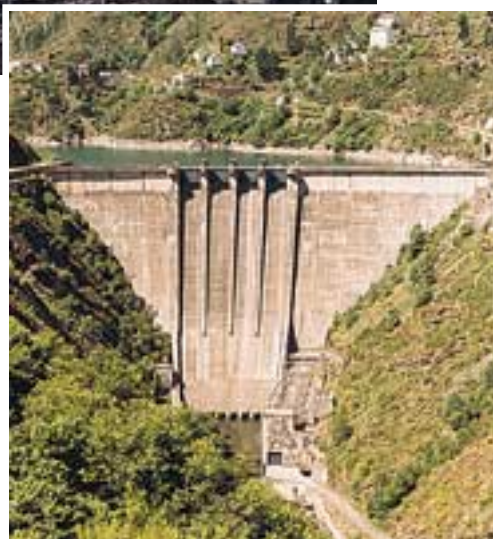


ENERGÍA ELÉCTRICA

FEBRERO 2002. Nº 45



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

Portada:

Central térmica Litoral de Almería
Central hidroeléctrica Salime

Fecha de redacción: 17 de abril de 2002

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.mcyt.es>
Red Eléctrica: <http://www.ree.es>

1. ASPECTOS RELEVANTES

- Tras el elevado incremento registrado el pasado mes de enero, en febrero se ha moderado el ritmo de crecimiento del consumo de energía eléctrica, al alcanzarse una demanda bruta de 16.987 GWh, un 3,0% más que el mismo mes del año anterior.
- Las temperaturas registradas en febrero, ligeramente más suaves que las del año anterior, han tenido un efecto negativo sobre la demanda del 0,7%, mientras que el efecto de la laboralidad ha sido nulo. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 3,7%, casi tres puntos inferior al crecimiento estimado para el mes de enero.
- En febrero, la persistencia de la sequía,

ha situado de nuevo el producible hidráulico y el nivel de reservas hidráulicas por debajo de sus valores característicos para este mes. Estas circunstancias han dado lugar al peor registro de producción hidroeléctrica de los últimos seis años, 1.263 GWh, que apenas ha aportado el 8,6% de la producción bruta mensual, favoreciendo nuevamente una elevada utilización de los grupos térmicos convencionales cuya aportación ha alcanzado el 57,5% de la producción bruta, valor ligeramente inferior al del mes anterior. Por su parte, los grupos nucleares, pese a alcanzar un discreto registro de generación, han aportado el 33,9% de la producción bruta mensual, casi un punto más que el mes pasado,

debido al efecto de la menor demanda mensual registrada.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero la demanda de energía eléctrica ha ascendido a 882 GWh, con un crecimiento del 4,2% respecto al año anterior. Esta tasa de crecimiento, ligeramente inferior a la de febrero de 2001, sitúa el crecimiento acumulado en los dos primeros meses del año en el 5,0%.
- Tras los elevados precios de los dos meses anteriores, en febrero los precios en el mercado de producción han registrado un notable descenso respecto al mes de enero en casi todos los mercados que lo componen, mientras que el precio de la garantía de potencia se ha mantenido estable. El precio medio final se ha situado en 4,467 c€/kWh, un 37,7% menos que el mes anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha disminuido un 39,8% respecto a enero.
- Sin embargo, respecto a febrero de 2001, el precio final ha aumentado un 58,4%, debido al notable incremento del precio del mercado diario, un 91,3%. Por el contrario, la repercusión en el precio final del concepto de Otros mercados ha descendido un 69,3% y la de la Garantía de potencia un 0,2%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en los dos primeros meses del año ha sido de 6,251 c€/kWh, un 82,7% superior al del mismo periodo del año anterior, debido al incremento del precio de compra de la energía en el mercado de producción, tanto para los distribuidores como para los consumidores cualificados.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el periodo enero-febrero ha sido 7,347 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 6,113 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 6,378 c€/kWh, un 7,9% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

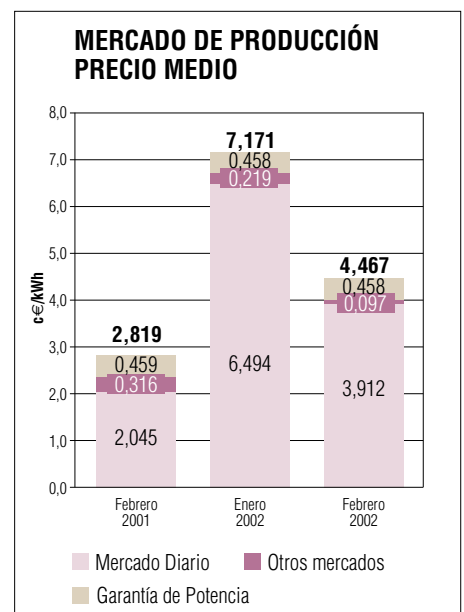
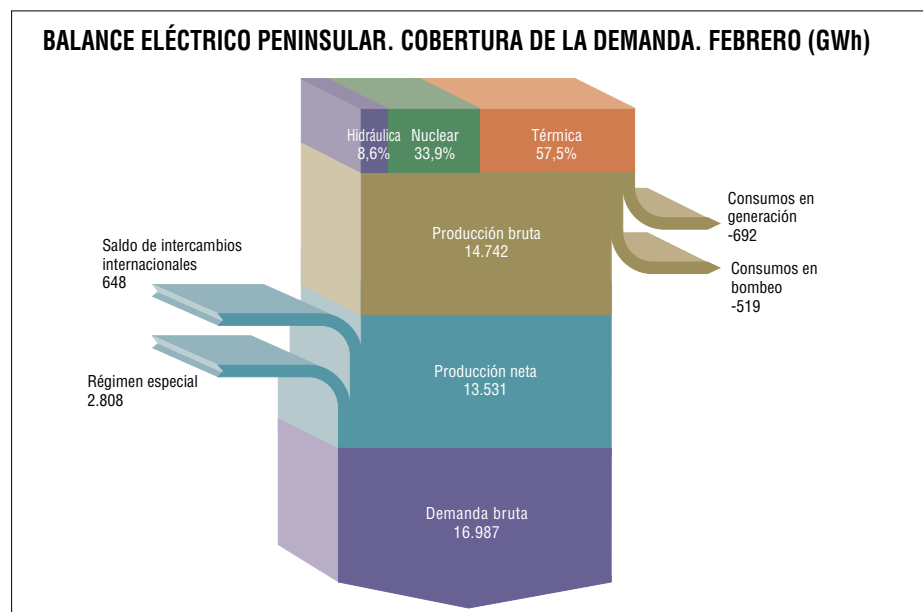
Balance eléctrico	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	13.531	-2,6	29.456	0,1	171.922	4,3
Régimen especial	2.808	8,7	5.765	7,6	30.499	10,5
Intercambios internacionales	648	2.892,2	1.179	-	4.654	22,1
Demanda bruta	16.987	3,0	36.400	4,6	207.075	5,5
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	837	3,0	1.766	4,8	10.920	6,7
Régimen especial	46	34,1	88	10,0	750	15,4
Demanda bruta	882	4,2	1.854	5,0	11.669	7,2

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 (*)	5,083	40,0	6,378	72,5	5,018	15,8
En el mercado	4,620	54,0	6,113	96,6	4,629	17,5
Al régimen especial	6,662	12,4	7,347	24,1	6,513	8,2
Compras otros agentes en el mercado (**)	4,388	68,8	5,912	119,2	4,090	20,9
Total	4,887	46,4	6,251	82,7	4,742	16,2

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

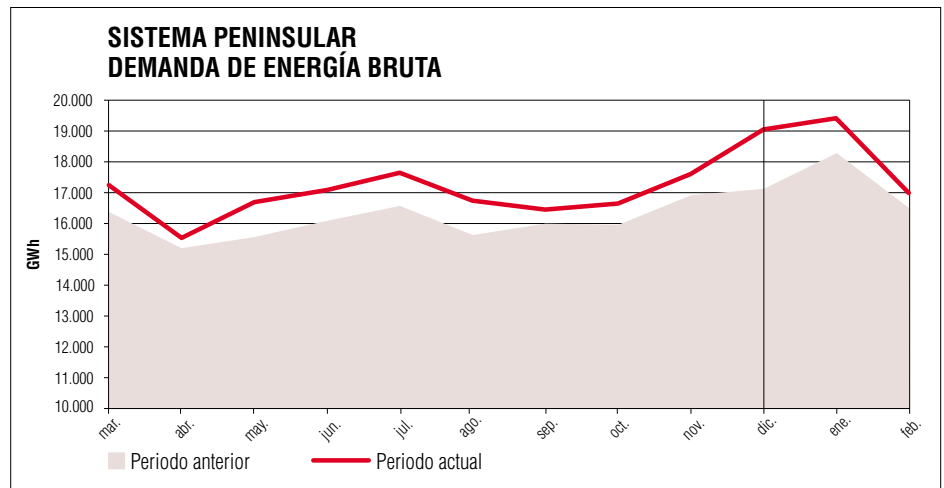
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

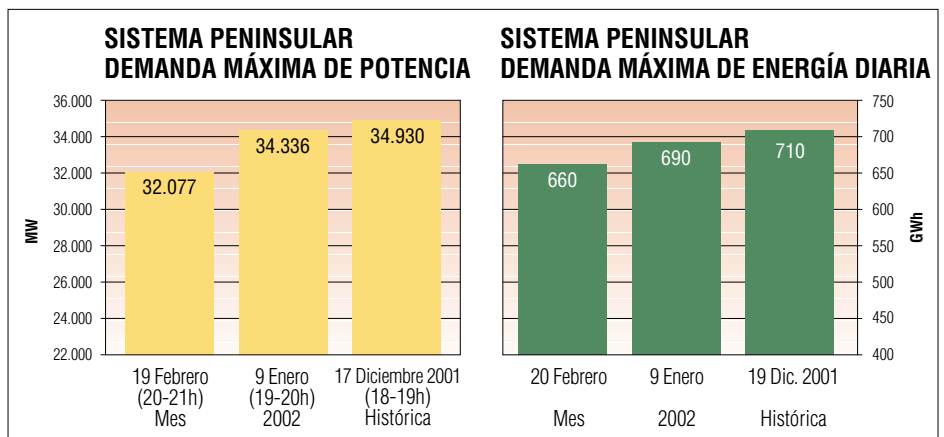
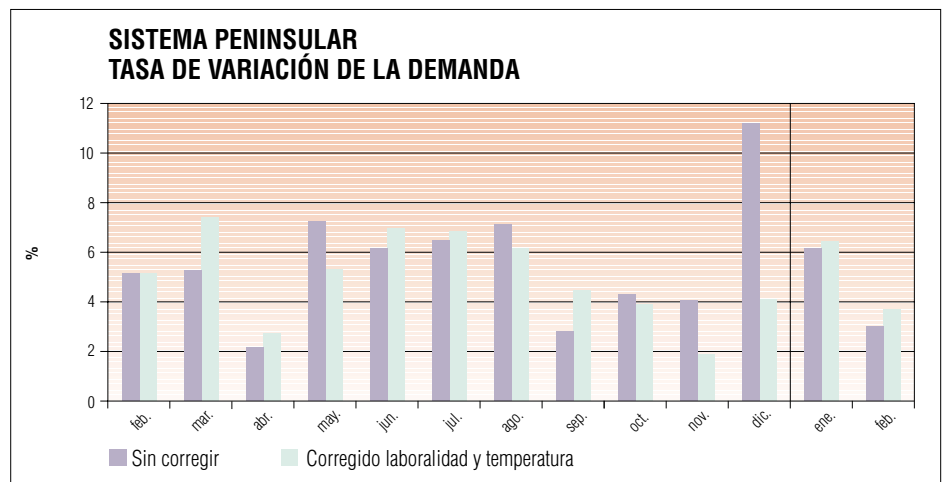
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de febrero ascendió a 16.987 GWh, con un crecimiento del 3,0% respecto al año anterior.
 - La laboralidad no ha tenido influencia sobre la variación de la demanda, al haber tenido febrero de este año el mismo número de días laborables que febrero de 2001.
 - En febrero, las temperaturas fueron ligeramente más suaves que las del año anterior aunque superiores al valor característico para este período, restando 0,7 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media registrada en el mes de febrero fue de 10,5 °C, superior en 1,0 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 15,4 °C, 1,0 °C más que en febrero de 2001, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 5,6 °C, similar al del año anterior.
 - Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 3,7%, 1,5 puntos inferior al crecimiento alcanzado en febrero del año anterior e igualmente 2,8 puntos menos que el crecimiento estimado para el mes de enero.
- En los dos primeros meses del año 2002, el crecimiento acumulado de la demanda se ha situado en el 4,6%, casi un punto menos que en el mismo periodo de 2001. Durante este periodo, las temperaturas y la laboralidad tuvieron un efecto negativo conjunto del 0,5%. Corregidos ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 5,1%, crecimiento inferior en 0,8 puntos al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de febrero se registró el día 19 a las 21 horas con 32.077 MW, un 2,3% más que el máximo del mismo mes del año anterior. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se registró el día 20 con 660 GWh, un 4,1% superior a la de febrero de 2001.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero la demanda ha ascendido a 882 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 4,2%, 1,3 puntos menos que la registrada en febrero de 2001. En los dos primeros meses del año, el crecimiento de la demanda se ha situado en el 5,0%, 0,4 puntos menos que el mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	16.987	3,0	36.400	4,6	207.075	5,5
Efectos						
Laboralidad	-	0,0	-	-0,3	-	-0,2
Temperatura	-	-0,7	-	-0,2	-	0,8
Activ. económica y otros	-	3,7	-	5,1	-	4,9
Sistemas extrapeninsulares	882	4,2	1.854	5,0	11.669	7,2

