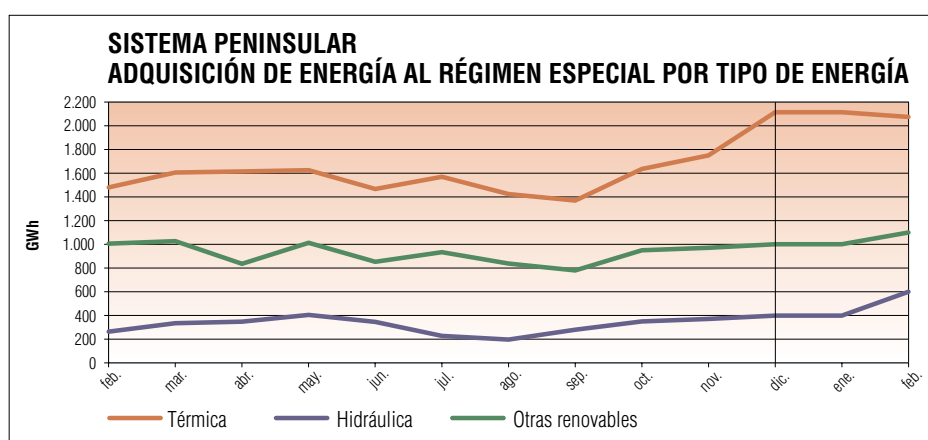
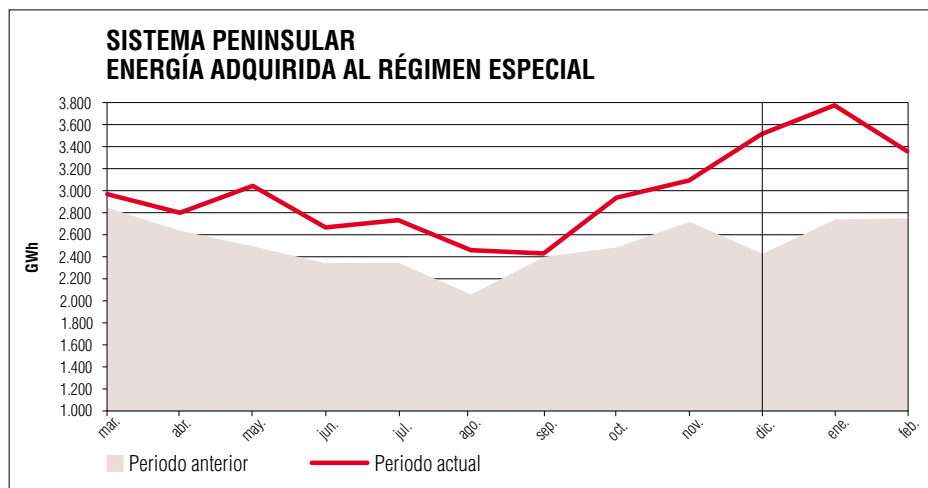
Combustible	Febrero					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	722	-13,1	2.057	-3,8	1.880	1.282	-24,7	3.431	8.957	-13,6	24.695
Lignito pardo	112	-47,8	92	116,4	297	230	-50,0	682	2.439	-12,5	6.138
Lignito negro	136	262,2	937	-6,2	419	203	-32,6	670	1.626	6,8	4.887
Carbón importación	1.055	-17,3	2.544	39,6	2.874	2.000	-23,4	5.676	13.742	11,2	39.146
Gas natural (**)	129	18,8	-	-	453	271	-23,3	1.026	3.194	75,3	10.473
Gas siderúrgico	30	-20,7	-	-	76	46	-40,8	127	416	-12,6	1.057
Fuel-oil	343	-24,8	627	-5,1	953	488	-58,0	1.412	2.900	-18,9	8.585
Sistema peninsular	2.525	-17,6	6.256	10,5	6.953	4.520	-32,2	13.025	33.274	1,1	94.982
Carbón	86	-13,1	181	2,5	289	183	-7,9	595	1.125	-1,2	3.519
Fuel-oil	161	20,8	182	-20,2	696	334	16,6	1.452	1.995	10,8	8.679
Sistemas extrapeninsulares	248	6,3	282	-7,0	986	518	6,5	2.047	3.120	6,1	12.198

Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior. (*) Datos estimados a partir del consumo de combustible. (**) Incluye GICC de ELCOGAS
1 kTEC = 0,7 kTEP. kTEC: Miles de toneladas equivalentes de carbón; kTEP: Miles de toneladas equivalentes de petróleo.

Régimen especial (*)

- En febrero, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 3.357 GWh, con un crecimiento del 22,1% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de febrero, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 35.769 GWh, supera en un 18,2% al del mismo período del año anterior. Este volumen de energía ha aportado el 16,8% de la demanda de los últimos doce meses, 2,2 puntos superior a su contribución en el mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses destaca el aumento del peso específico de la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables no hidráulicas, que han incrementado su producción en un 24,7% y han aportado el 31,9% del total de energía adquirida en el periodo, 1,6 puntos más que en el mismo período del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 58 GWh, un 26,3% más que en el mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía al régimen especial se han reducido en 0,7% respecto al mismo período del año anterior y han aportado el 6,1% de la demanda anual, aportación similar a la contabilizada en febrero de 2002 para el mismo periodo.
- En febrero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 6,256€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,477 c€/kWh, un 0,6% superior al del mismo período del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de las centrales hidráulicas 7,017 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 6,769 c€/kWh, y la procedente de centrales térmicas 6,128 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	5.757	1.757	18,7	6,296	1,3	3.831	24,3	6,066	-5,0	20.007	15,3	6,128	-0,9
Hidráulica	1.444	500	89,4	6,598	-11,4	1.100	114,4	6,276	-25,2	4.359	16,1	7,017	3,3
Otras renovables	5.013	1.100	9,3	6,065	-15,5	2.200	16,2	5,670	-30,3	11.403	24,7	6,769	0,1
Sistema peninsular	12.214	3.357	22,1	6,256	-6,5	7.131	29,9	5,931	-17,4	35.769	18,2	6,477	0,6
Térmica	90	31	262,2	-	-	56	9,5	-	-	379	36,0	-	-
Hidráulica	0,5	0,1	42,9	-	-	0,2	-33,2	-	-	1,6	-40,8	-	-
Otras renovables	133	27	7,8	-	-	44	21,7	-	-	363	-22,4	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	224	58	26,3	-	-	101	14,4	-	-	744	-0,7	-	-

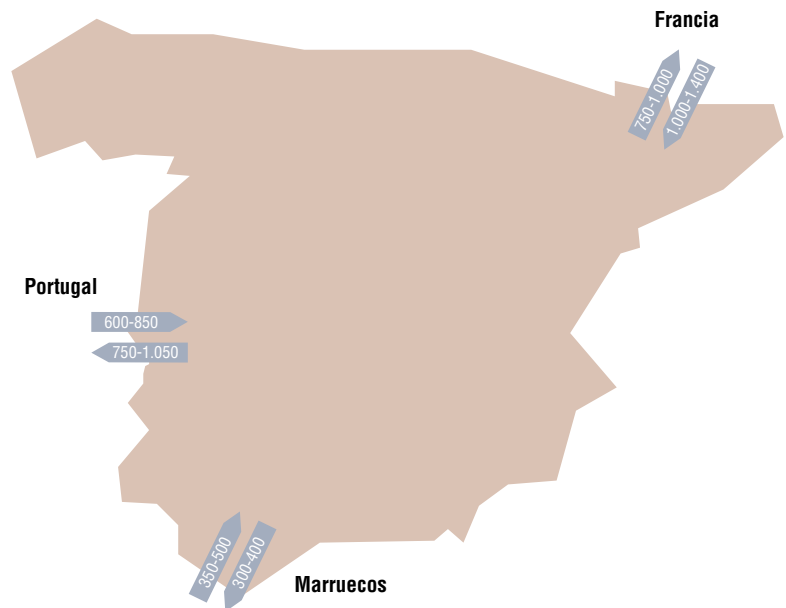
Δ%: tasa de variación respecto al mismo período del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

