

Boletín Estadístico de

ENERGÍA ELÉCTRICA

DICIEMBRE 2002. N° 55



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	
• Sistema peninsular. Mercado eléctrico. Resumen 2002	

Fuentes de información:

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

Fecha de redacción: 18 de febrero 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 diciembre, el consumo de energía eléctrica ha continuado, al igual que el mes anterior, con un ritmo de crecimiento negativo, alcanzándose una demanda mensual de 18.175 GWh, un 3,2% inferior a la registrada en diciembre del año anterior.
- Este descenso se ha debido en gran medida a las temperaturas registradas en diciembre, más altas que las del año anterior, dando lugar a un efecto negativo sobre la demanda del 7,0%. Por el contrario la laboralidad ha tenido un efecto positivo del 0,7%. Una vez descontados ambos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 3,1%, valor similar a la media de crecimiento durante los once meses del año.
- El crecimiento de la demanda durante el año, se sitúa en el 2,0%, 3,4 puntos por debajo del registrado en el mismo periodo del año anterior. Corregido el efecto conjunto de las temperaturas y la laboralidad, el crecimiento 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.
- Por segundo mes consecutivo, en diciembre se ha registrado un producible hidráulico muy superior a su valor histórico medio. Esto ha propiciado un importante incremento de la producción hidroeléctrica, cuya aportación a la producción bruta mensual se ha situado en un 26,4%, 14,3 puntos superior su aportación media de los anteriores once meses del año. Como consecuen-

cia de este incremento, los grupos térmicos convencionales han reducido su generación situando su aportación a la producción bruta mensual en un 36,6%. Además, durante el mes de diciembre no se ha realizado ninguna actuación programada en los grupos nucleares, por lo que ha mantenido la participación de esta tecnología en el 37,0% de la producción bruta mensual.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre la demanda ha ascendido a 992 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior de tan sólo el 0,4%, muy inferior al 10,3% que se alcanzó en diciembre de 2001. Durante el año 2002, se ha situado el crecimiento acumulado de la demanda en el 3,3%, 4,0 puntos menos que en el mismo periodo de 2001.
- En diciembre el precio medio final en el mercado de producción se ha situado en 2,935 c€/kWh, un 17,4% menos que el mes anterior y un 48,9% inferior al mismo mes del año anterior. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, se ha reducido un 23,4% respecto al mes pasado. Destaca el incremento en el precio de Otros mercados, 0,261 c€/kWh, un 33,2% por encima del registrado en el mes precedente.
- El precio medio acumulado del año se sitúa en 4,571 c€/kWh, un 18,4% superior al registrado en el año anterior, debido al incremento del precio en el mercado diario, un 23,2%, que se ha compensado en parte con la reducción del precio en el conjunto de Otros mercados, un 5,3% y en el precio de Garantía de potencia, un 1,7%.
- El coste medio de adquisición de la energía generada durante el año ha sido de 4,986 c€/kWh, un 17,0% 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 las comercializadoras.
- El precio medio pagado por los distribuidores por la energía adquirida al régimen especial en el año 2002 ha sido 6,691 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 4,824 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 5,239 c€/kWh, un 19,4% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