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

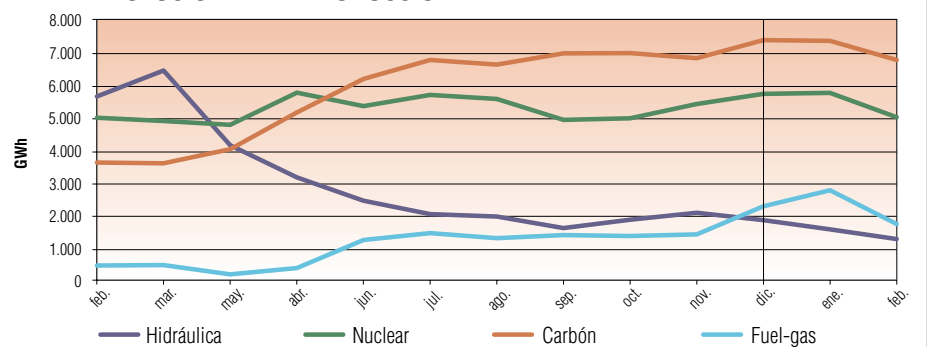
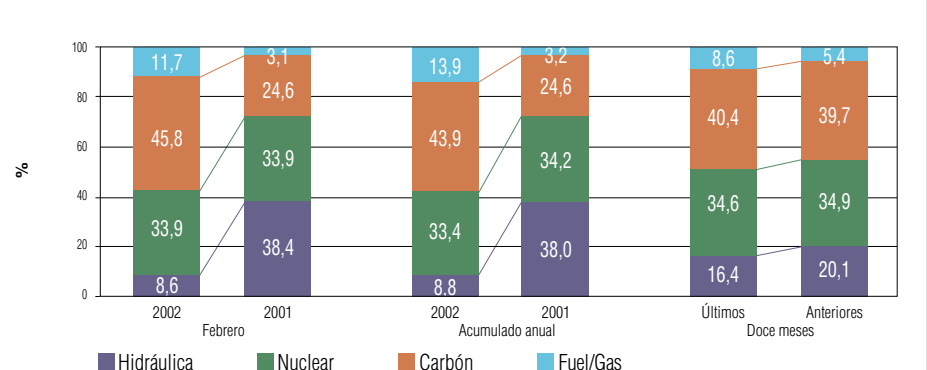
- La producción bruta peninsular ascendió en febrero a 14.742 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 0,4%.
- La estructura de producción de febrero sigue condicionada, al igual que en meses precedentes, por la escasa producción hidráulica, que este mes ha alcanzado el peor registro de los últimos seis años, 1.263 GWh, que representa una aportación a la producción bruta mensual del 8,6%, igualmente la contribución más baja desde enero de 1996.
- Por su parte, la producción nuclear, a pesar de reducir su generación respecto al mes anterior, ha aumentado su peso específico en la producción bruta mensual debido a la menor demanda de este mes, situando su aportación en el 33,9%, casi un punto más que en enero.
- Las escasa aportación de la generación hidráulica ha conducido nuevamente a una elevada utilización del equipo térmico convencional, cuya aportación a la producción bruta mensual ha alcanzado en febrero el 57,5%, treinta puntos por encima de su contribución en febrero del año anterior.
- En febrero, comparado con el mismo mes del año anterior, se ha producido un descenso de la importancia relativa de la generación neta del régimen ordinario en la cobertura de la demanda a favor del saldo importador de los intercambios internacionales y de la energía adquirida al régimen especial. La producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 79,7% de la demanda, 4,5 puntos menos que en el mismo mes del año anterior. Por el contrario, el saldo importador de intercambios internacionales ha aportado el 3,8% de la demanda, 3,7 puntos más que en febrero de 2001. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha cubierto el 16,5% restante, 0,8 puntos más que en el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero, la producción neta de las centrales de fuel ha aportado el 63,4% de la demanda mensual, 1,2 puntos menos que en el mismo mes de 2001. Esta menor participación de los grupos de fuel ha sido compensada por una mayor contribución de la energía adquirida al régimen especial que ha pasado de representar el 4,0% en febrero de 2001 al 5,2% en febrero de este año.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.586	1.263	-77,6	2.823	-76,3	30.334	-14,8
Nuclear	7.816	4.999	0,3	10.745	0,3	63.736	3,0
Carbón	11.565	6.756	87,2	14.098	83,1	74.488	5,8
Fuel-Gas	8.214	1.724	282,0	4.483	349,7	15.884	66,7
Producción bruta	44.181	14.742	0,4	32.149	2,6	184.443	4,0
Consumos generación		-692	42,7	-1.512	45,3	-8.055	7,0
Consumos bombeo		-519	68,8	-1.181	39,5	-4.466	-11,9
Producción neta		13.531	-2,6	29.456	0,1	171.922	4,3
Régimen especial	9.970	2.808	8,7	5.765	7,6	30.499	10,5
Intercambios internacionales		648	2.892,2	1.179	-	4.654	22,1
Importaciones		853	121,5	1.522	79,3	8.262	-0,1
Exportaciones		-204	-43,8	-343	-60,4	-3.608	-19,0
Demanda bruta		16.987	3,0	36.400	4,6	207.075	5,5

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	-	0	-	2	8,5
Carbón	510	297	4,2	618	3,8	3.696	6,1
Fuel-oil	2.594	600	2,1	1.276	5,1	8.006	6,8
Producción bruta	3.105	897	2,8	1.894	4,7	11.705	6,6
Consumos generación		-60	0,9	-128	3,6	-785	5,1
Producción neta		837	3,0	1.766	4,8	10.920	6,7
Régimen especial	214	46	34,1	88	10,0	750	15,4
Demanda bruta		882	4,2	1.854	5,0	11.669	7,2

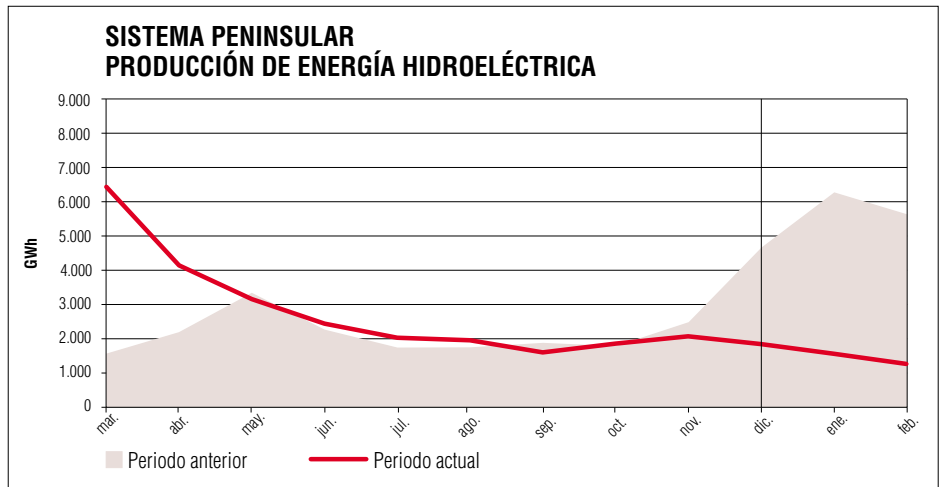
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

Producción hidroeléctrica

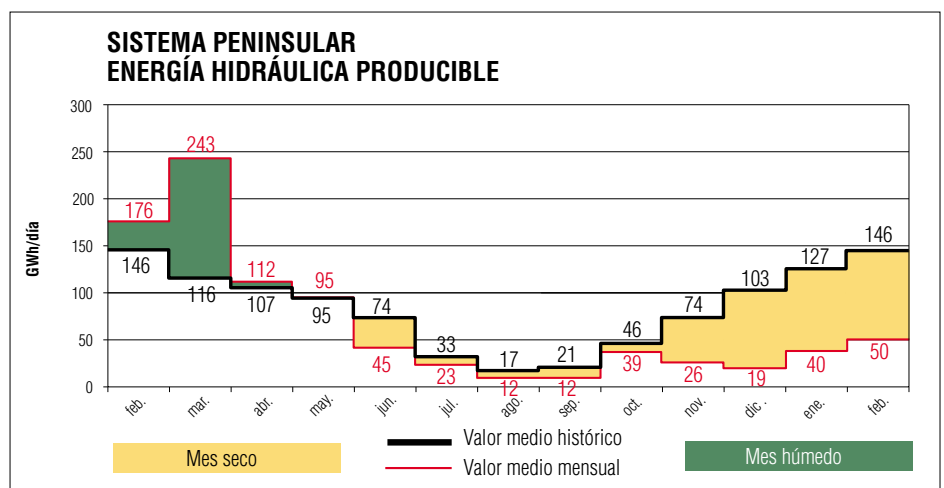
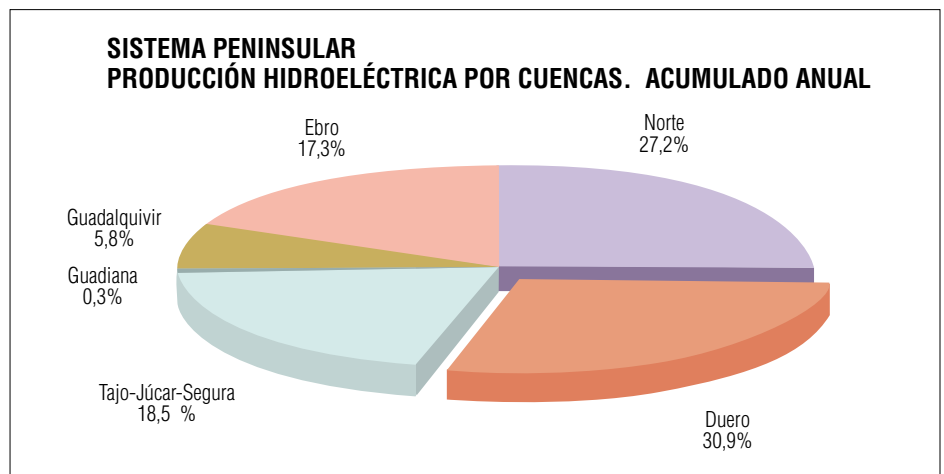
- En el mes de febrero la producción hidroeléctrica se ha situado en 1.263 GWh, un 77,6% inferior a la de febrero del año anterior, que fue muy húmedo. Esta producción mensual, la más baja de los últimos seis años, prolonga la trayectoria descendente que la generación hidráulica ha seguido desde abril del pasado año, y sitúa su aportación a la producción bruta mensual en el 8,6%, frente al 38,4% que aportó en febrero de 2001.
- Tras los escasos registros de los dos primeros meses del año, la producción hidroeléctrica acumulada se ha situado en 2.823 GWh, un 76,3% inferior a la del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 8,8% de la producción bruta del periodo, 29,2 puntos menos que en el periodo enero-febrero de 2001.
- En febrero, todas las cuencas hidrográficas han reducido notablemente su producción respecto a febrero de 2001, registrándose descensos superiores al 70% en todas las cuencas, excepto en la Guadalquivir cuyo descenso ha sido del 44,7%. En los dos primeros meses del año, las cuencas de la mitad norte peninsular han producido el 75,4% de la producción hidroeléctrica total, valor muy similar al de los dos primeros meses de 2001.
- A lo largo de todo el mes se registraron escasas precipitaciones en toda la Península, siendo muy inferiores al valor característico del mes en todas las áreas.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de febrero fue muy seco, registrándose una energía producible de 1.393 GWh, el 34% del valor característico de este mes. Este producible es el octavo valor más bajo registrado en un mes de febrero desde 1920.
- En los dos primeros meses del año, la energía hidráulica producible ha sido de 2.629 GWh, un 33% de su valor medio histórico, muy inferior al producible que se registró en el mismo periodo del año anterior, que superó en un 59% el valor característico para este periodo.
- En el mes de febrero, la producción hidráulica ha sido un 9% inferior al producible hidráulico mensual, con lo que el volumen de reservas ha aumentado respecto al mes anterior, situándose en 7.110 GWh, un 7,4% por encima del que existía al finalizar el mes anterior. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 39,7%, porcentaje inferior

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	395	-76,9	767	-78,7	8.797	-25,1
Duero	3.556	403	-79,1	872	-77,0	8.508	-12,7
Tajo-Júcar-Segura	4.104	205	-82,8	522	-80,5	4.995	-16,9
Guadiana	233	0	-100,0	9	-83,0	173	47,2
Guadalquivir	1.016	62	-44,7	164	-30,5	1.272	21,5
Ebro	3.483	198	-70,4	488	-68,5	6.589	-5,2
Sistema peninsular	16.586	1.263	-77,6	2.823	-76,3	30.334	-14,8
Canarias	1	0	-	0	0,0	2	8,5
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	0,0	2	8,5