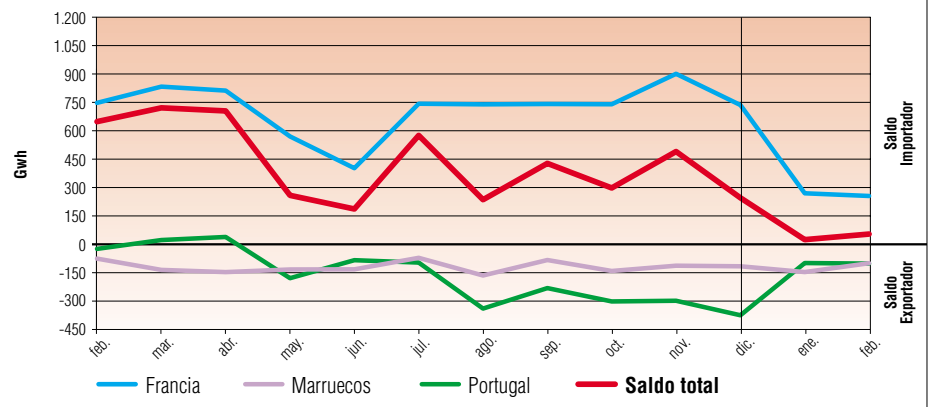
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de febrero ha ascendido a 1.011 GWh, un 4,4% menos que en el mismo mes de 2002. El 52,7% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 54 GWh.
- El 68,9% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados al contrato suscrito por RED ELÉCTRICA ha ascendido en enero a 287 GWh, un 28,4% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,7% restante.
- En febrero, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido a operaciones con la frontera de Portugal con 346 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Francia, 222 GWh, Marruecos, 100 GWh, y Andorra, 29 GWh.
- En los últimos doce meses, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 14.452 GWh, un 23,2% más que en el mismo periodo del año anterior. El 65,7% de esta energía corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 699 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 RED ELÉCTRICA ha aportado el 32,5% del volumen de intercambios, con un saldo importador de 3.497 GWh y los intercambios de apoyo y desvíos han representado el 1,8% del volumen con un saldo importador de 30 GWh.
- Tras el dato de febrero, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 79 GWh, un 93,3% inferior al registrado en el mismo periodo del año 2002.
- El 35,0% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, durante el periodo enero-febrero ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 45,2% con Portugal, el 15,4% con Marruecos y el 4,4% restante con Andorra.
- 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 2003 (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	-29	-29	0	-72	-72	0	-281	-281
Francia	77	-98	-21	275	-213	62	3.902	-232	3.670
Marruecos	0	-100	-100	0	-250	-250	44	-934	-890
Portugal	74	-221	-147	170	-451	-282	483	-2.838	-2.355
Mercado: Agentes	151	-448	-297	444	-986	-542	4.429	-4.285	144
Francia	287	0	287	486	0	486	4.100	0	4.100
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	-603	-603
Mercado: Contratos REE	287	0	287	486	0	486	4.100	-603	3.497
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	37	-10	27	68	-10	58	238	-10	228
Marruecos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	45	-6	39	92	-18	74	430	-103	327
Contratos bilaterales	82	-16	66	160	-28	132	668	-113	555
Andorra	2	-14	-12	4	-14	-10	10	-14	-4
Francia	4	0	4	4	-3	2	68	-31	37
Marruecos	0	0	0	4	0	4	15	-3	12
Portugal	7	0	7	7	0	7	49	-64	-15
Apoyo y desvíos	13	-14	-1	19	-17	2	142	-112	30
Total intercambios	533	-478	54	1.110	-1.031	79	9.339	-5.113	4.226

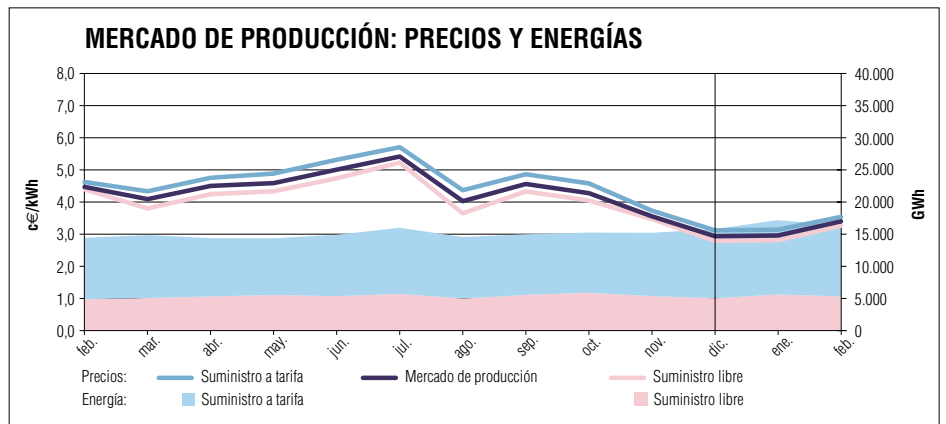
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción, durante el mes de febrero han alcanzado valores superiores a los registrados los dos últimos meses, cambiando, por tanto la tendencia descendente que se ha venido observando desde el mes de septiembre del año anterior
- El precio medio ha sido 3,397 c€/kWh, un 14,9% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 16.730 GWh. Respecto de febrero de 2002, el precio ha disminuido un 24,0%, frente a un aumento del 1,6% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 4,088 c€/kWh, un 6,7% inferior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa han sumado 10.989 GWh, lo que supone un aumento del 0,3% respecto al año anterior. El precio medio ha sido 3,534 c€/kWh, un 12,7% más que el mes anterior y un 23,5% menos que el mismo mes de 2002.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.314 GWh, un 5,1% menos que el mes pasado y un 6,9% más que hace un año. Esta cifra representa el 31,8% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 3,260 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución



Precios	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/ene.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	3,397	14,9	-24,0	3,170	-46,5	4,088	-6,7
Mercado diario	2,638	22,1	-32,6	2,392	-54,9	3,380	-8,9
Otros mercados	0,303	-12,7	212,4	0,325	99,8	0,258	21,8
Garantía de potencia	0,456	1,3	-0,4	0,453	-1,1	0,450	-2,0
Suministro a tarifa (**)	3,534	12,7	-23,5	3,330	-45,4	4,338	-5,8
Mercado diario	2,656	21,5	-32,6	2,414	-54,9	3,400	-8,7
Otros mercados	0,331	-17,9	190,4	0,368	102,9	0,301	24,7
Garantía de potencia	0,547	-0,2	-3,4	0,548	-2,9	0,638	-0,6
Suministro libre (***)	3,260	16,1	-25,7	3,028	-49,3	3,874	-6,9
Mercado diario	2,634	21,3	-33,7	2,396	-55,9	3,425	-8,7
Otros mercados	0,322	-5,6	168,3	0,332	35,7	0,286	15,6
Garantía de potencia	0,304	2,4	2,0	0,300	1,7	0,162	-0,5

Energías	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/ene.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	16.730	-5,8	1,6	34.492	6,3	190.931	3,2
Suministro a tarifa (**)	10.989	-5,0	0,3	22.559	6,9	119.050	1,6
Suministro libre (***)	5.314	-5,1	6,9	10.915	8,2	64.650	3,2
Contratos bilaterales	87	-8,1	450,7	181	109,5	119.050	-21,4