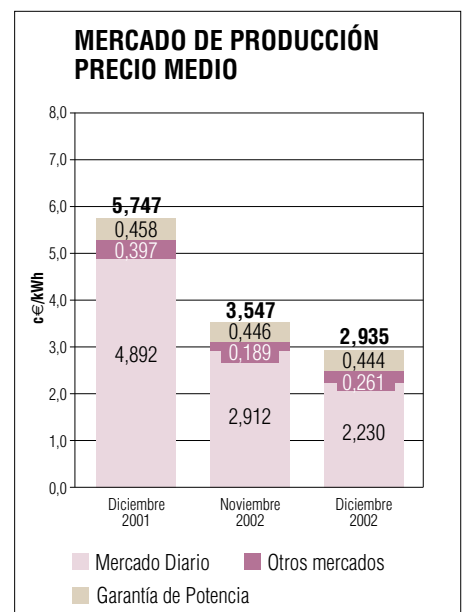
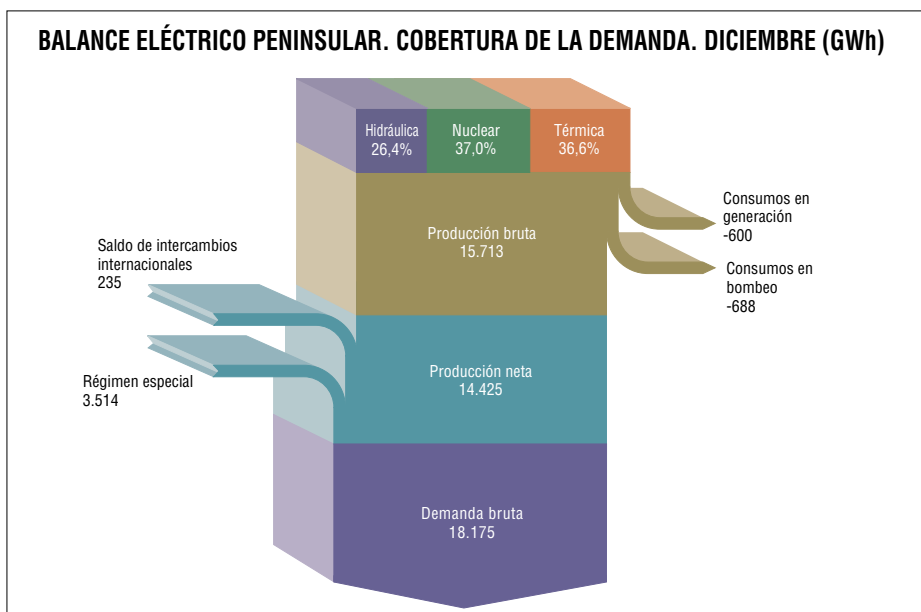
Balance eléctrico	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	14.425	-9,1	170.715	-0,7	170.715	-0,7
Régimen especial	3.514	44,7	33.595	11,5	33.595	11,5
Intercambios internacionales	235	-52,0	5.330	54,1	5.330	54,1
Demanda bruta	18.175	-3,2	209.640	2,0	209.640	2,0
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	959	2,4	11.237	3,7	11.237	3,7
Régimen especial	33	-36,3	731	-1,4	731	-1,4
Demanda bruta	992	0,4	11.969	3,3	11.969	3,3

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

Coste de adquisición de la energía	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	3,773	-38,4	5,239	15,3	5,239	15,3
En el mercado	3,117	-47,4	4,824	17,9	4,824	17,9
Al régimen especial	5,781	-17,7	6,691	6,2	6,691	6,2
Compras otros agentes en el mercado (**)	2,792	-51,2	4,388	22,0	4,388	22,0
Total	3,518	-41,6	4,986	17,0	4,986	17,0

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

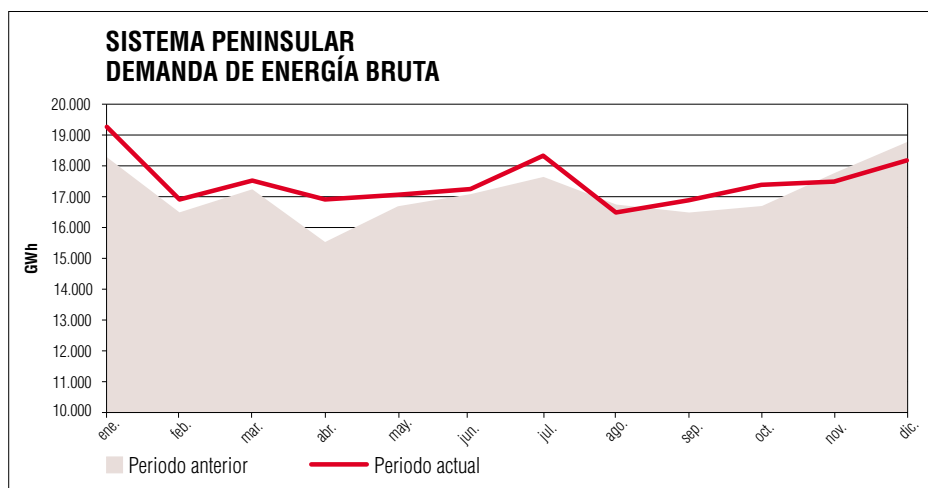
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