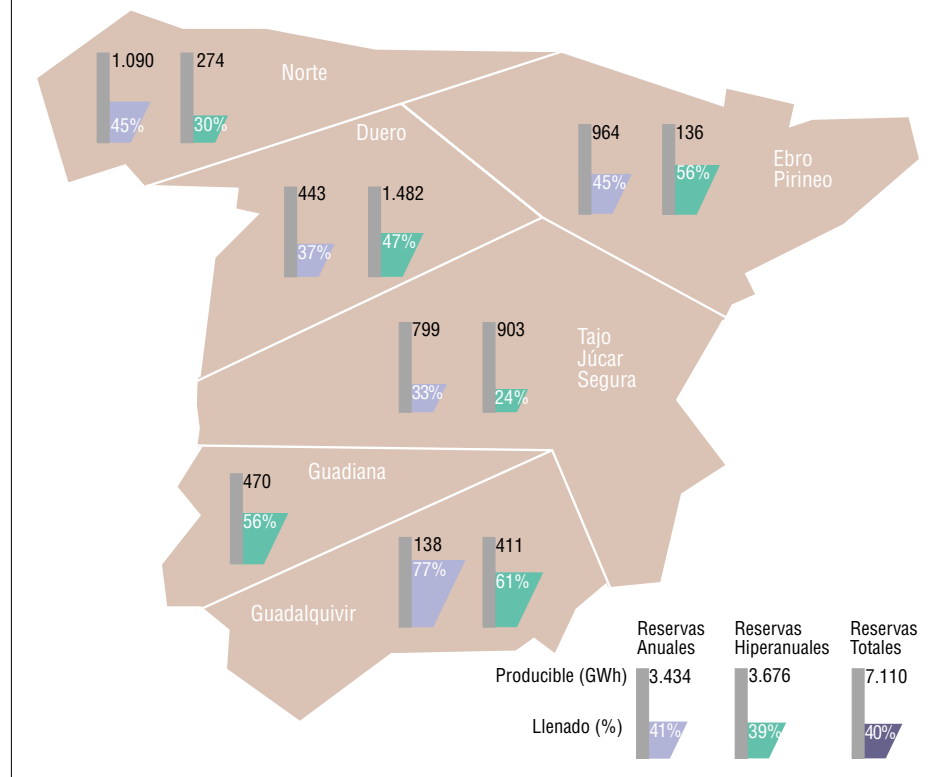
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



en 27,4 puntos a las reservas registradas a finales de febrero del año anterior, y el noveno valor más bajo registrado en un mes de febrero desde 1965.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 3.434 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 41,1%. Este valor, el sexto más bajo en un mes de febrero desde 1965, es 6,8 puntos mayor que el del mes de enero, aunque muy inferior al 72,4% que se registraba al finalizar el mes de febrero del año anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 76,5% en la cuenca Guadalquivir y unos mínimos del 32,8% en la cuenca Tajo-Júcar-Segura y del 37,3% en la cuenca Duero.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.676 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 38,5%, 0,8 puntos por debajo del de enero y veinticuatro puntos inferior al registrado al finalizar febrero de 2001. Por cuencas, los máximos niveles de llenado correspondieron a las cuencas Ebro, Guadiana y Guadalquivir con un porcentaje superior al 50%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que apenas ha alcanzado el 24%.

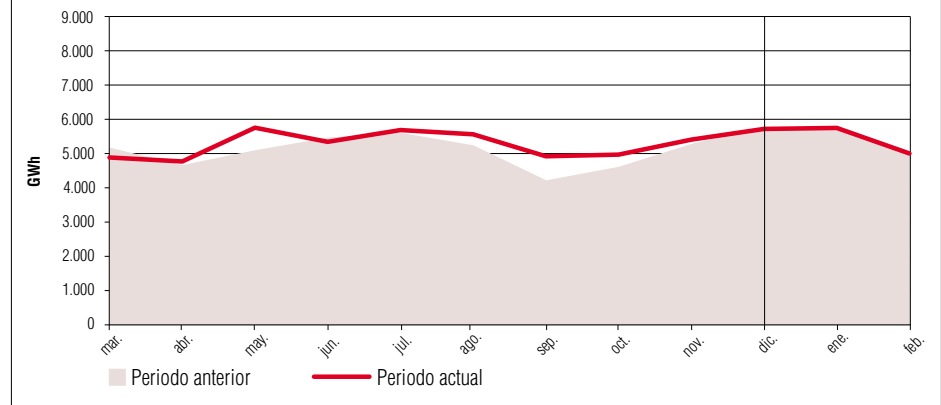
RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 28 DE FEBRERO DE 2002 (GWh)



Producción nuclear

- Tras los últimos tres meses en los que la producción nuclear alcanzó elevados registros, en febrero la generación mensual se ha situado en 4.999 GWh, un 13,0% inferior a la de enero, debido tanto a la parada programada en la central de Cofrentes como a la menor demanda de este mes respecto al mes anterior.
- La producción de febrero es muy similar a la registrada el mismo mes de 2001, y representa una aportación a la producción bruta mensual del 33,9%, casi un punto por encima de la registrada el mes anterior, debido al efecto de la menor demanda registrada este mes.
- El día 23 de febrero se desacopló de la red la central de Cofrentes comenzando la 13ª parada para recarga y mantenimiento cuya duración será, aproximadamente, de 28 días.
- En febrero, la disponibilidad del equipo nuclear se ha reducido respecto a los valores cercanos al 100% registrados en los últimos dos meses, situándose en el 97,7%, consecuencia de la citada actuación programada en la central de Cofrentes. Por su parte, el factor de carga, influido por la misma circunstancia, ha sido del 95,2%, similar al registrado en febre-

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



Producción bruta Nuclear	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	102	0,0	214	-0,2	1.126	-3,3
Garoña	466	312	-0,2	658	0,0	3.575	-11,3
Almaraz I	974	654	-0,2	1.378	-0,3	8.453	9,0
Ascó I	1.028	685	-0,4	1.447	-0,2	8.118	0,6
Almaraz II	983	655	4,2	1.381	2,1	7.910	3,4
Cofrentes	1.025	492	-26,5	1.208	-12,4	8.416	9,9
Ascó II	1.027	686	32,2	1.447	13,6	8.331	-3,3
Vandellós II	1.087	699	0,7	1.506	0,2	9.380	13,7
Trillo I	1.066	714	-0,1	1.506	0,0	8.426	-3,2
Sistema peninsular	7.816	4.999	0,3	10.745	0,3	63.736	3,0

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

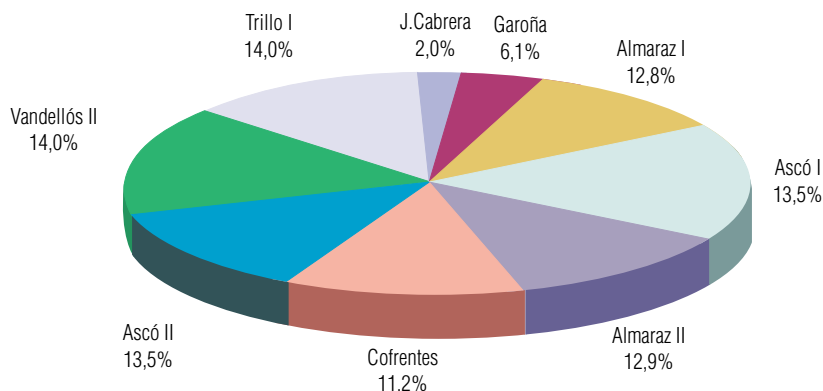
ro del año anterior y casi cuatro puntos por debajo del registrado en enero.

- En los dos primeros meses del año, la producción nuclear ha ascendido a 10.745 GWh, con una pequeña variación del 0,3% respecto al mismo periodo del año anterior. Esta producción representa una contribución a la producción bruta del periodo del 33,4%, casi un punto menos que la de los dos primeros meses de 2001.
- Los valores acumulados del coeficiente de disponibilidad y factor de carga se han situado en el 98,9% y 97,1%, respectivamente, valores muy similares a los registrados en el periodo enero-febrero de 2001.
- Durante el mes de febrero se han fabricado 44 elementos combustible tipo PWR con destino a la central sueca de Ringhals. Por el contrario, en este mes no se han importado elementos combustibles de ningún tipo.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo. Durante un periodo aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. En febrero no ha habido producción residual.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales en el mes de febrero ha ascendido a 8.480 GWh, un 108,8% más que el mismo mes del año anterior. Este registro de producción, aunque lejano del máximo histórico alcanzado el mes pasado, se sitúa de nuevo entre los más elevados de los últimos años, como consecuencia de la fuerte sequía que se viene registrando desde el pasado mes de noviembre.
- Los grupos térmicos convencionales han mantenido en febrero una elevada participación en la producción bruta mensual, el 57,5%, una de las más altas de los últimos cinco años y treinta puntos superior a la contribución de esta tecnología en febrero de 2001.
- Tras el dato de febrero, en los dos primeros meses del año la producción térmica convencional ha sido más de dos veces superior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 57,8% de la producción bruta del periodo, muy por encima de su aportación del 27,8% en los dos primeros meses de 2001.
- Por tecnologías, en el periodo enero-febrero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 63,4% de la producción térmica total, 5,2 puntos menos que en el mismo periodo de 2001. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 12,5% de la producción men-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



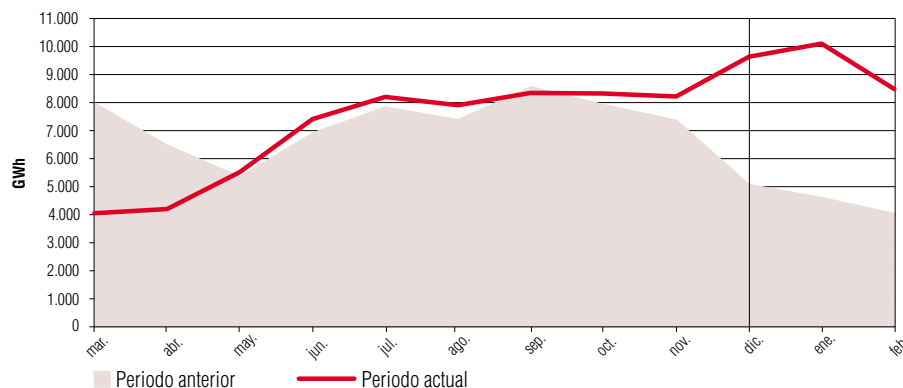
Grupo	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,6	0,0	0,0	94,5	0,0	0,0
Garoña	99,5	0,0	0,0	99,7	0,0	0,0
Almaraz I	99,9	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	99,2	0,0	0,0	99,4	0,0	0,0
Almaraz II	99,2	0,0	0,0	99,3	0,0	0,0
Cofrentes	71,5	17,6	0,2	83,2	8,3	0,1
Ascó II	99,4	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Vandellós II	95,7	0,0	0,0	97,9	0,0	0,0
Trillo I	99,7	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
Sistema peninsular	95,2	2,3	0,0	97,1	1,1	0,0

Combustible nuclear	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	0	35.412
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	0	35	272
Exportación	44	44	206
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	120
Exportación	0	69	200
Nº elementos importación:			
PWR	0	24	44
BWR	0	0	76

Central tipo BWR: Reactor de agua en ebullición.

Central tipo PWR: Reactor de agua a presión.

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL



sual, 7,5 puntos menos que en el año anterior, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 24,2% restante, 12,7 puntos más que en los dos primeros meses de 2001.

- 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 generalizada 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 38,3% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 37,6% y la de fuel-gas el 24,2%.
- En los dos primeros meses del año, todas las tecnologías han aumentado su producción respecto al mismo periodo del año anterior, destacando los notables incrementos de las centrales de lignito negro y fuel-gas cuya producción ha sido más de cuatro veces superior a la de los dos primeros meses de 2001.
- Como consecuencia de la mayor utilización del equipo térmico en lo que va de año, el factor de carga del periodo enero-febrero se ha situado en el 66,3%, 38,5 puntos más que en el año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 78,8%, valor muy inferior al 94,5% registrado durante los dos primeros meses de 2001.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-febrero las centrales de carbón han aportado el 32,6% de la producción térmica total, mientras que los grupos de fuel han aportado el 67,4% restante, valores ambos muy similares a los registrados en el mismo periodo del año anterior.

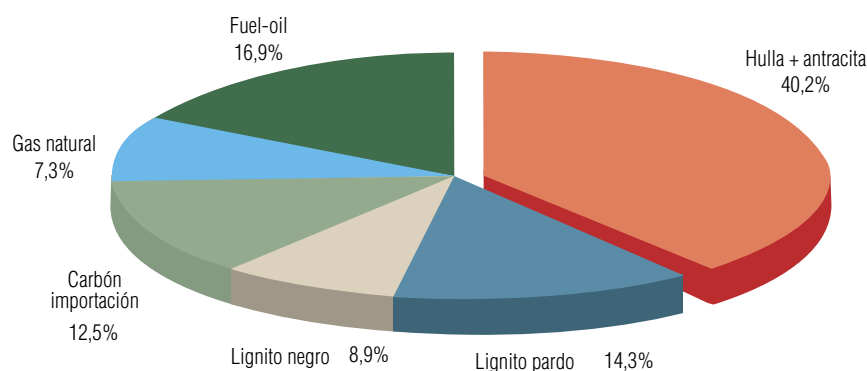
Factor de carga: mide la relación entre la energía producida durante un periodo de tiempo y la que se hubiera producido en este periodo funcionando a la potencia nominal.