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	
S1	4,534	3,699	2,774	2,222	1,928	1,778	1,763	1,782	2,152	2,509	2,943	3,384	3,250	2,686	2,619	2,494	2,459	2,472	2,992	4,090	4,874	4,873	3,353	3,164	3,033	
S2	3,070	2,447	2,255	1,873	1,746	1,671	1,622	1,476	1,452	1,894	1,913	2,163	2,157	2,177	2,190	2,035	1,885	1,861	2,388	3,026	3,545	4,279	3,176	3,315	2,398	
L3	2,336	2,156	1,952	1,725	1,706	1,701	2,311	2,720	4,129	5,103	5,201	5,139	4,791	3,687	3,089	3,109	3,799	3,871	5,232	6,227	5,553	5,388	2,988	4,269	3,833	
M4	2,453	2,171	2,071	2,010	1,967	1,971	2,192	2,646	2,750	2,806	2,931	2,973	2,941	2,743	2,307	2,445	2,641	2,896	3,055	5,280	3,298	2,909	2,476	2,459	2,744	
X5	2,303	2,183	2,041	1,982	1,879	1,876	2,236	2,785	3,356	3,348	3,541	3,357	3,362	2,865	2,673	2,678	2,719	3,267	3,341	5,243	4,329	3,003	2,569	2,551	2,973	
J6	3,167	2,500	2,293	2,162	2,083	2,067	2,543	3,097	3,342	4,121	4,590	4,592	4,272	3,587	2,908	2,891	3,051	3,269	3,336	5,764	5,617	5,207	3,433	3,862	3,592	
V7	2,973	2,539	2,171	2,163	2,163	2,119	2,556	3,455	3,243	4,033	4,284	4,274	3,512	3,417	2,835	2,834	2,911	3,004	3,225	5,378	4,818	3,170	2,790	3,158	3,273	
S8	4,129	2,361	2,211	2,165	2,100	2,041	1,995	2,018	2,409	2,668	3,230	3,553	3,221	2,844	2,504	2,309	2,168	2,305	2,641	3,582	4,281	4,156	2,744	4,033	2,878	
D9	3,974	2,416	2,228	2,002	2,031	1,923	1,883	1,825	1,823	2,098	2,111	2,324	2,099	2,150	2,186	2,060	1,930	1,922	2,318	3,128	3,845	4,622	3,768	3,716	2,591	
L10	2,394	2,354	2,315	2,036	2,010	1,973	2,373	3,037	2,795	3,084	4,193	2,964	2,768	2,815	2,751	2,730	2,883	2,885	2,846	5,293	5,174	4,297	2,597	2,855	3,066	
M11	3,041	2,575	2,201	2,148	2,135	2,130	2,593	3,145	3,026	3,540	4,464	4,462	4,108	3,006	2,795	2,676	2,839	3,174	3,147	5,594	5,327	4,068	2,736	3,564	3,351	
X12	2,449	2,334	2,191	2,210	2,107	2,084	2,278	2,347	3,074	3,305	3,518	3,306	2,872	2,928	2,695	2,637	2,821	2,871	2,960	3,879	3,469	2,832	2,577	2,952	2,824	
J13	2,997	2,651	2,207	2,182	2,182	2,159	2,579	3,084	2,791	3,098	3,521	3,512	3,504	3,095	2,811	2,781	2,880	2,925	3,328	5,269	4,803	3,105	2,570	3,101	3,110	
V14	2,996	2,727	2,289	2,221	2,133	2,128	2,807	3,032	3,118	3,333	3,032	4,037	4,087	4,149	4,068	2,882	2,886	2,991	3,016	3,282	5,196	4,210	3,170	2,548	3,137	3,242
S15	2,539	2,393	2,238	2,172	2,143	2,104	2,085	2,110	2,241	2,393	2,436	2,413	2,399	2,387	2,375	2,402	2,311	2,228	2,419	3,279	3,783	3,580	2,633	2,923	2,533	
D16	2,701	2,373	2,179	2,248	1,990	1,937	1,957	1,813	1,772	2,313	2,392	2,386	2,273	2,300	2,297	2,305	2,212	2,215	2,729	3,036	4,129	4,477	3,581	3,562	2,606	
L17	3,728	2,580	2,278	2,250	2,275	2,265	2,681	4,677	5,407	5,476	6,028	5,953	5,780	5,560	5,226	5,274	5,364	5,672	5,824	6,682	6,403	5,975	5,299	5,048	4,970	
M18	3,518	2,968	2,502	2,524	2,487	2,470	2,904	3,535	5,255	5,368	5,428	5,400	5,280	5,274	5,099	5,153	5,381	5,550	5,754	6,303	6,172	5,719	5,119	5,005	4,726	
X19	3,672	3,080	2,890	2,719	2,618	2,632	3,020	4,144	4,761	5,188	5,522	5,495	5,298	5,534	5,098	5,109	4,889	5,444	5,644	6,251	6,051	5,679	4,669	4,643	4,705	
J20	3,899	3,402	2,839	2,542	2,311	2,314	2,854	4,037	4,469	5,163	5,477	5,579	5,429	5,229	5,094	5,218	5,387	5,709	5,772	6,566	6,452	6,254	5,170	5,006	4,762	
V21	3,770	3,318	2,323	2,313	2,126	2,129	2,602	3,161	4,045	4,166	4,849	5,001	4,905	4,858	4,368	4,469	4,655	4,707	4,464	5,720	5,691	5,245	4,326	4,282	4,127	
S22	3,771	3,106	2,234	2,174	2,155	2,038	1,996	1,991	2,072	2,338	3,008	3,159	3,050	2,962	2,378	2,256	2,100	2,114	2,376	3,008	3,231	3,235	2,856	3,068	2,659	
D23	2,457	2,346	2,227	2,195	2,168	2,146	2,060	1,697	1,687	2,064	2,195	2,192	2,190	2,150	2,192	2,090	1,948	1,961	2,200	2,618	2,777	2,845	2,535	2,957	2,274	
L24	2,789	2,385	2,344	2,212	2,053	2,106	2,366	3,360	5,280	5,544	5,536	5,648	5,492	5,410	5,268	5,395	5,576	5,812	5,589	6,229	6,040	5,706	4,306	4,755	4,654	
M25	4,037	2,818	2,312	2,261	2,249	2,312	2,788	3,430	4,646	4,539	4,797	4,726	4,730	4,212	4,671	4,727	4,884	4,720	4,309	5,586	5,589	4,631	4,476	4,668	4,204	
X26	3,012	2,621	2,223	2,198	2,056	2,079	2,634	3,162	3,532	3,823	4,087	4,089	3,890	3,612	3,521	3,471	3,751	4,076	3,797	4,598	4,827	4,029	3,169	3,290	3,485	
J27	2,474	2,238	1,902	1,871	1,766	1,751	2,202	2,398	1,992	2,729	2,913	3,198	2,768	2,655	1,583	1,992	2,109	2,522	2,488	3,457	3,532	2,751	1,364	2,031	2,402	
V28	3,470	2,230	2,019	1,980	1,865	1,748	2,056	2,822	2,820	3,121	3,375	3,479	3,481	3,371	2,841	2,813	2,876	3,221	3,180	4,023	4,086	3,324	3,022	3,147	2,978	
Media	3,180	2,618	2,283	2,179	2,094	2,068	2,379	2,885	3,304	3,646	3,981	3,975	3,805	3,557	3,241	3,252	3,344	3,512	3,670	4,884	4,756	4,246	3,325	3,594	3,396	

Mínimo: 1,364 Precios de 1,364 a 2,814 Precios de 2,814 a 4,213 Precios de 4,213 a 6,882 Máximo: 6,882
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 2002.

similar a la del precio del suministro a tarifa, es un 7,8% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Otros mercados sobre el suministro libre.