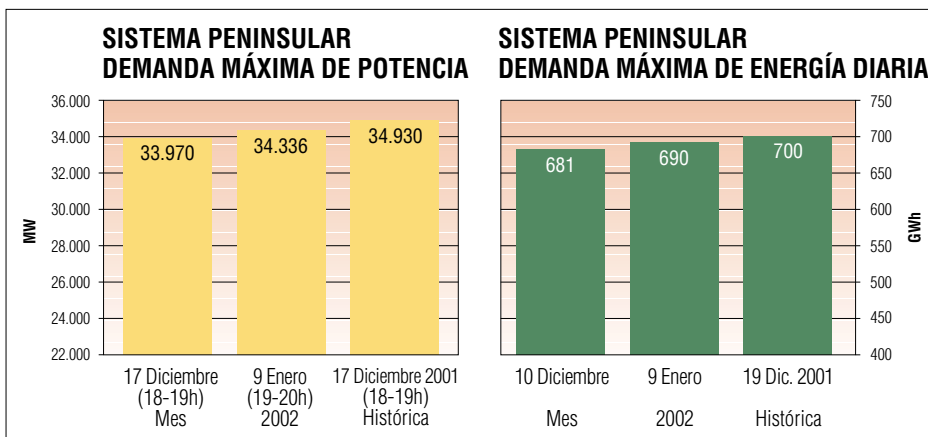
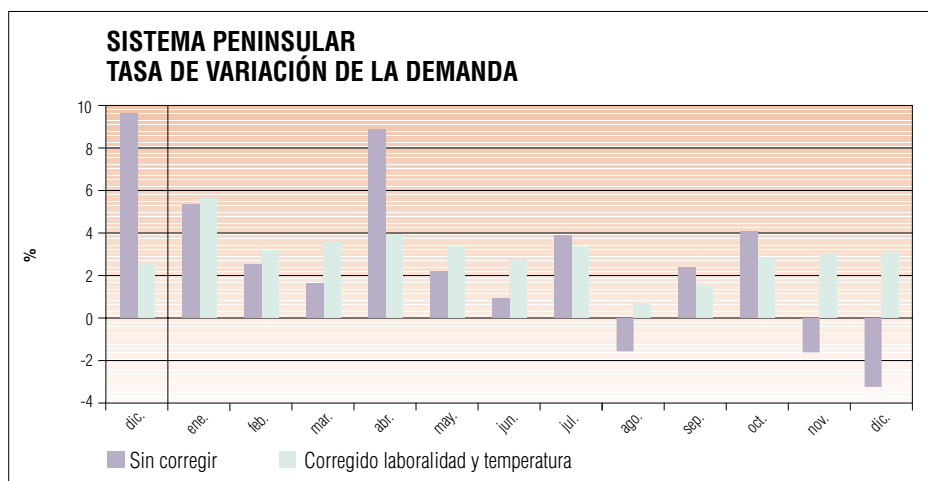
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- En el mes de diciembre, la demanda de energía eléctrica ha decrecido el 3,2% respecto al año anterior, con un total de 18.175 GWh demandados.
 - La laboralidad tuvo una influencia positiva sobre la variación de la demanda, incrementando 0,7 puntos a su crecimiento.
 - En diciembre, las temperaturas han alcanzado valores superiores al valor característico para este periodo y a los valores registrados el mismo mes del año anterior, influyendo negativamente sobre el crecimiento de la demanda en 7,0 puntos. La temperatura media registrada en el mes de diciembre ha sido de 11,5 °C, superior en 5,1 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas han alcanzado un valor medio mensual de 15,1 °C, frente a los 10,9 °C registrados en diciembre de 2001 y las temperaturas mínimas han registrado un valor medio de 8,0 °C, superior a los 2,0 °C 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 3,1%. Esta tasa de crecimiento, es inferior en algo más de medio punto a la que se alcanzó en diciembre de 2001, y similar al crecimiento medio de esta magnitud durante todo el año 2002.
- Tras el dato de diciembre, el crecimiento acumulado de la demanda en el año 2002 se sitúa en el 2,0%, 3,4 puntos por debajo del incremento registrado en el año anterior. En estos doce meses transcurridos del año el efecto de la laboralidad y la temperatura ha sido negativo en un 0,1% y un 1,0%, respectivamente, con lo que 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.
- La demanda máxima de potencia horaria en diciembre se registró el día 17 a las 18 horas con 33.970 MW, 2,7% menos que el máximo registrado en el mismo mes de 2001, ya que este fue el máximo histórico. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se ha registrado en el día 10 con 681 GWh, un 2,7% inferior a la de diciembre del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre la demanda ha ascendido a 992 GWh, un 0,4% superior a la del mismo mes del año anterior. Tras el dato de diciembre, el crecimiento de la demanda durante el año 2002 se ha situado en el 3,3%, 4,0 puntos inferior al registrado el año anterior.