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

Producción bruta Tecnología	Potencia	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.545	111,7	7.468	105,9	38.511	7,6
Lignito pardo	2.031	1.283	37,7	2.650	35,7	14.938	6,8
Lignito negro	1.502	772	590,8	1.655	337,0	7.742	0,3
Carbón importación	1.944	1.156	29,6	2.325	33,5	13.298	3,1
Gas natural (*)	3.582	454	159,1	1.350	331,4	6.457	61,4
Fuel-oil	4.632	1.270	360,1	3.133	358,1	9.428	70,5
Sistema peninsular	19.779	8.480	108,8	18.581	113,6	90.373	13,1
Carbón	510	297	4,2	618	3,8	3.696	6,1
Fuel-oil	2.594	600	2,1	1.276	5,1	8.006	6,8
Sistemas extrapeninsulares	3.104	897	2,8	1.894	4,7	11.703	6,6

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

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN TÉRMICA POR TECNOLOGÍA. ACUMULADO ANUAL



Tecnología	Febrero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
Hulla + antracita	86,7	0,0	4,7	86,6	0,0	5,7
Lignito pardo	94,0	0,0	0,0	92,1	0,0	1,7
Lignito negro	76,5	0,0	9,3	77,8	0,0	9,6
Carbón importación	88,5	0,0	3,2	84,5	0,0	6,9
Gas natural (*)	18,9	0,0	37,5	26,6	0,0	38,2
Fuel-oil	40,8	0,0	48,1	47,8	0,0	46,2
Sistema peninsular	63,8	0,0	20,6	66,3	0,0	21,2
Carbón	86,7	0,0	0,0	85,6	0,0	0,0
Fuel-oil	34,3	3,8	4,6	33,6	2,9	3,3
Sistemas extrapeninsulares	42,9	3,1	3,9	45,8	2,4	2,8

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

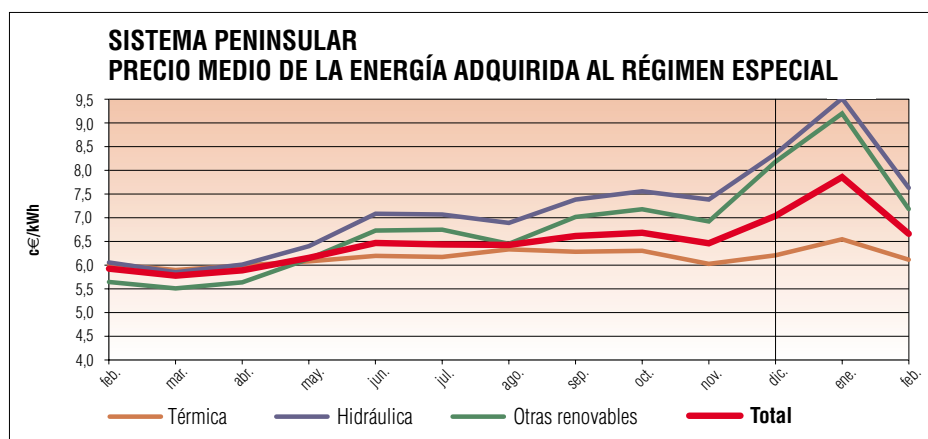
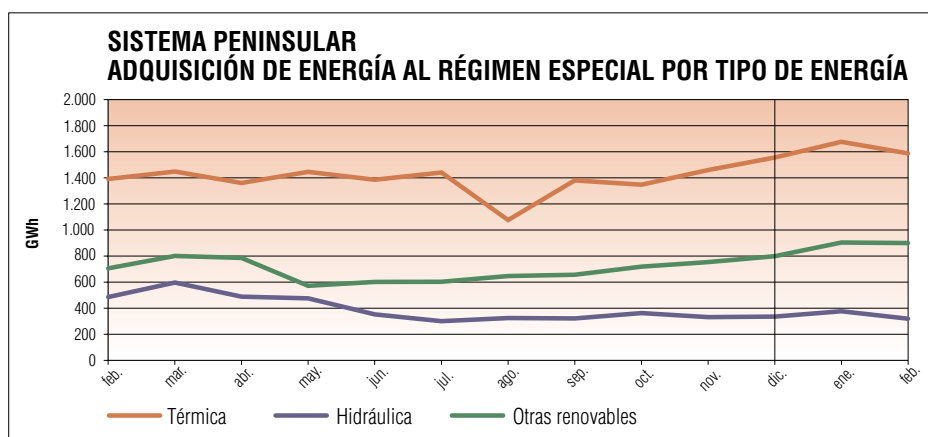
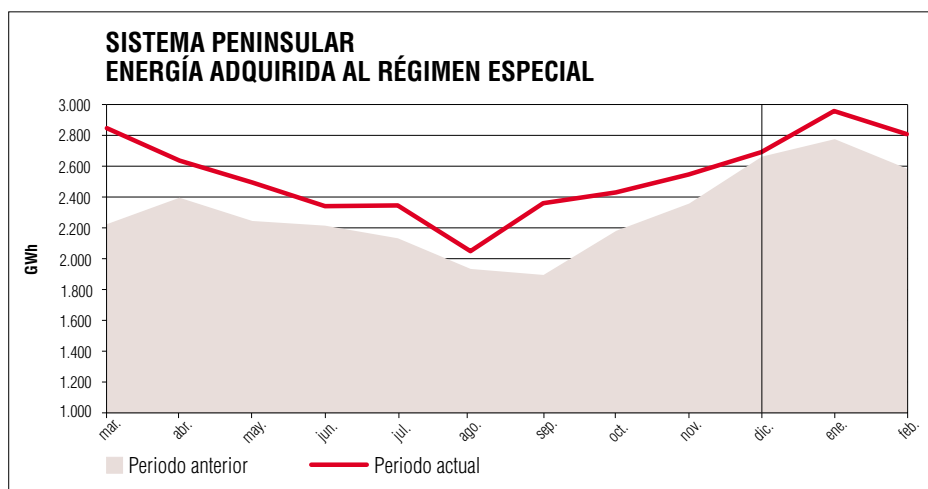
Combustible	Febrero					Acumulado anual				Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	
Hulla + antracita	945	135,3	2.451	-18,7	2.588	1.985	136,0	5.438	10.652	17,8	28.427	
Lignito pardo	155	1,3	53	58,5	375	334	3,2	813	2.661	5,8	6.479	
Lignito negro	133	300,9	840	-26,5	408	279	193,9	861	1.500	-1,4	4.614	
Carbón importación	1.218	64,5	2.059	-20,7	3.470	2.441	58,8	6.981	12.185	-2,8	34.452	
Gas natural (**)	111	219,9	-	-	339	414	388,4	1.285	1.882	62,8	5.409	
Gas siderúrgico	32	-8,0	-	-	87	68	-7,5	183	458	-1,0	1.246	
Fuel-oil	433	241,8	654	11,1	1.213	1.067	248,9	3.020	3.484	56,0	9.747	
Sistema peninsular	3.026	98,5	6.057	-17,9	8.480	6.587	102,0	18.581	32.822	11,4	90.373	
Carbón	99	7,6	177	-35,7	297	199	2,6	618	1.144	3,0	3.696	
Fuel-oil	133	3,7	127	53,8	600	287	7,9	1.276	1.821	9,7	8.006	
Sistemas extrapeninsulares	233	5,3	304	-15,0	897	486	5,7	1.894	2.966	7,0	11.703	

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 2.808 GWh, con un crecimiento del 8,7% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de febrero, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 30.499 GWh, supera en un 10,5% al del mismo período del año anterior, 0,8 puntos por debajo del crecimiento interanual alcanzado en febrero de 2001. Este volumen de energía ha aportado el 14,7% de la demanda de los últimos doce meses, casi un punto por encima de su contribución en el mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor crecimiento ha correspondido a la energía procedente de centrales que utilizan fuentes de energías renovables, incluidas las hidráulicas, que han aportado el 43,5% de la energía adquirida en el periodo, cinco puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en febrero el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 46 GWh, un 34,1% más que en el mismo mes del año anterior, con lo que en los últimos doce meses estas adquisiciones han aumentado en un 15,4% respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 6,4% de la demanda interanual, aportación superior en 0,4 puntos a la contabilizada en febrero de 2001 para el mismo periodo.
- En febrero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 6,662 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,513 c€/kWh, un 8,2% superior al del mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía adquirida a otras renovables, 6,957 c€/kWh, mientras que la energía procedente de las centrales hidráulicas costó 6,942 c€/kWh y la procedente de centrales térmicas 6,175 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	5.317	1.588	14,1	6,116	1,5	3.264	13,8	6,361	6,7	17.164	1,7	6,175	6,9
Hidráulica	1.421	320	-34,2	7,630	26,0	697	-33,3	8,749	44,1	4.591	7,6	6,942	5,7
Otras renovables	3.232	900	27,5	7,184	27,2	1.804	24,8	8,343	45,8	8.744	35,4	6,957	10,7
Sistema peninsular	9.970	2.808	8,7	6,662	12,4	5.765	7,6	7,347	24,1	30.499	10,5	6,513	8,2
Térmica	82	21	14,6	-	-	37	10,4	-	-	265	-29,7	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	75,7	-	-	0,4	26,2	-	-	2,8	-23,5	-	-
Otras renovables	131	24	57,5	-	-	50	9,7	-	-	482	79,1	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	214	46	34,1	-	-	88	10,0	-	-	750	15,4	-	-

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

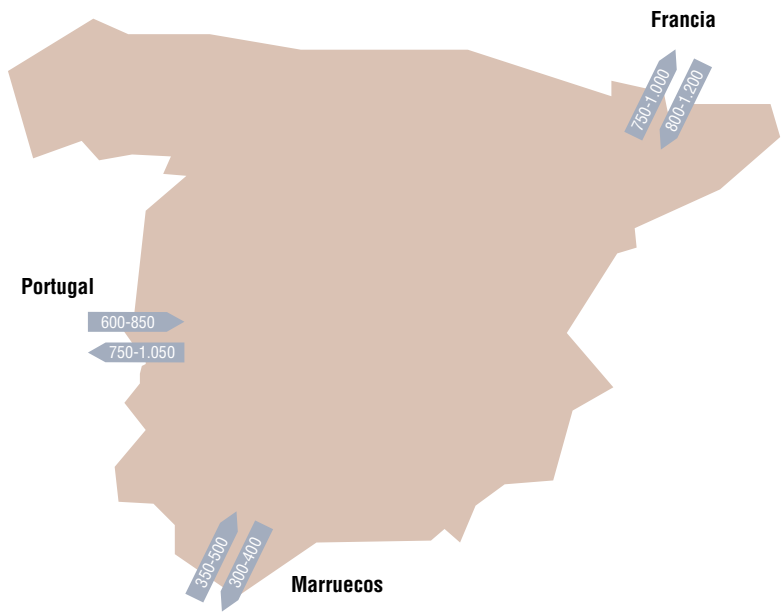
(*) Datos de precios no disponibles.

Intercambios internacionales

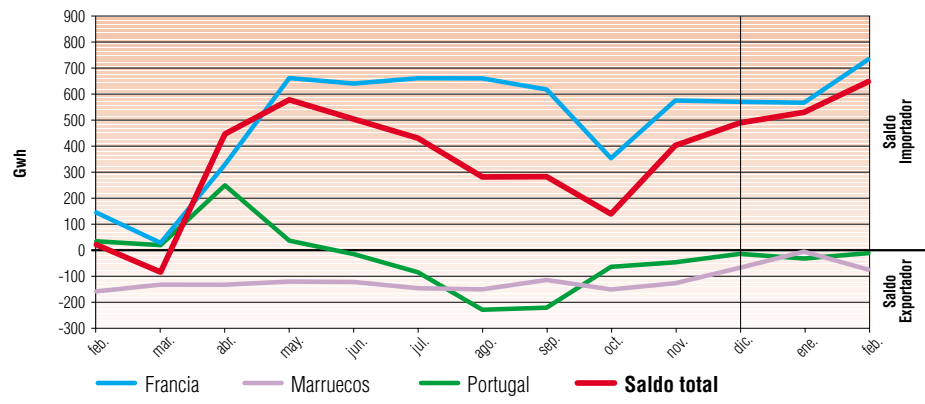
- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de febrero ha ascendido a 1.057 GWh, un 41,3% más que en el mismo mes de 2001. El 80,7% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 648 GWh. Este dato contrasta con el pequeño saldo importador de febrero del año anterior que apenas fue de 22 GWh.
- El 58,4% del volumen de intercambios mensual ha correspondido a las operaciones realizadas por los agentes, incluidos los contratos bilaterales. Por su parte, los intercambios asociados a los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han ascendido en febrero a 424 GWh, el 40,0% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 1,5% restante.
- En febrero, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Francia con 412 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 143 GWh, Andorra, 42 GWh, y Marruecos, 21 GWh.
- En el agregado de los dos meses del año transcurrido, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 1.865 GWh, un 8,8% más que en el mismo periodo del año anterior. El 51,5% de esta energía, casi nueve puntos menos que en el mismo periodo del año 2001, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 480 GWh. El 8,5% de las transacciones realizadas por los agentes se han materializado a través de contratos bilaterales físicos. Por su parte, los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA han aportado el 46,4% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 693 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 2,1% del volumen y aportó un saldo importador de 6 GWh.
- El saldo resultante de los intercambios internacionales de los dos primeros meses del año ha sido importador en 1.179 GWh, invirtiendo el signo respecto al registrado en el mismo periodo del año anterior, exportador en 17 GWh, consecuencia principalmente del importante incremento de las operaciones de importación de los agentes durante estos dos primeros meses del año.
- El 64,6% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, durante los dos primeros meses del año ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 20,5% con Portugal, el 9,5% con Andorra y el 5,4% restante con Marruecos.
- 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.