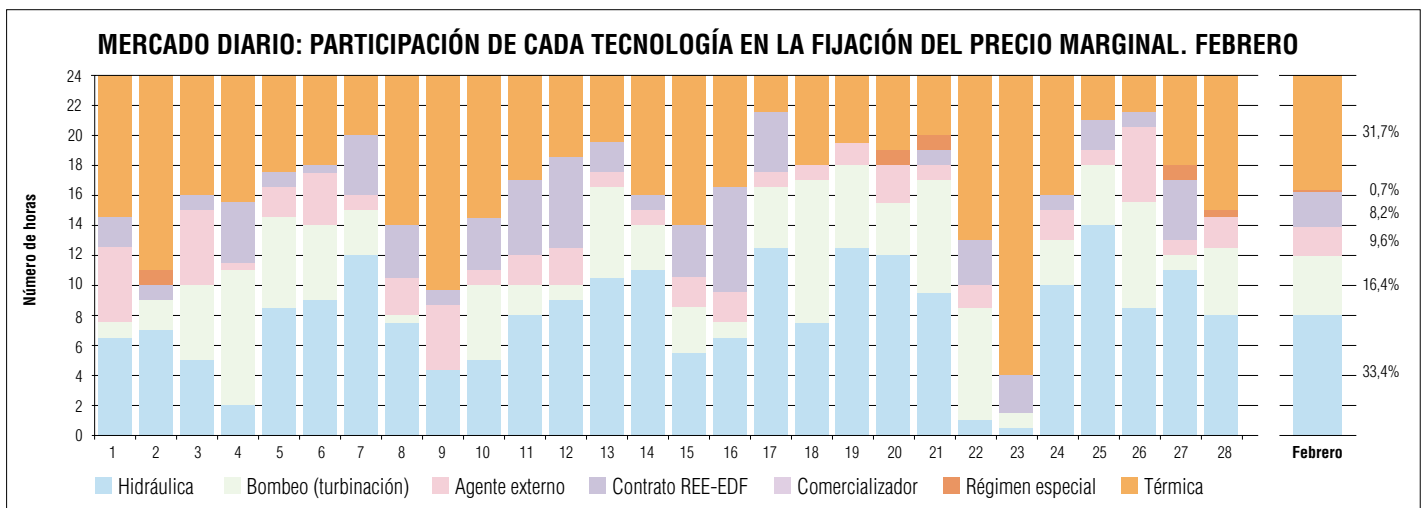
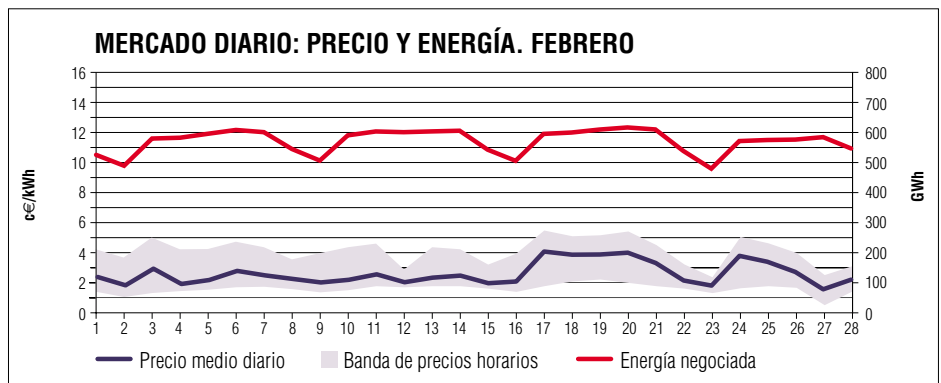
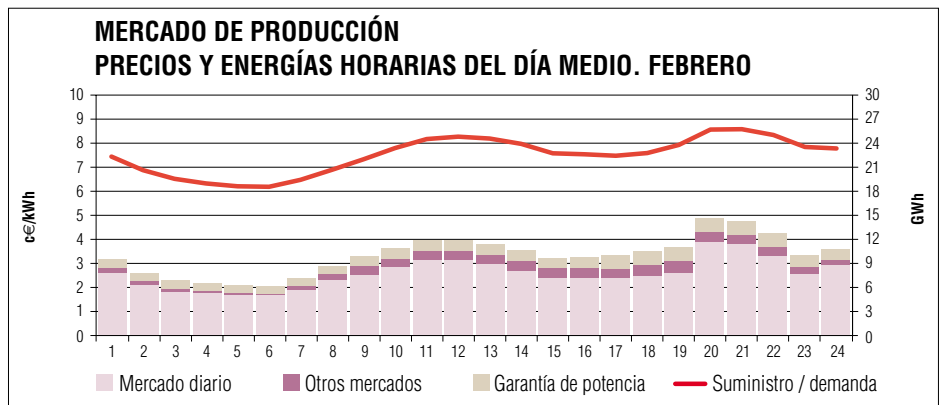
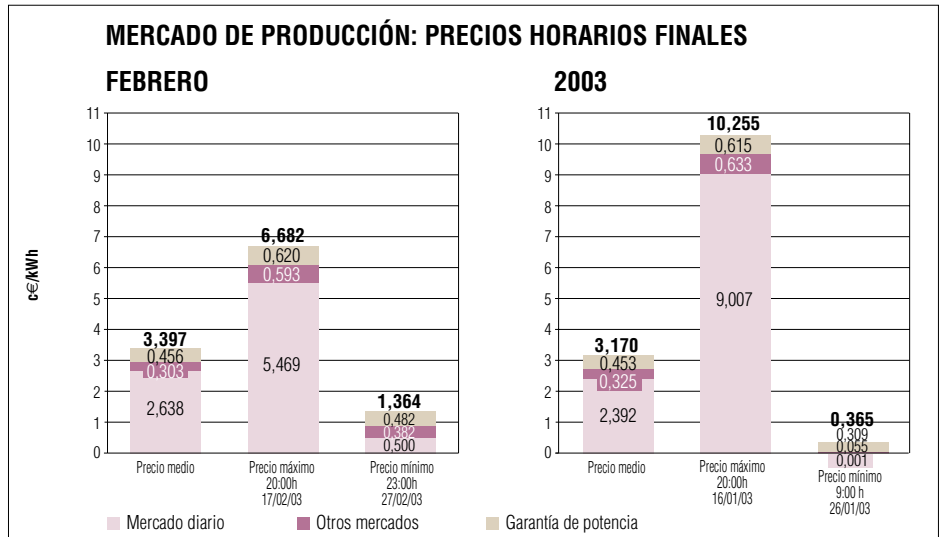
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de febrero, precio valle, ha sido 3,077 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,023 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,682 c€/kWh, en la hora 20 del lunes 17 mientras que el precio mínimo fue 1,364 c€/kWh en las hora 23 del jueves 27. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 4,89 veces, valor muy inferior al del mes anterior.
- Las curvas horarias medias de precios y energía tienen formas similares. Sin embargo, la curva de precios presenta una mayor variación que la curva de demanda: los precios horarios medios han variado entre 2,068 y 4,884 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,6 y 25,7 GWh.

Mercado diario

- En febrero, el precio medio del mercado diario ha sido 2,638 c€/kWh, la energía gestionada 16.034 GWh y el volumen económico contratado de 423,01 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 95,8% de la energía y el 74,5% del volumen económico.
- La curva de precios medios muestra una trayectoria paralela a la de la energía negociada, con valores en el entorno de los 2,68 c€/kWh en los días laborales, aunque las dos primeras semanas se registran precios un poco más bajos. En los fines de semana, los



precios han alcanzado valores alrededor de los 2,44 c€/kWh.