Demanda bruta	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	18.175	-3,2	209.640	2,0	209.640	2,0
Efectos						
Laboralidad	-	0,7	-	-0,1	-	-0,1
Temperatura	-	-7,0	-	-1,0	-	-1,0
Activ. económica y otros	-	3,1	-	3,1	-	3,1
Sistemas extrapeninsulares	992	0,4	11.969	3,3	11.969	3,3

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

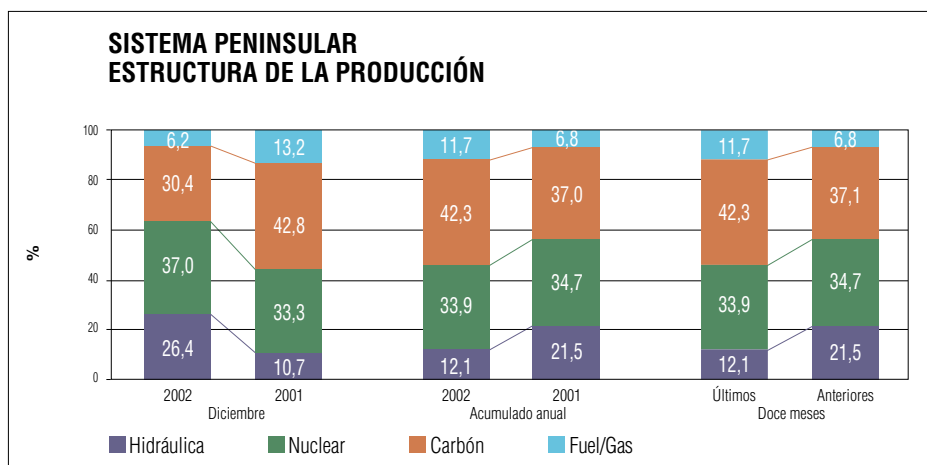
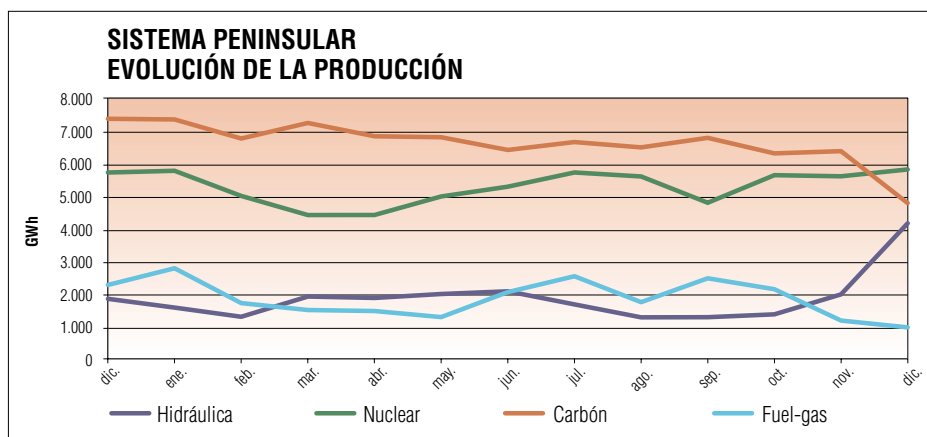
- La producción bruta peninsular ascendió en diciembre a 15.713 GWh, con una tasa de crecimiento negativa respecto al mismo mes del año anterior de un 8,6%, una de las más bajas de los últimos años, debido al fuerte crecimiento registrado en el mismo mes del año anterior.
- La estructura de la producción durante el mes de diciembre ha sufrido un cambio significativo, dado el importante incremento que se ha registrado en la producción hidráulica, cuya aportación bruta del mes se ha situado en el 26,4%, más de 13,3 puntos por encima del mes precedente y 14,3 puntos superior su aportación media de los anteriores once meses del año.
- La grupos nucleares por su parte, han mantenido su producción respecto al mes de noviembre, puesto que no ha existido potencia en revisión, por lo que su peso específico en la producción bruta mensual se ha situado en un 37,0%.
- El incremento de la producción hidráulica ha favorecido la reducción de la utilización del equipo térmico convencional, en especial la de los grupos de carbón que han aportando el 30,4% de la producción bruta mensual, casi doce puntos por debajo de la contribución en el mes anterior. Por su parte, los grupos de fuel-gas han aportado el 6,2% de la producción bruta mensual.
- Durante casi todo el año, la importante sequía que se ha venido arrastrado desde los últimos meses del año 2001, ha propiciado que la aportación a la estructura de producción por parte de la producción hidráulica, sea de tan sólo 12,1%, inferior en más de 9 puntos a la aportación de esta tecnología durante el mismo periodo del año anterior. Esto se ha visto compensado por la producción de los grupos térmicos convencionales, cuya aportación durante este periodo ha sido de un 42,3%, más de cinco puntos por encima de la aportación de esta tecnología en el año anterior.