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

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES. CAPACIDAD COMERCIAL FEBRERO 2002 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



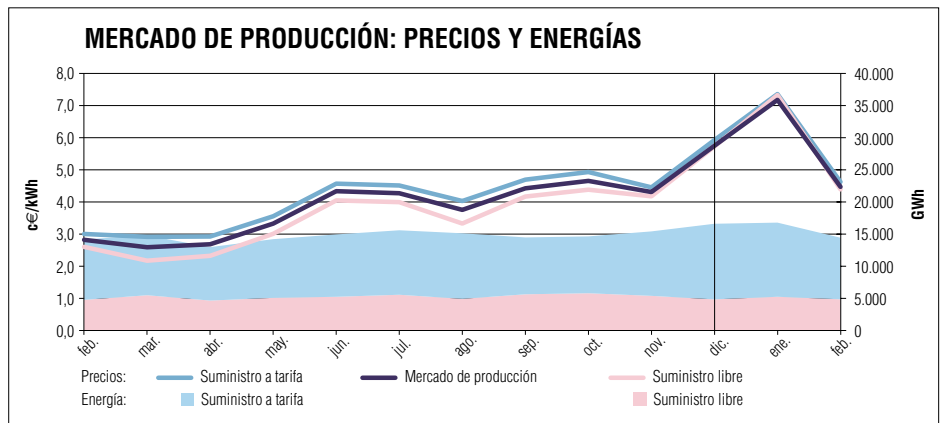
Intercambios internacionales (GWh)*	Febrero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-42	-42	0	-91	-91	0	-264	-264
Francia	412	0	412	620	0	620	2.448	-545	1.903
Marruecos	0	-21	-21	25	-23	1	30	-726	-697
Portugal	32	-43	-11	40	-79	-39	505	-1.110	-605
Mercado: Agentes	444	-106	337	685	-193	492	2.982	-2.644	338
Francia	370	0	370	779	0	779	4.478	0	4.478
Marruecos	0	-54	-54	0	-86	-86	0	-584	-584
Mercado: Contratos REE	370	-54	316	779	-86	693	4.478	-584	3.894
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	0	0	0	0	0	326	-110	217
Marruecos	0	0	0	4	0	4	10	-84	-74
Portugal	31	-37	-6	31	-47	-16	313	-159	155
Contratos bilaterales	31	-37	-6	35	-47	-12	650	-352	297
Andorra	3	0	3	10	0	10	16	0	16
Francia	0	-8	-8	0	-17	-17	75	-22	53
Marruecos	0	0	0	1	0	1	14	0	13
Portugal	6	0	6	12	0	12	48	-6	42
Apoyo y desvíos	8	-8	1	23	-17	6	152	-28	124
Total intercambios	853	-204	648	1.522	-343	1.179	8.262	-3.608	4.654

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Tras los elevados precios de los dos últimos meses, en febrero los precios en el mercado de producción descienden notablemente respecto al mes anterior, aunque siguen estando muy por encima de los registrados hace un año.
- El precio medio ha sido 4,467 c€/kWh, un 37,7% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 14.959 GWh. Respecto de febrero de 2001, el precio ha aumentado un 58,4%, frente a un aumento del 3,1% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 4,379 c€/kWh, un 18,4% superior al registrado hace un año para el mismo período.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 9.577 GWh, lo que supone un aumento del 1,9% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 4,620 c€/kWh, un 37,2% menor que el mes anterior y un 54,0% más que el mismo mes de 2001.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 4.847 GWh, un 7,5% menos que el mes pasado y un 1,8% más que hace un año. Esta cifra representa el 32,4% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 4,388 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a



Precios	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/ene.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	4,467	-37,7	58,4	5,924	103,2	4,379	18,4
Mercado diario	3,912	-39,8	91,3	5,304	150,3	3,709	25,1
Otros mercados	0,097	-55,7	-69,3	0,163	-52,2	0,212	-1,2
Garantía de potencia	0,458	0,0	-0,2	0,458	0,4	0,459	-11,8
Suministro a tarifa (**)	4,620	-37,2	54,0	6,113	96,6	4,629	17,5
Mercado diario	3,940	-39,9	90,6	5,367	149,6	3,745	25,6
Otros mercados	0,114	-52,3	-69,5	0,182	-54,9	0,243	-3,2
Garantía de potencia	0,566	0,7	1,1	0,564	1,5	0,640	-9,4
Suministro libre (***)	4,388	-40,1	68,8	5,912	119,2	4,090	20,9
Mercado diario	3,970	-40,6	94,8	5,377	154,4	3,690	23,0
Otros mercados	0,120	-65,8	-55,4	0,240	-17,3	0,242	9,7
Garantía de potencia	0,298	1,7	1,8	0,295	0,5	0,158	-2,8

Energías	Febrero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/ene.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	14.959	-14,5	3,1	32.445	4,9	184.964	4,3
Suministro a tarifa (**)	9.577	-16,9	1,9	21.107	4,4	117.229	-0,9
Suministro libre (***)	4.847	-7,5	1,8	10.088	2,8	62.635	17,4
Contratos bilaterales	69	304,7	-21,9	86	-69,2	961	-26,6

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

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

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

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

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
V1	4,715	4,510	4,235	3,852	3,373	3,292	4,387	5,043	6,506	6,561	6,485	6,338	6,335	6,184	4,823	5,973	5,515	6,338	6,411	6,901	6,556	6,410	6,097	6,234	5,607
S2	6,499	4,742	4,566	4,069	3,716	2,870	2,825	3,046	4,001	4,165	4,658	4,679	4,533	4,526	4,267	3,987	4,004	4,132	4,710	5,794	5,835	5,761	5,649	5,785	4,583
D3	4,507	4,030	3,012	2,988	2,881	2,778	2,714	2,391	3,277	3,384	3,169	3,071	3,022	3,155	3,852	3,720	3,526	3,542	4,168	5,517	5,801	5,842	5,837	5,926	3,939
L4	3,146	2,605	2,442	2,337	2,249	2,195	2,603	4,000	5,840	6,289	6,321	6,200	6,180	5,918	4,760	4,817	4,877	5,567	6,069	7,293	6,658	6,058	4,696	4,705	4,899
M5	3,543	3,700	2,700	2,688	2,536	2,647	3,689	4,377	5,647	6,262	6,260	6,177	6,047	6,049	5,046	5,172	5,287	5,507	6,129	8,802	7,146	6,368	5,403	5,160	5,206
X6	3,814	3,553	2,847	2,801	2,818	2,764	3,247	4,227	5,585	5,986	6,076	6,013	5,980	5,797	4,770	4,913	5,068	5,258	5,846	7,404	6,477	5,939	4,891	4,704	4,977
J7	3,377	2,943	2,813	2,696	2,465	2,361	3,176	3,584	5,485	5,634	5,683	5,621	5,635	5,581	3,811	4,019	4,366	4,927	5,665	6,177	5,917	5,667	4,344	3,804	4,504
V8	4,541	3,703	2,829	2,743	2,619	2,619	3,596	4,550	5,024	5,534	5,848	5,739	5,525	4,906	4,724	4,780	4,921	5,022	5,091	6,070	5,659	5,495	4,849	4,963	4,720
S9	4,752	3,556	3,252	2,920	2,857	2,738	2,687	2,756	2,970	3,353	3,786	3,967	3,532	3,543	3,582	3,260	3,190	3,214	3,718	4,663	4,956	4,778	4,629	4,611	3,679
D10	4,801	3,578	2,967	2,881	2,785	2,714	2,512	2,352	2,250	2,712	2,916	3,316	3,321	3,356	3,335	3,050	3,073	3,109	3,627	4,837	5,408	5,480	4,764	4,870	3,576
L11	4,653	3,503	3,152	2,952	2,893	2,917	2,891	3,738	5,111	5,089	5,653	5,658	5,555	4,750	4,535	4,648	4,841	4,829	5,004	5,750	5,899	5,360	4,689	4,692	4,628
M12	4,529	3,486	3,322	2,831	2,750	2,746	3,211	3,419	4,416	4,694	4,860	5,192	4,781	4,620	3,957	4,363	4,548	4,746	4,841	5,757	5,699	4,977	4,540	4,396	4,330
X13	4,532	3,458	2,247	2,510	2,473	2,498	3,326	4,210	4,747	4,830	5,521	5,640	5,516	4,897	4,380	4,370	4,567	4,546	4,778	5,688	5,374	4,964	4,316	4,099	4,422
J14	4,388	3,452	2,945	2,785	2,674	2,662	2,940	4,074	4,794	4,817	5,133	5,153	5,154	4,831	4,705	4,573	4,773	4,889	5,007	5,546	5,739	5,360	4,718	4,684	4,477
V15	4,525	3,546	3,000	2,886	2,831	2,845	3,481	4,226	4,910	5,204	5,339	5,249	5,245	4,879	4,514	4,624	4,688	4,771	4,649	4,981	5,441	5,028	4,726	4,790	4,509
S16	5,213	4,554	3,509	3,441	3,236	3,036	3,067	3,171	3,261	3,474	4,705	4,873	4,733	4,702	4,341	3,615	3,562	3,777	3,682	4,783	5,120	5,083	4,858	5,045	4,172
D17	4,802	3,605	3,345	3,102	3,073	3,067	2,971	2,828	2,697	3,099	3,398	3,641	3,507	3,510	3,532	3,477	3,481	3,485	3,615	4,608	4,842	5,063	4,736	5,011	3,742
L18	3,566	3,323	3,137	3,021	2,898	2,962	3,509	4,647	5,222	5,476	5,619	5,573	5,498	5,367	5,097	5,155	5,225	5,292	5,412	5,664	5,879	5,554	5,140	4,963	4,825
M19	4,475	3,627	3,465	3,285	2,999	2,981	3,545	4,438	5,007	5,243	5,281	5,347	5,261	5,128	4,904	4,970	5,138	5,203	5,302	5,668	5,876	5,425	4,990	4,936	4,756
X20	4,571	3,915	3,497	3,341	3,258	3,076	3,558	4,450	4,921	5,051	5,314	5,299	5,192	5,037	4,906	4,895	4,948	5,057	5,175	6,054	6,720	5,647	4,106	4,968	4,819
J21	4,464	4,002	3,481	3,283	2,934	2,939	3,683	4,018	4,749	4,980	5,239	5,222	5,110	4,835	4,677	4,728	4,886	4,942	5,021	5,555	5,589	5,413	4,963	4,773	4,620
V22	4,432	3,918	3,579	3,425	3,003	2,946	3,466	4,154	4,653	4,749	4,767	4,777	4,720	4,648	4,273	4,413	4,531	4,751	4,856	5,079	5,030	4,848	4,510	4,522	4,379
S23	4,548	4,026	3,704	3,449	3,430	3,153	3,128	3,038	3,342	3,681	4,173	4,487	4,418	4,205	3,890	3,715	3,592	3,656	3,934	4,505	4,569	4,577	4,503	4,623	3,966
D24	4,590	4,096	3,352	3,257	3,258	3,145	3,121	2,981	2,852	3,324	3,337	3,647	3,510	3,478	3,360	3,255	3,180	3,192	3,356	4,465	4,688	4,660	4,656	4,685	3,698
L25	4,070	4,326	4,011	3,550	2,968	2,971	3,437	4,060	4,688	4,968	4,969	5,026	4,964	4,841	4,711	4,777	4,876	4,894	4,933	5,298	5,349	5,029	4,684	4,654	4,562
M26	4,083	3,454	3,003	2,849	2,838	2,830	3,385	4,036	4,624	4,773	4,811	4,827	4,813	4,699	4,246	4,370	4,539	4,535	4,780	5,265	5,255	4,964	4,645	4,497	4,310
X27	4,206	3,648	3,178	3,079	2,967	2,928	3,485	4,147	4,574	4,887	5,018	4,942	4,937	4,770	4,470	4,521	4,693	4,700	4,767	5,280	5,254	5,127	4,588	4,492	4,415
J28	4,137	3,386	3,028	2,985	2,866	2,874	3,180	3,864	4,275	4,459	4,516	4,573	4,587	4,548	4,209	4,328	4,483	4,493	4,500	4,940	4,984	4,750	4,521	4,450	4,161
Media	4,415	3,723	3,273	3,072	2,916	2,841	3,259	3,836	4,581	4,828	5,037	5,075	4,980	4,789	4,369	4,410	4,484	4,629	4,874	5,707	5,648	5,347	4,859	4,824	4,467

Mínimo: 2,195 Precios de 2,195 a 2,814 Precios de 2,814 a 4,213 Precios de 4,213 a 8,802 Máximo: 8,802
 Percentiles del 33% de los valores registrados en 2001.

tarifa, es un 5,0% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre.