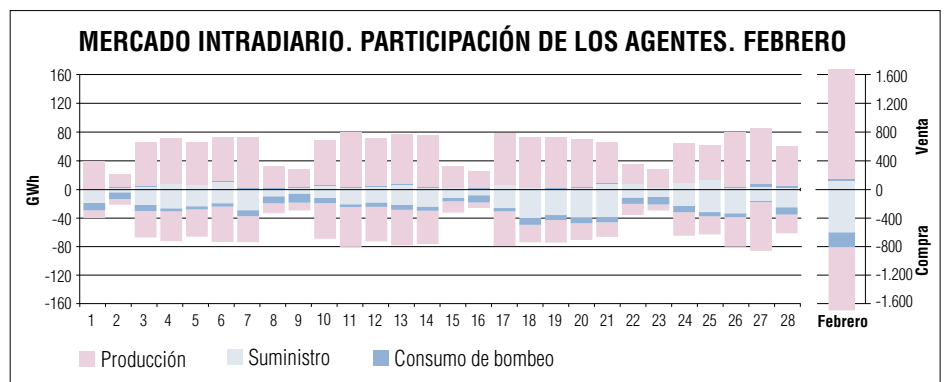
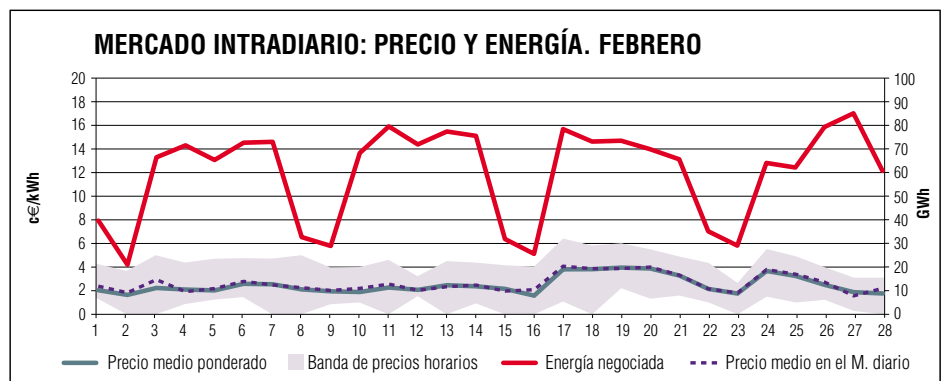
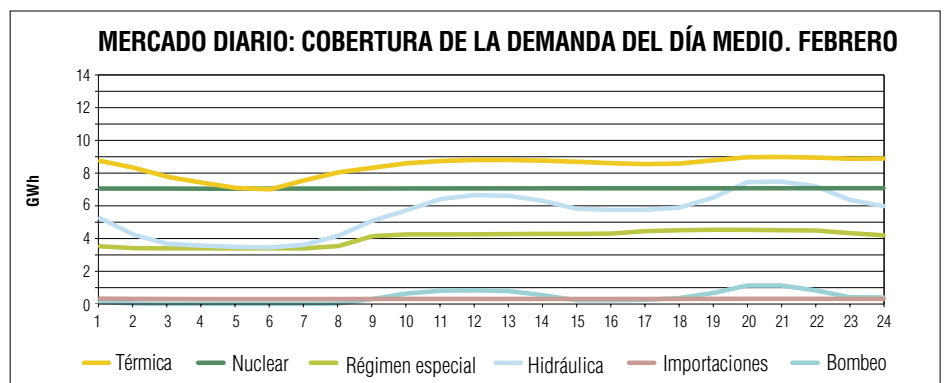
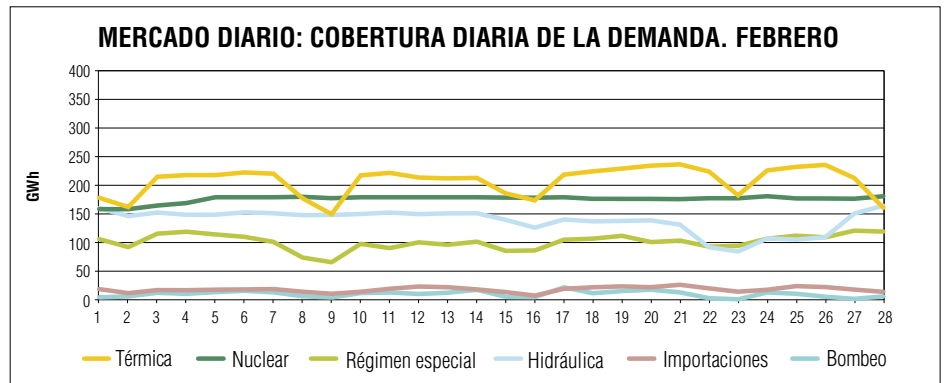
- El precio mínimo del mes, 0,5 c€/kWh, se ha registrado en la hora 23 del jueves 27, y el precio máximo del mes, 5,469c€/kWh, en la hora 20 del lunes 17.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos muestran, respecto al mes anterior, una disminución de la producción hidráulica, aunque continua siendo la tecnología que ha cubierto una mayor demanda este mes. Asimismo se observa la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 49,8% de las horas frente al 31,7% de las térmicas. Por su parte, las unidades procedentes de agentes externos han marcado marginal el 9,6% y el contrato de RED Eléctrica el 8,2% de las horas.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 2,599 c€/kWh, un 35,1% más que el mes anterior y un 1,5% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.678 GWh, un 3,0% más que el mes anterior. De esta energía, el 60,6% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 39,4% restante, 661 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 186 GWh, y al suministro, 475 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,006 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 1239, 169, 78, 50, 58 y 84 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 mínimo y máximo de cada día han oscilado entre 2,65 y 5,0 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 76,26 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,456 c€/kWh, un 1,3% superior al del mes anterior y



que supone el 13,4% del precio medio del mercado.

- La incorporación del contrato internacional suscrito por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste de 5,41 M€, con una repercusión sobre el precio medio

del mercado de producción de 0,032c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 87 GWh en el mes de febrero, un 8,1% menos que el mes anterior.

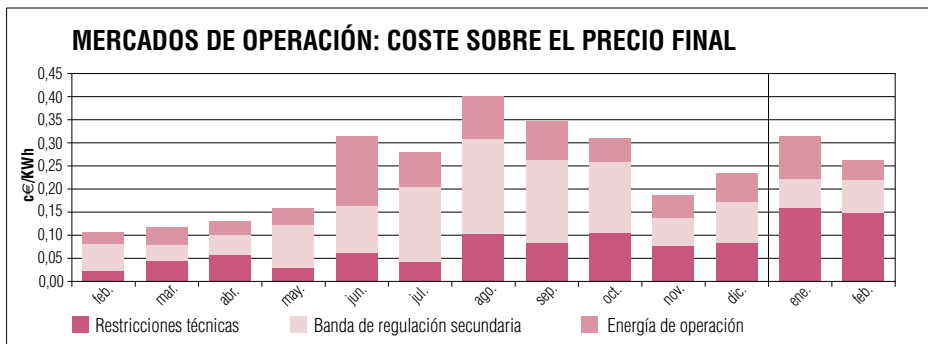
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en febrero ha sido 0,264 c€/kWh, un 16,2% inferior al del mes de enero, suponiendo un 7,7% del precio final del mercado de producción. Este coste es casi tres veces mayor que en febrero de 2002.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 472 GWh, un 2,9% de la energía correspondiente al mercado diario. Este volumen de energía supera en casi cuatro veces al valor registrado el mismo mes del año anterior, esto es consecuencia de la mayor hidraulicidad de este mes que ha originado que resulte casada una mayor cantidad de energía hidráulica en el mercado diario, desplazando generación térmica que posteriormente será necesaria para garantizar la seguridad del sistema. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 8,365 c€/kWh, un 7,2% superior al del mes de enero.

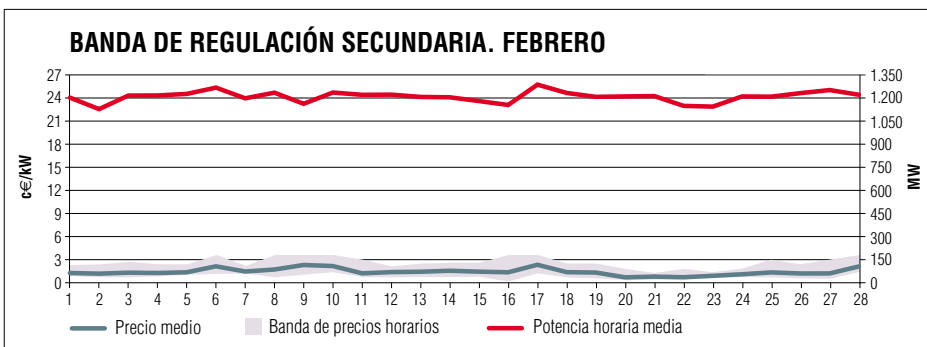
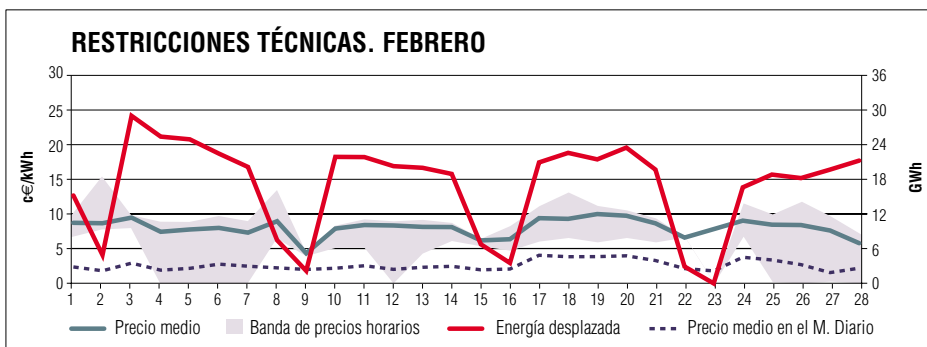
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.213 MW, repartidos en 704 MW a subir y 508 MW a bajar. El precio medio ha sido 2,138 c€/kWh un 12,4% más que en enero. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,070 c€/kWh, un 7,7% más al del mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 621 GWh, repartida en 310 GWh a subir y 311 GWh a bajar, un 27,5% menos que en enero. El precio medio de venta ha sido 4,163 c€/kWh, inferior al del mes anterior y el de recompra 1,199 c€/kWh, un 74,8% superior al registrado en enero. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,045 c€/kWh, un 51,1% inferior al del mes anterior.

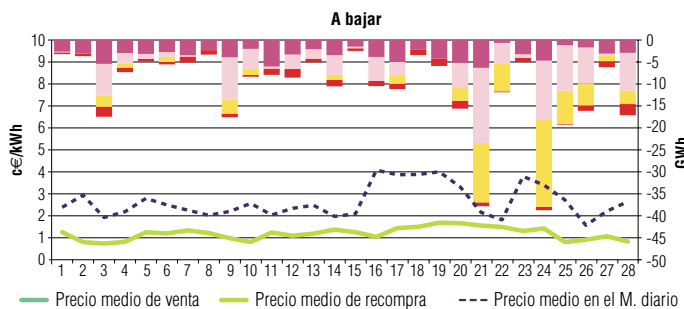
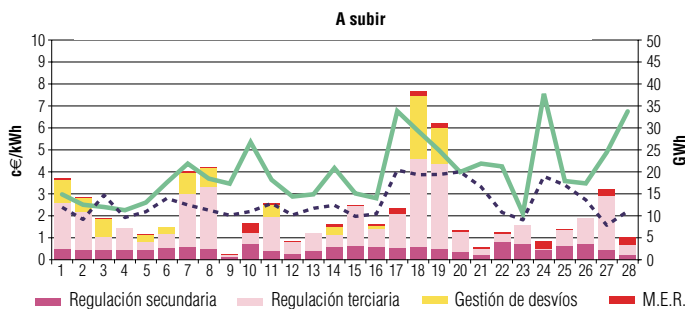


Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía GWh		Precio medio c€/kWh		
		A subir	A bajar	A subir	A bajar	
Febrero						
Restricciones técnicas (*)	0,149	472		8,365		
Banda de regulación secundaria (**)	0,070	704	508	2,138		
Energía de operación (***)	0,045	310	311	4,163	1,199	
Regulación secundaria			67	93	3,047	1,378
Regulación terciaria			173	115	3,837	1,006
Gestión de desvíos			53	72	3,812	1,588
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)			17	30	13,036	0,446
Total	0,264					

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

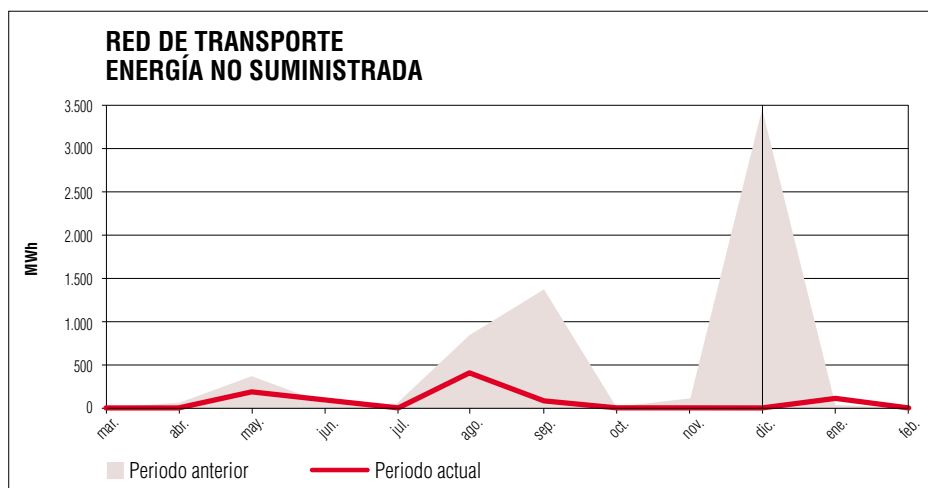


ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. FEBRERO

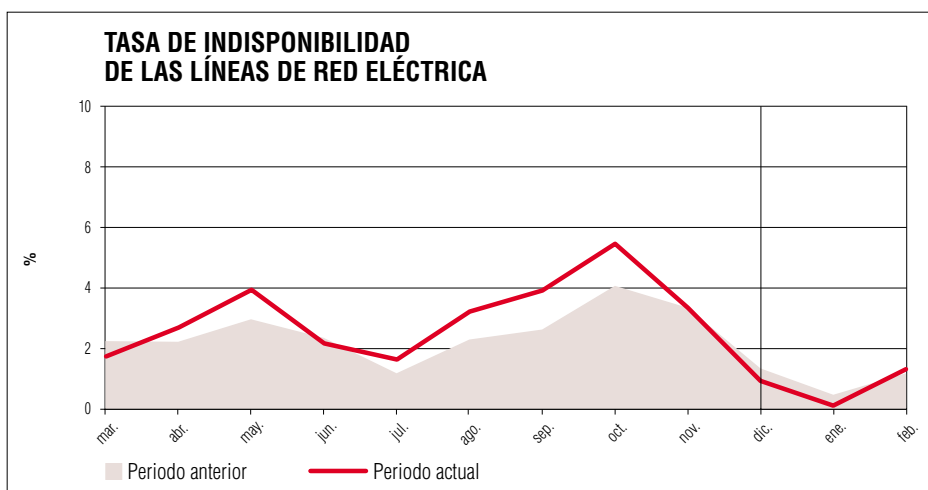


4. RED DE TRANSPORTE

- 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 no se han registrado ningún corte de mercado por incidencias en la red de transporte.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 875,1 MWh, de los que 1,1 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 874,0 MWh a incidencias en el resto de la red de transporte. De igual forma, el valor del TIM del conjunto de la red de transporte durante el mismo período se situó en 0,238 minutos, 15,916 minutos menos que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, debido a la reducción de pérdidas de mercado que se han producido durante este período.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de febrero ha sido del 98,7%, valor ligeramente inferior al registrado en el mismo mes de 2002.
- Tras el registro de febrero, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España acumulada se sitúa en el 99,4%, superior a la registrada en el mismo período del año anterior.



Red de transporte Calidad del servicio	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	0,0	106,9	875,1
RED ELÉCTRICA	0,0	1,0	1,1
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	0,238
RED ELÉCTRICA	-	-	0,002



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

Tiempo de interrupción medio (TIM): Señala el tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS entre la potencia media del sistema peninsular durante los últimos doce meses.

Tasa de indisponibilidad: Indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros.

Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ% (*)
Mantenimiento preventivo	0,74	-31,0	0,35	-44,4	1,15	-
Indisponibilidades fortuitas	0,04	56,5	0,05	118,2	0,03	-
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,54	347,5	0,23	38,1	1,21	-
Total	1,31	8,0	0,63	-23,3	2,39	-

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

(*) La tasa de variación de los últimos doce meses no está disponible debido a la revisión de criterio en el cálculo de indisponibilidades.