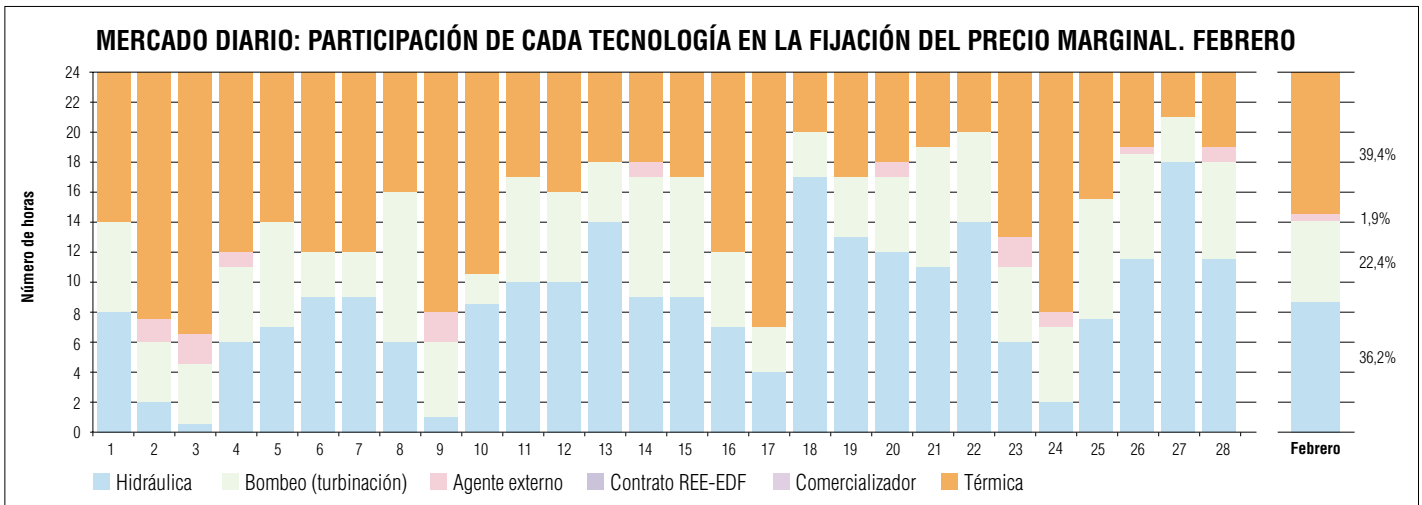
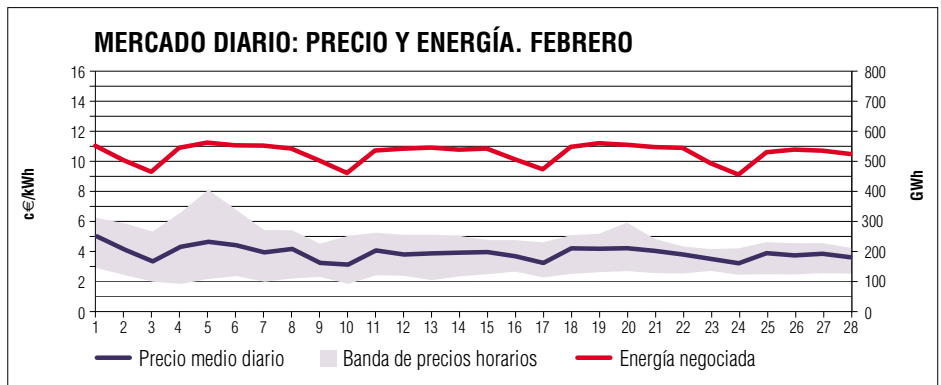
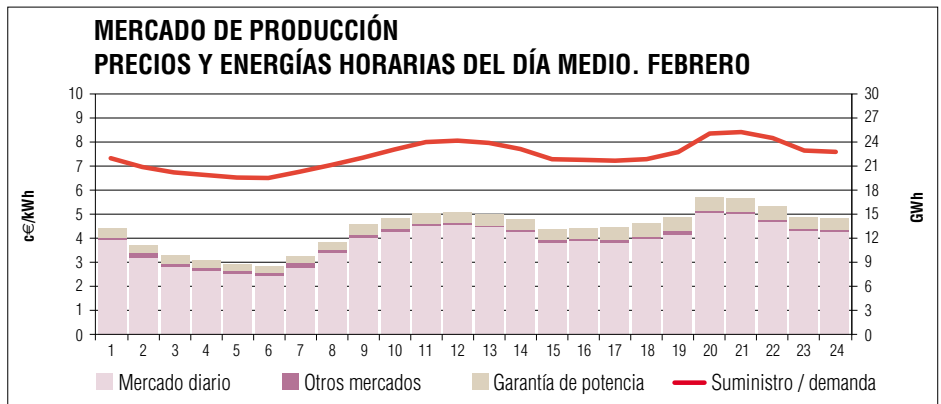
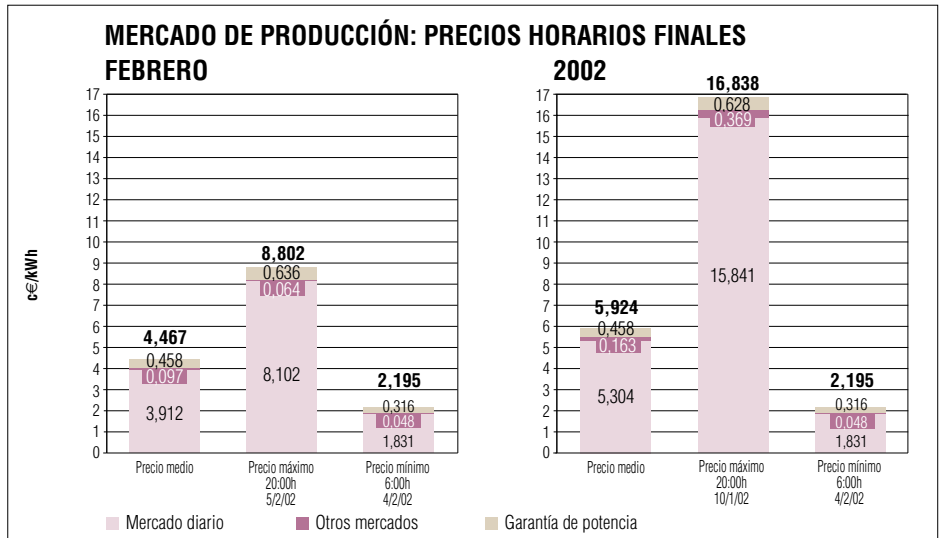
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de febrero, precio valle, ha sido 3,407 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 4,858 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 8,802 c€/kWh, en la hora 20 del martes 5, mientras que el precio mínimo fue 2,195 c€/kWh en las hora 6 del lunes 4. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 4,01 veces, disminuyendo significativamente respecto al 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 2,8 y 5,7 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 19,5 y 25,2 GWh.

Mercado diario

- En febrero, el precio medio del mercado diario ha sido 3,912 c€/kWh, la energía intercambiada 14.805 GWh y el volumen económico contratado de 579,14 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 99,0% de la energía y el 86,7% del volumen económico.
- En febrero los precios medios manifiestan una tendencia ligeramente decreciente a lo largo de mes. Los días laborables el precio medio se sitúa alrededor de los 4 c€/kWh, bajando hasta situarse en valores próximos a los 3,5 c€/kWh los fines de semana.



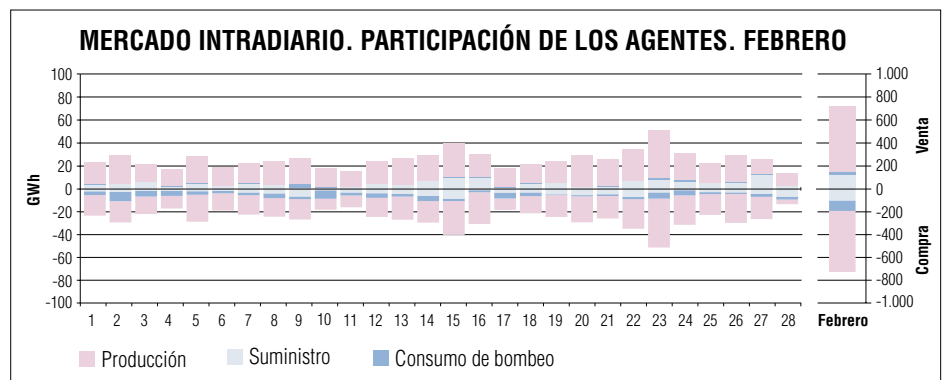
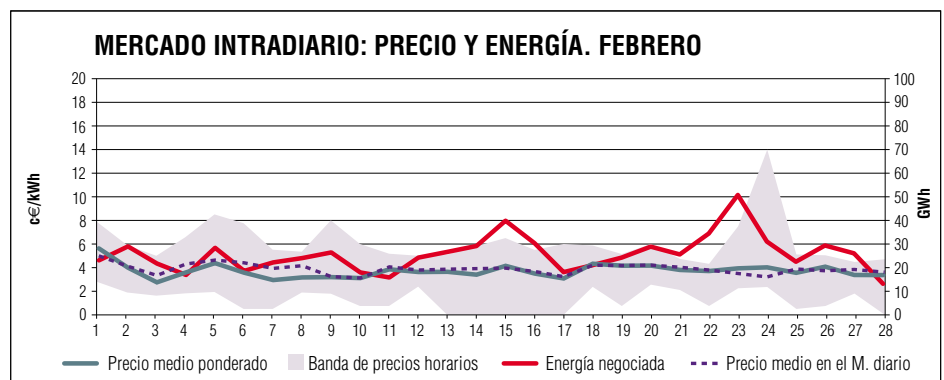
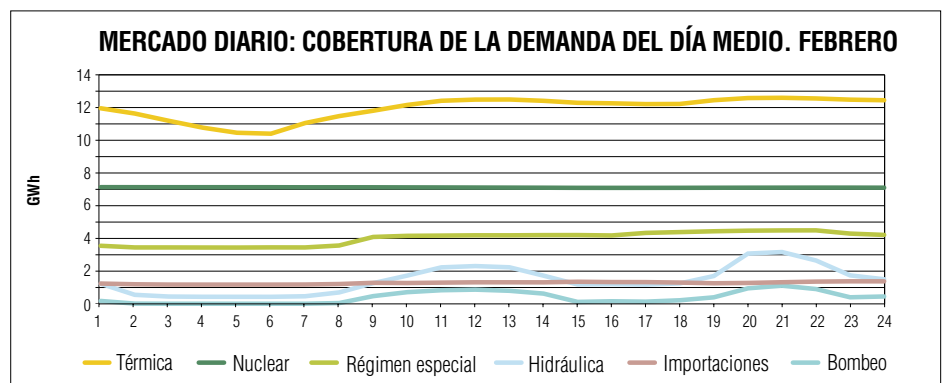
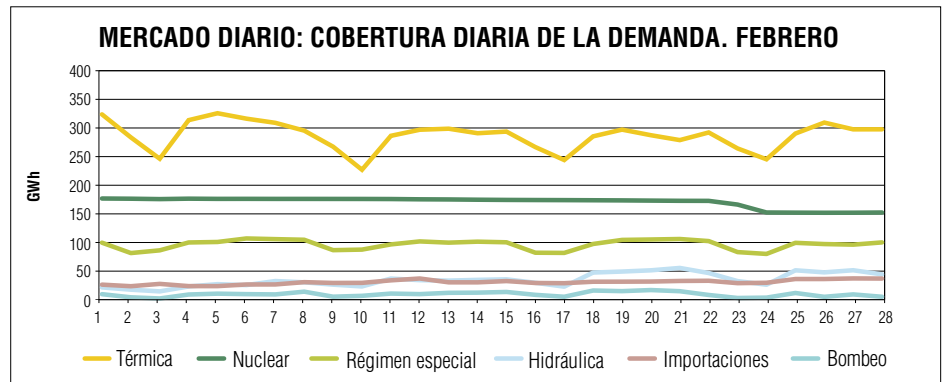
- El precio mínimo del mes, 1,831 c€/kWh, se ha registrado en la hora 6 del lunes 4, y el precio máximo del mes, 8,102 c€/kWh, en la hora 20 del martes 5.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, al igual que en meses precedentes, la elevada participación de la producción térmica como consecuencia de la escasa producción hidráulica, si bien la disminución de la demanda respecto al mes anterior ha repercutido, principalmente, sobre la producción térmica. Asimismo se observa la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 58,6% de las horas frente al 39,4% de las térmicas. Por su parte, las unidades de agentes externos han marcado marginal en 1,9% de las horas, mientras que el resto de los agentes vendedores en el mercado no marcan marginal en ninguna hora.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 3,761 c€/kWh, un 41,5% menos que el mes anterior y un 3,9% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 720 GWh, un 0,6% menos que el mes anterior. De esta energía, el 93,6% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 6,4% restante, 46 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,004 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 389, 122, 71, 45, 38 y 55 GWh totales. El motivo principal radica en el horizonte de actuación de cada sesión, 28, 24, 20, 17, 13 y 9 horas, respectivamente.
- Las diferencias entre los precios máximo y mínimo de cada día han oscilado entre 2,6 y 5,8 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 68,59 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,458 c€/kWh, valor idéntico al del mes



- anterior y que supone el 10,3% del precio medio del mercado.
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un ahorro de 0,97 M€, con una repercusión sobre

- el precio medio del mercado de producción de -0,006 c€/kWh.
- Los contratos bilaterales físicos han sumado 69 GWh en el mes de febrero, un 304,7% más que el mes anterior.

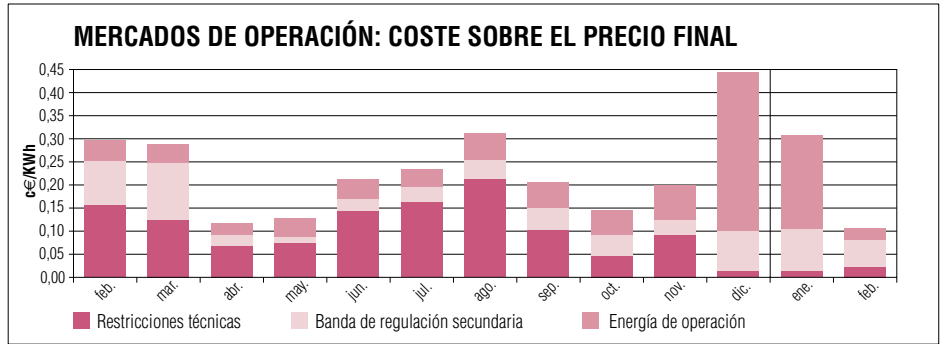
Mercados de Operación

• El coste neto de los mercados de operación en febrero ha sido 0,107 c€/kWh, suponiendo un 2,4% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 65,5% inferior al del mes de enero e igualmente un 64,0% menor que el del mismo mes del año anterior.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 126 GWh, un 0,9% de la energía correspondiente al mercado diario, un 157,1% más que en enero, pero un 63% inferior a la registrada en febrero del año anterior. El aumento respecto al mes de enero es poco relevante habida cuenta de los valores excepcionalmente bajos de energía programada para resolver restricciones técnicas que se registraron en enero, debidos a las elevadas demandas registradas y a que, y por consiguiente, una parte de las unidades que se programan para la resolución de las restricciones técnicas resultaban casadas en el mercado diario. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 7,107 c€/kWh, un 43,2% inferior al del mes de enero.