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº14 del año 2002, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 11.230,44 M€, de los cuales el 92,0% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc) y el 7,6% a peajes.
- Los costes de Transición a la Competencia hasta la liquidación nº 14, han ascendido a 901,76 M€, cantidad que no han percibido los generadores, debido al importante al déficit de ingresos registrados este año, 1.149,27 M€.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 14 del año 2002, se ha elevado a 5.597,75 M€ correspondientes a una energía estándar de 133.614 GWh.
- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº2 del año 2003, correspondiente al período de enero-febrero, ascendieron a 1.140,95 M€, de los cuales el 91,7% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,5% a otros servicios y el 7,5% a peajes.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 14, 2002. Periodo Enero-Diciembre y liquidación nº 2, Enero-Febrero 2003 (1)

CLIENTES A TARIFAS	Liquidación 14/02			Liquidación 2/03			CLIENTES CUALIFICADOS
	Volumen	Energía	Precio medio	Volumen	Energía	Precio medio	
	M€	GWh	c€/kWh	M€	GWh	c€/kWh	
INGRESOS	11.230,44			1.140,95			
Venta de energía	10.327,68	133.614	7,729	1.046,79	13.376	7,826	
Peajes	850,13	58.029	1,465	85,55	5.707	1,499	
Peajes por interconexiones intern.	4,77	3.530	0,135	2,60	460	0,566	
Otros servicios	47,85			6,01			
Distribuidores y Comercializadoras							

	Liquidación 14/02	Liquidación 2/03
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO	5.597,75	410,49
Generadores		
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL	2.202,33	157,63
Generadores		
COSTE DEL TRANSPORTE	626,68	65,57
REE	370,09	39,00
Empresas eléctricas	256,59	26,57
COSTE DE DISTRIBUCIÓN (2)	2.956,64	284,07
Distribuidoras		

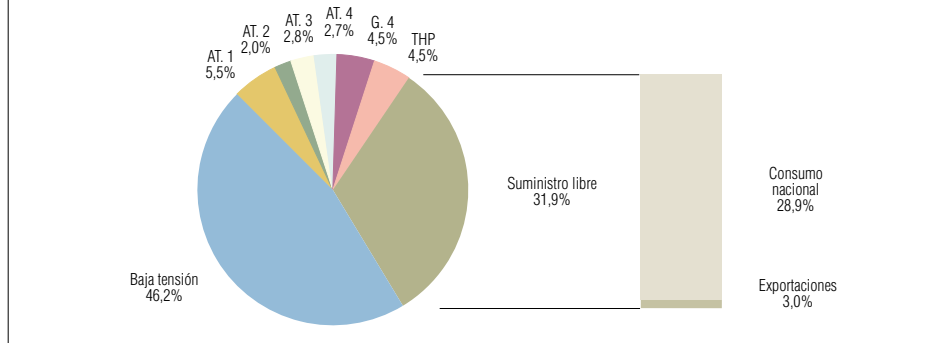
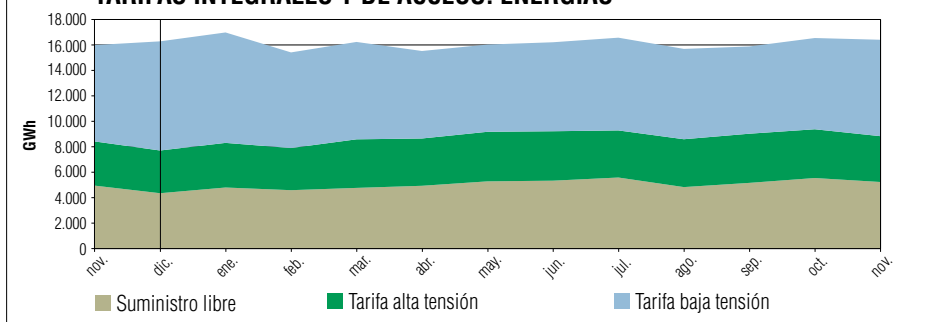
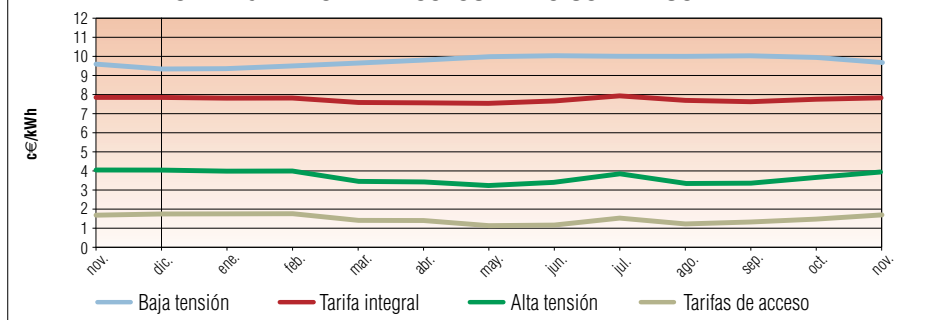
	Liquidación 14/02	Liquidación 2/03
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	519,49	50,91
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	16,59	1,46
Comp. Moratoria Nuclear	395,69	40,08
Financiación 2º Ciclo C.N.	107,20	9,37
Stock estratégico C.N.	-	-
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	-672,46	172,30
Operador del Mercado	9,06	0,88
Operador del Sistema	12,77	1,35
CNE	8,84	0,90
Comp. E. Extrapeninsulares	198,62	19,39
Costes Transic. Competencia	-901,76	149,78
Coste específico	-	-
Retribución fija	-901,76	149,78
Asignación General	-	89,80
Asignación Específica	-	22,45
Stock Carbón	-	0,20
Prima Carbón (3)	247,52	16,87
Reducción prima carbón (4)	-	-1,64
Revisión generación Extrapeninsulares	-	1,88
Plan de financiación extraordinario (5)	-	0,09
Desajustes de ingresos	-	20,14
Déficit liquidatorio	-1.149,27	-
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 comercialización realizada por las empresas distribuidoras.
(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.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en noviembre se elevó a 11.186 GWh, un 1,2% superior al del mismo mes del año anterior. La tasa de crecimiento cambia la línea descendente registrada desde el mes de junio. Esto es debido en gran medida a que se ha incrementado el consumo de energía de los clientes cualificados en el mercado libre, de la que es indicativo el ligero incremento del 3,8% del consumo regulado en alta tensión en el mes de noviembre.
- Tras el dato de noviembre, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 133.494 GWh, un 4,3% superior al mismo periodo del año anterior. Debido a la mayor homogeneidad de los períodos comparados en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado en ausencia de nuevos umbrales de liberalización posteriores al último que entró en vigor, en julio de 2000, continúa el crecimiento positivo.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en noviembre ha sido 7,839 c€/kWh, con lo que el precio medio en el periodo enero-noviembre se ha situado en 7,723 c€/kWh, valor muy similar al del mismo periodo del año anterior, en consonancia con el crecimiento medio de la tarifa aprobada en el R.D. 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002.
- En noviembre la energía consumida en el mercado libre representó el 31,9% del consumo total, 4,2 puntos menos que en octubre, con lo que en el periodo enero-noviembre este porcentaje se sitúa en el 31,6%, 1,9 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en noviembre ha sido de 1,690 c€/kWh, con lo que el precio medio acumulado se ha situado en 1,431 c€/kWh, valor ligeramente superior al del mismo periodo del año anterior, debido a la incorporación entre ambos períodos de tarifas de acceso en tensiones más bajas, cuyo precio unitario es más alto.

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

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

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)	903	11,2	6,332	-0,6	9.964	3,0	6,239	-0,3	10.803	1,9	6,241	-0,4
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	323	3,8	3,682	0,4	3.643	2,3	3,356	0,7	3.957	1,7	3,365	0,6
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	460	11,1	2,934	-6,0	5.480	7,5	2,606	-1,7	5.840	5,2	2,640	-0,9
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	449	-4,3	2,679	0,0	5.682	8,8	2,262	3,7	6.118	9,6	2,283	3,9
G.4 (Grandes consumidores)	731	0,8	2,279	0,5	8.107	5,4	2,270	0,9	8.845	5,5	2,262	1,0
Tarifa horaria de potencia	741	-0,4	4,177	-12,7	8.049	-3,5	3,359	-0,6	8.720	-3,6	3,487	1,6
Alta tensión	3.606	3,8	3,942	-2,6	40.924	3,4	3,591	-0,4	44.284	2,9	3,625	-0,1
Baja tensión	7.581	0,0	9,692	0,9	80.626	4,3	9,820	0,1	89.211	5,0	9,775	-0,3
Sistema peninsular	11.186	1,2	7,839	-0,3	121.550	4,0	7,723	0,2	133.494	4,3	7,735	0,1
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.748	0,1	1,845	6,0	53.118	2,8	1,503	7,8	57.339	3,1	1,524	7,3
Exportaciones	486	136,2	0,184	7,9	2.971	-11,7	0,128	-0,4	3.103	-14,5	0,130	-1,3
Total	5.235	5,7	1,690	0,9	56.090	1,9	1,431	8,6	60.442	2,0	1,453	8,3

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

UNIÓN EUROPEA
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Precios a 1 de julio de 2002	Alemania	Austria	Bélgica	Dinamarca	España	Finlandia	Francia	Grecia	Holanda	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Portugal	Reino Unido	Suecia	Noruega	Media
Tarifas domésticas (c€/kWh, incluido impuestos)																	
Da (600/-/3)	22,67	12,67	18,03	32,37	13,40	17,03	16,59	7,90	19,44	18,59	9,55	22,98	13,29	18,74	24,41	40,81	19,279
Db (1.200/-/3-4)	18,82	13,21	16,75	25,93	13,40	12,14	14,58	7,40	17,67	14,65	9,90	17,30	15,12	14,87	16,41	23,77	15,745
Dc (3.500/1.300/4-9)	15,40	11,61	13,61	21,75	10,47	9,43	11,86	6,30	17,31	9,94	19,54	12,95	12,86	10,24	11,16	12,57	12,938
Dd (7.500/2.500/6-9)	13,37	12,93	13,10	20,48	9,61	7,95	11,53	7,10	16,99	9,36	19,04	11,85	11,43	9,36	10,37	9,45	12,120
De (20.000/15.000/9)	8,41	12,16	8,75	18,80	6,86	5,89	9,54	5,40	10,73	6,32	-	8,05	8,32	6,18	9,26	7,75	8,83
Tarifas industriales (c€/kWh, excluido IVA)																	
la (30/30/1.000)	9,78	11,58	13,20	7,47	10,37	6,02	9,52	8,70	-	12,97	13,48	13,03	11,01	8,19	3,54	6,25	9,67
lb (50/50/1.000)	9,64	11,52	13,13	7,33	10,37	6,09	8,95	8,70	-	12,74	12,71	12,87	10,00	9,28	3,57	5,91	9,52
lc (160/100/1.600)	9,14	10,58	11,34	7,08	7,45	5,71	8,23	8,00	-	11,22	11,64	10,09	8,31	8,51	3,33	6,36	8,47
ld (1.250/500/2.500)	7,24	-	8,79	6,69	5,99	4,96	6,56	6,40	-	9,49	11,01	8,35	7,26	6,60	3,39	4,85	6,97
le (2.000/500/4.000)	6,05	-	7,59	6,67	5,47	4,47	6,62	5,90	-	8,36	10,56	7,09	6,65	5,95	3,02	4,13	6,32
lf (10.000/2.500/4.000)	5,69	-	6,97	-	5,14	4,43	5,62	5,90	-	7,42	9,97	4,58	6,63	5,24	2,76	3,90	5,71
lg (24.000/4.000/6.000)	5,11	-	5,81	-	4,90	4,09	4,87	5,00	-	6,48	8,76	4,00	5,56	4,89	2,58	3,21	5,02
lh (50.000/10.000/5.000)	5,30	-	5,15	-	4,84	3,39	-	4,60	-	6,35	8,08	4,23	5,05	4,68	2,60	2,98	4,77
li (70.000/10.000/7.000)	4,93	-	4,46	-	4,71	3,29	-	4,10	-	5,74	7,64	3,81	4,66	4,52	2,49	2,90	4,44

Definición consumidor doméstico tipo (Consumo anual total, kWh / Consumo anual nocturno, kWh / Potencia contratada, kWh)

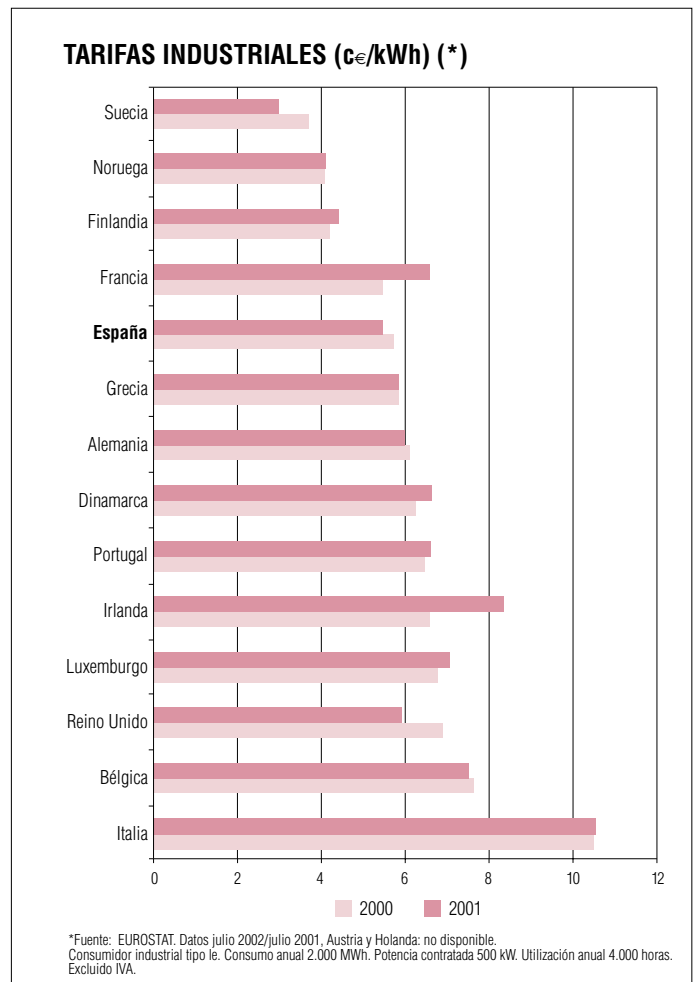
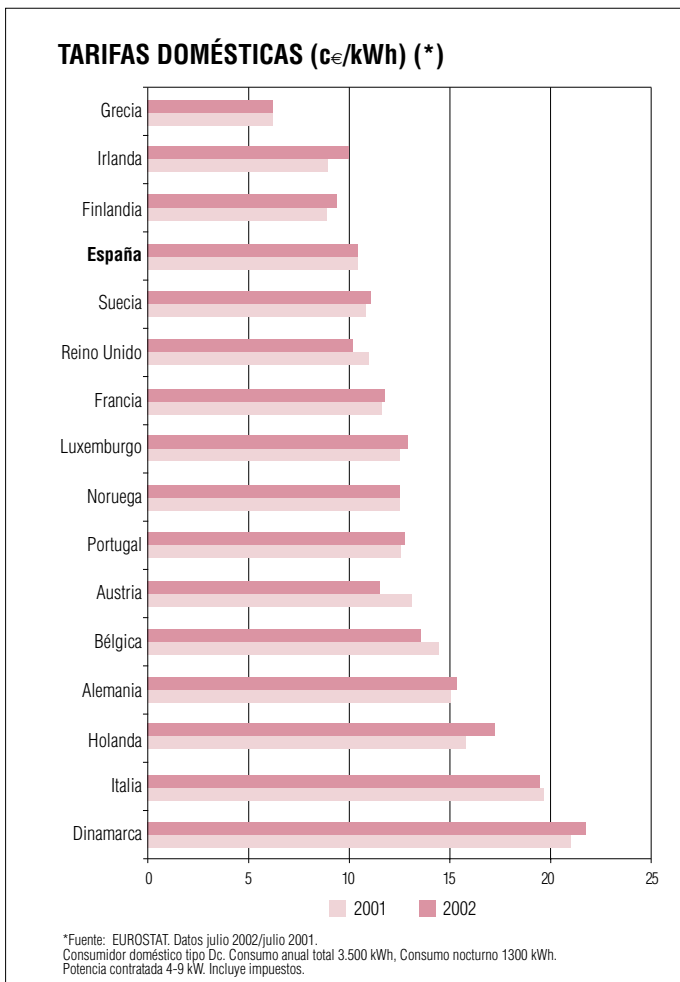
(-) Dato no disponible o confidencial

Definición consumidor industrial tipo (Consumo anual, MWh / Potencia contratada, kWh / Utilización anual: horas)

Precios considerados: Dusseldorf en Alemania, París en Francia

España: Para consumidores industriales lc a li, precios de mercado en lugar de tarifas

Fuente: EUROSTAT; incluye Noruega





MINISTERIO
DE ECONOMÍA

Pº de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tel.: 91 349 49 68. Fax: 91 457 80 41
<http://www.mineco.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>