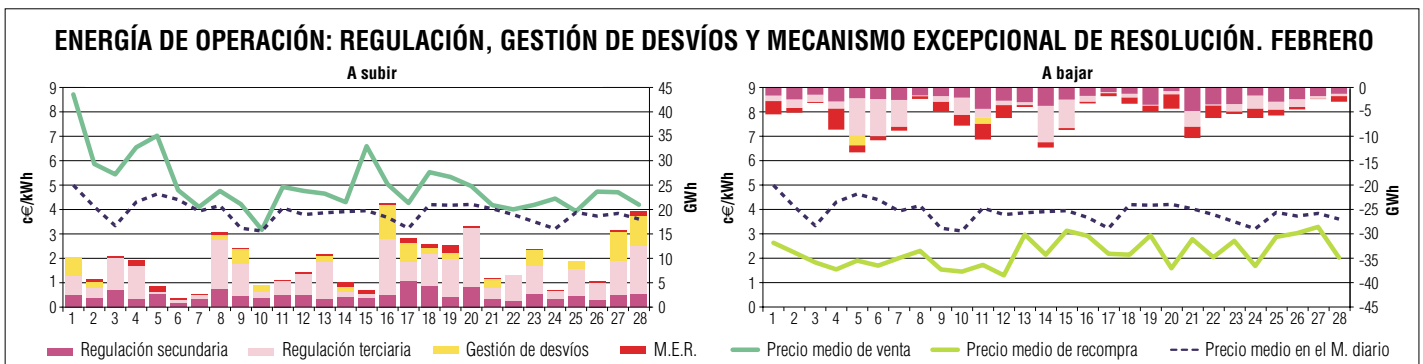
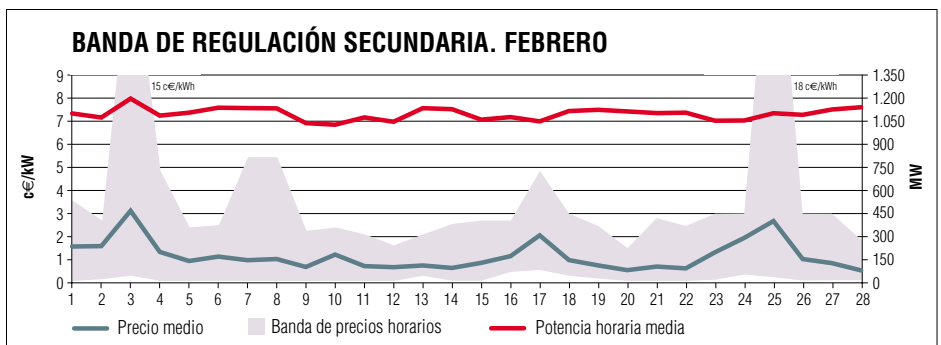
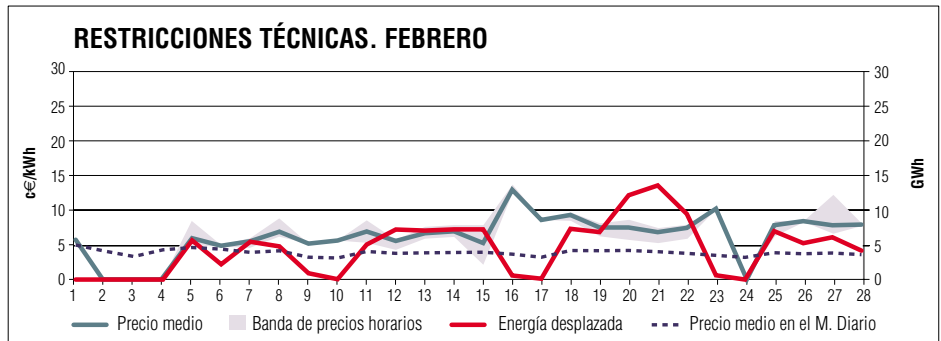
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.101 MW, repartidos en 651 MW a subir y 451 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,169 c€/kW, un 38,4% menos que en enero. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,058 c€/kWh, un 36,3% inferior al del mes anterior.

- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 438 GWh, repartida en 264 GWh a subir y 174 a bajar, un 39,1% menos que en enero. El precio medio de venta ha sido 4,958 c€/kWh y el de recompra 2,165 c€/kWh, ambos inferiores a los del mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,027 c€/kWh, un 86,9% inferior a enero. En febrero la relación de energía de operación subir/bajar fue de 1,52.



Mercados de operación	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Febrero					
Restricciones técnicas (*)	0,022	126		7,107	
Banda de regulación secundaria (**)	0,058	651	451	1,169	
Energía de operación (***)	0,027	264	174	4,958	2,165
Regulación secundaria		66	67	4,300	2,793
Regulación terciaria		139	63	4,714	2,431
Gestión de desvíos		45	3	4,597	2,949
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		15	41	11,406	0,674
Total	0,107				

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



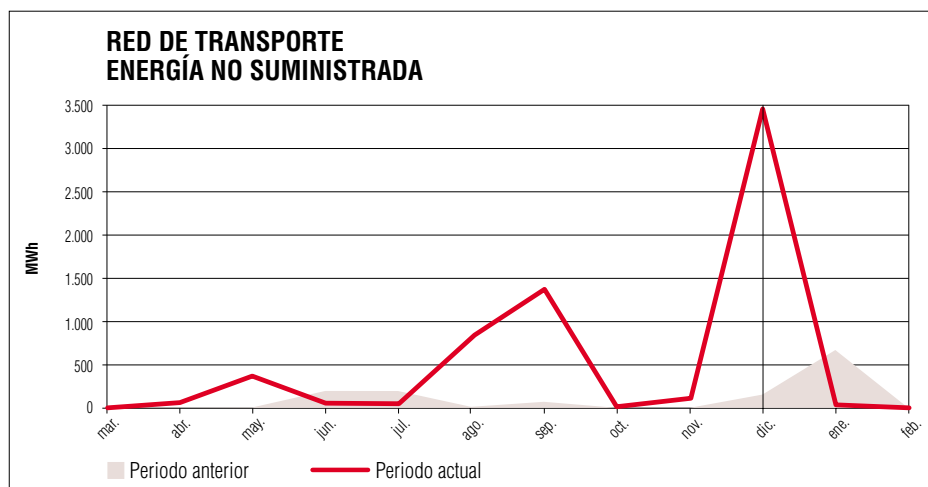
4. RED DE TRANSPORTE

- 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.
- Durante el mes de febrero no se ha registrado ningún corte de mercado por incidencias en la red de transporte.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 6.357,6 MWh, de los que 107,0 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 6.250,5 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 16,116 minutos, 12,623 minutos más que el valor registrado en el mismo mes del año anterior, resultado en su mayor parte de las pérdidas de mercado que se han producido en los meses de mayo, agosto, septiembre y diciembre de 2001.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de febrero ha sido del 98,2%, 0,4 puntos inferior a la registrada en el mismo mes de 2001, consecuencia en su mayor parte del aumento de las indisponibilidades fortuitas que alcanzaron este mes el 0,4%.
- Tras el registro de febrero, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses se sitúa en el 97,4%, casi un punto inferior a la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2001.

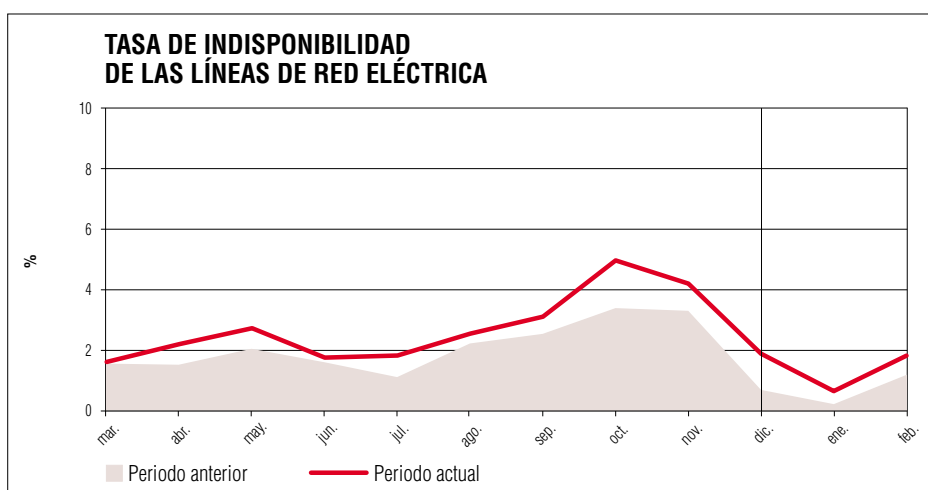
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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 durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. El apartado "Otras causas" incluye las debidas a ampliaciones o construcción de nuevas instalaciones y a trabajos realizados a petición de terceros (MOPU, RENFE...).



Red de transporte Calidad del servicio	Febrero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	0,0	34,6	6.357,6
RED ELÉCTRICA	0,0	0,0	107,0
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	16,116
RED ELÉCTRICA	-	-	0,271



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Febrero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	1,0	8,9	0,5	7,3	0,6	-6,0
Indisponibilidades fortuitas	0,4	1.017,8	0,2	211,7	0,1	37,5
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,5	79,7	0,5	235,2	1,9	86,3
Total	1,8	52,4	1,2	76,6	2,6	49,4

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 14 del año 2001, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 10.760,86 M€, de los que el 7,2%, 770,88 M€, ha ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes del sistema.
- La cantidad percibida por los generadores en concepto de Costes de Transición a la Competencia durante 2001, 127,68 M€, apenas representa el 18,3% de la cantidad establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 2001, debido al déficit de ingresos registrados este año que ha ascendido a 100,23 M€.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores durante el año 2001, se ha elevado a 4.620,37 M€ correspondientes a una energía estándar de 112.830 GWh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, diferencia de la que, provisionalmente, se deriva un incentivo negativo para las empresas distribuidoras.
- Los ingresos brutos liquidables derivados de la liquidación nº 2 del año 2002, ascendieron a 1.083,18 M€. Estos ingresos no han sido suficientes para cubrir la totalidad de la imputación reconocida a las actividades de transporte y distribución, el pago de la prima del carbón del año 2002 ni, por tanto, para realizar el pago de la retribución fija, generándose un déficit de 274,87 M€.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 2 del año 2002, se ha elevado a 751,23 M€ correspondientes a una energía estándar de 12.308 GWh. De acuerdo con el procedimiento de liquidaciones, las pérdidas reales han sido superiores a las pérdidas estándar, diferencia de la que, provisionalmente, se deriva un incentivo negativo para las empresas distribuidoras.

INGRESOS POR TARIFAS Y PEAJES REGULADOS

(Millones de euros)

Liquidación nº 14, 2001. Periodo Enero-Diciembre y liquidación nº 2, 2002. Periodo Enero-Febrero(*)

	Liquidación 14/01			Liquidación 2/02		
	Volumen	Energía	Precio medio	Volumen	Energía	Precio medio
	M€	GWh	c€/kWh	M€	GWh	c€/kWh
INGRESOS	10.760,86			1.083,18		
Venta de energía	9.912,20	128.254	7,729	990,92	13.214	7,499
Peajes	796,28	56.230	1,416	85,64	4.841	1,769
Peajes por interconexiones intern.	4,56	3.497	0,130	0,46	235	0,194
Otros servicios	47,82			6,16		
Distribuidores y Comercializadoras						

	Liquidación 14/01	Liquidación 2/02
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO	4.620,37	751,23
Generadores		
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL	1.889,11	185,69
Generadores		
COSTE DEL TRANSPORTE	581,83	59,63
REE	347,25	34,85
Empresas eléctricas	234,58	24,78
COSTE DE DISTRIBUCIÓN (**)	2.898,67	278,42
Distribuidoras		

	Liquidación 14/01	Liquidación 2/02
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	495,59	50,08
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	18,08	1,60
Comp. Moratoria Nuclear	379,08	38,11
Financiación 2º Ciclo C.N.	97,70	10,37
Stock estratégico C.N.	0,73	-
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	275,29	-241,87
Operador del Mercado	8,45	0,88
Operador del Sistema	8,45	1,24
C.N.S.E.	8,45	0,86
Comp. E. Extrapeninsulares	122,26	19,22
Costes Transic. Competencia	127,68	-264,06
Coste específico	54,26	-
Retribución fija	73,43	-264,06
Asignación General	-	-
Asignación Específica	-	-
Stock Carbón	-	-
Prima Carbón	173,66	10,82
Déficit liquidatorio	-100,23	-274,87
Generadores		

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

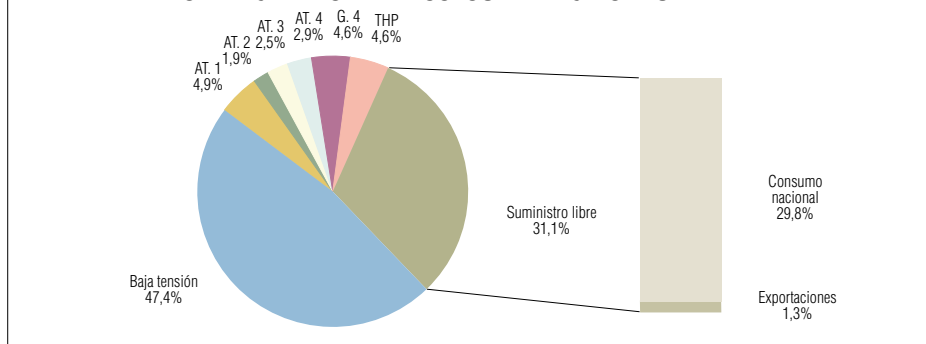
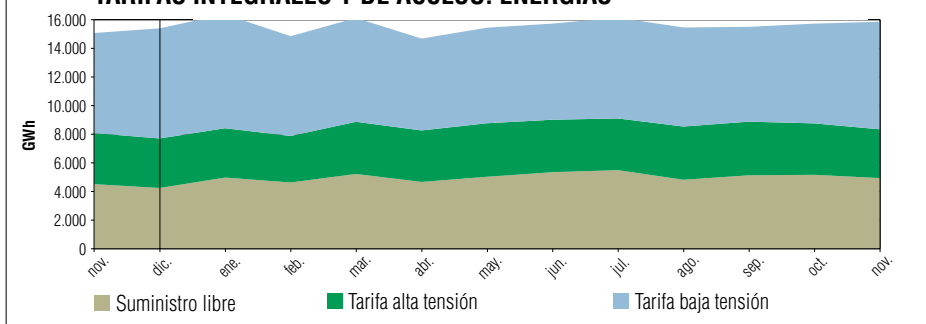
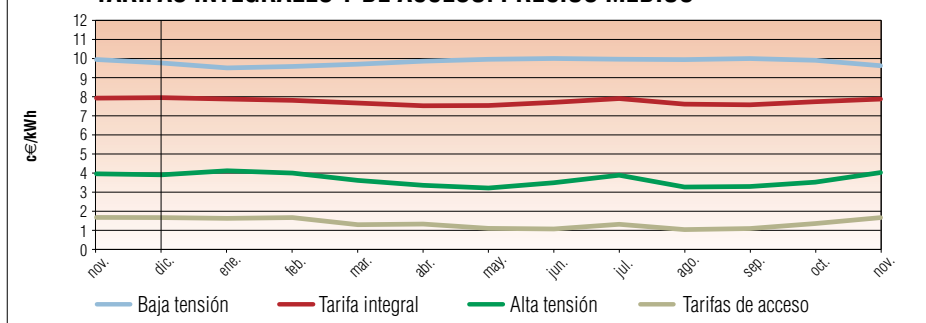
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) Según la Orden de 21 de Noviembre de 2000 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.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en noviembre se elevó a 10.932 GWh, un 3,5% superior al del mismo mes del año anterior. El notable crecimiento de la demanda, especialmente la de baja tensión, la de mayor peso específico sobre el consumo a tarifa regulada, así como la estabilización respecto a noviembre de 2000 de la salida de la tarifa regulada de consumidores cualificados, de la que es indicativo la baja tasa de decrecimiento del consumo regulado en alta tensión, el 4,4%, han conducido a la segunda tasa positiva de crecimiento, tras la registrada en septiembre, del consumo facturado desde mayo de 1999.
- En el periodo enero-noviembre de 2001, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 116.568 GWh, un 1,6% menos que en el mismo periodo del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es casi seis puntos inferior a la que se registro en noviembre de 2000, lo que indica una desaceleración en el ritmo de salida de consumo de la tarifa regulada debido a que la comparación con el mismo periodo del año anterior es más homogénea en términos de volumen de energía con acceso al mercado liberalizado.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en el periodo enero-noviembre ha sido 7,875 c€/kWh, un 0,6% inferior al del mismo periodo de 2000, consecuencia del descenso medio de tarifas del 2,22% aprobado en el R.D. 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001.
- En noviembre la energía consumida en el mercado libre representó el 31,1% del consumo total, 1,6 puntos menos que en octubre, con lo que en el periodo enero-noviembre del año 2001 este porcentaje se sitúa en el 32,2%, 4,1 puntos más que en el mismo periodo del año 2000.
- El precio medio de las tarifas de acceso en noviembre ha sido de 1,657 c€/kWh, con lo que el precio medio en el periodo enero-noviembre se ha situado en 1,311 c€/kWh, un 3,8% mayor al mismo periodo de 2000, debido a la incorporación entre ambos periodos 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)	786	-16,6	6,383	-0,9	9.592	-33,3	6,259	-3,7	10.517	-33,6	6,266	-3,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	308	-4,8	3,672	2,0	3.553	-6,1	3,332	-3,8	3.883	-5,9	3,346	-3,9
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	400	-16,2	3,042	10,1	5.070	-5,7	2,643	4,2	5.523	-5,2	2,656	3,7
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	465	20,3	2,683	11,7	5.217	14,4	2,179	4,5	5.576	13,9	2,196	4,3
G.4 (Grandes consumidores)	725	8,5	2,267	1,5	7.694	4,4	2,250	1,9	8.383	4,3	2,240	1,6
Tarifa horaria de potencia	727	-5,7	4,759	17,0	8.323	-8,1	3,376	5,8	9.028	-9,7	3,430	4,9
Alta tensión	3.411	-4,4	4,020	1,7	39.450	-11,4	3,601	-8,3	42.911	-11,9	3,625	-8,4
Baja tensión	7.521	7,5	9,624	-3,3	77.118	4,3	9,816	-3,0	84.821	4,0	9,811	-2,8
Sistema peninsular	10.932	3,5	7,875	-0,6	116.568	-1,6	7,713	-1,0	127.733	-2,0	7,733	-0,8
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.734	10,8	1,722	-1,8	52.094	21,7	1,387	2,5	56.075	22,3	1,413	2,6
Exportaciones	206	-15,9	0,171	-2,6	3.364	-1,1	0,129	5,8	3.631	0,8	0,132	5,3
Total	4.940	9,4	1,657	-0,6	55.458	20,0	1,311	3,8	59.706	20,7	1,335	3,9

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 2001	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)	21,72	16,03	18,05	30,68	13,40	16,15	16,36	7,87	16,66	15,49	9,16	22,51	12,92	19,85	24,04	37,90	18,674
Db (1.200/-/3-4)	17,86	15,46	17,75	24,79	13,40	11,59	14,49	7,39	16,98	12,80	9,52	16,91	14,79	15,59	16,10	22,64	15,504
Dc (3.500/1.300/4-9)	15,10	13,25	14,51	21,06	10,48	8,98	11,70	6,29	15,91	8,94	19,74	12,59	12,63	11,01	10,88	12,60	12,854
Dd (7.500/2.500/6-9)	13,07	13,31	13,70	19,85	9,61	7,59	11,38	7,13	15,87	8,59	19,24	11,50	11,20	9,99	10,20	9,80	12,002
De (20.000/15.000/9)	8,22	10,62	8,99	18,21	6,86	5,51	9,41	5,43	13,63	5,73	-	7,76	8,19	6,57	9,09	8,28	8,83
Tarifas industriales (c€/kWh, excluido IVA)																	
Ia (30/30/1.000)	11,41	11,59	12,99	7,24	10,27	5,78	9,40	8,71	14,96	12,78	14,58	12,72	10,75	11,30	4,06	5,95	10,28
Ib (50/50/1.000)	11,27	11,48	12,94	7,17	10,27	5,86	8,84	8,68	13,27	12,63	10,04	12,57	10,53	11,92	4,08	5,66	9,83
Ic (160/100/1.600)	9,10	11,03	11,21	6,80	7,25	5,49	8,13	8,01	9,67	10,88	11,77	9,82	8,63	11,02	3,88	6,08	8,67
Id (1.250/500/2.500)	7,34	-	8,94	6,34	6,39	4,74	6,42	6,44	7,30	8,06	11,12	8,08	7,36	7,65	4,21	4,78	7,01
Ie (2.000/500/4.000)	6,16	-	7,69	6,31	5,78	4,24	5,51	5,90	6,56	6,62	10,53	6,84	6,51	6,94	3,75	4,15	6,23
If (10.000/2.500/4.000)	5,82	-	7,07	-	5,41	4,21	5,51	5,90	-	6,18	9,68	4,56	6,51	6,29	3,33	3,53	5,69
Ig (24.000/4.000/6.000)	5,23	-	5,89	-	5,14	3,85	4,77	4,97	-	5,30	8,17	3,99	5,30	5,76	3,11	2,95	4,96
Ih (50.000/10.000/5.000)	5,43	-	5,21	-	5,05	3,15	-	4,64	-	5,34	7,31	4,21	4,76	5,56	3,14	2,81	4,72
Ii (70.000/10.000/7.000)	5,06	-	4,53	-	4,91	3,04	-	4,07	-	4,85	7,12	3,79	4,37	5,29	3,00	2,74	4,40

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

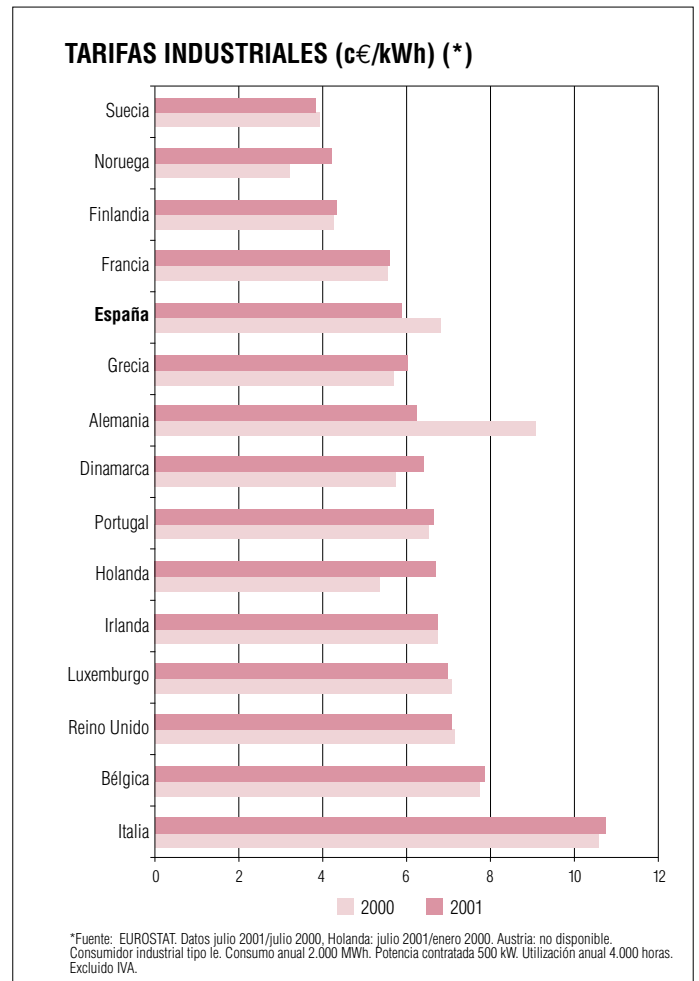
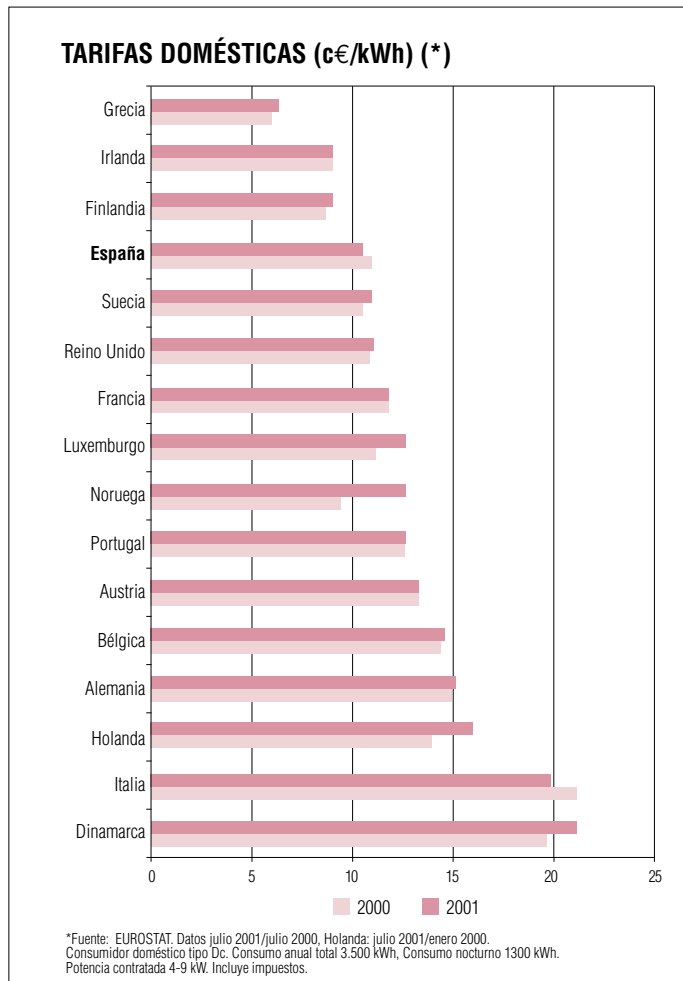
(-) Dato no disponible o confidencial

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 Ic a Ii, 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>