- En el año 2002, la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 81,4% de la demanda del periodo, 2,2 puntos menos que en el mismo período de 2001. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 16,0%, 1,4 puntos más que el mismo periodo del año anterior, y el saldo importador de los intercambios internacionales el 2,5% restante, 0,9 puntos más que el año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el año 2002 las centrales de fuel han cubierto el 66,3% de la demanda, 2,3 puntos más que en el mismo periodo del año anterior, el carbón ha aportado el 27,6%, 2,0 puntos menos, y la energía adquirida al régimen especial el 6,1% restante, 0,3 puntos menos que durante el año 2001.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.586	4.158	125,7	22.439	-43,1	22.439	-43,1
Nuclear	7.816	5.810	1,6	63.004	-1,1	63.004	-1,1
Carbón	11.565	4.778	-35,1	78.742	15,6	78.742	15,6
Fuel-Gas	11.008	967	-57,4	21.815	76,0	21.815	76,0
Producción bruta	46.975	15.713	-8,6	185.999	1,3	185.999	1,3
Consumos generación		-600	-21,5	-8.328	9,8	-8.328	9,8
Consumos bombeo		-688	22,9	-6.957	68,4	-6.957	68,4
Producción neta		14.425	-9,1	170.715	-0,7	170.715	-0,7
Régimen especial	11.345	3.514	44,7	33.595	11,5	33.595	11,5
Intercambios internacionales		235	-52,0	5.330	54,1	5.330	54,1
Importaciones		893	31,6	9.759	28,6	9.759	28,6
Exportaciones		-658	248,0	-4.429	7,2	-4.429	7,2
Demanda bruta		18.175	-3,2	209.640	2,0	209.640	2,0

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-97,3	1	-61,6	1	-61,6
Carbón	510	287	-10,2	3.542	-3,6	3.542	-3,6
Fuel-oil	2.563	740	8,1	8.504	7,0	8.504	7,0
Producción bruta	3.074	1.027	2,2	12.046	3,7	12.046	3,7
Consumos generación		-68	-0,2	-809	3,6	-809	3,6
Producción neta		959	2,4	11.237	3,7	11.237	3,7
Régimen especial	224	33	-36,3	731	-1,4	731	-1,4
Demanda bruta		992	0,4	11.969	3,3	11.969	3,3

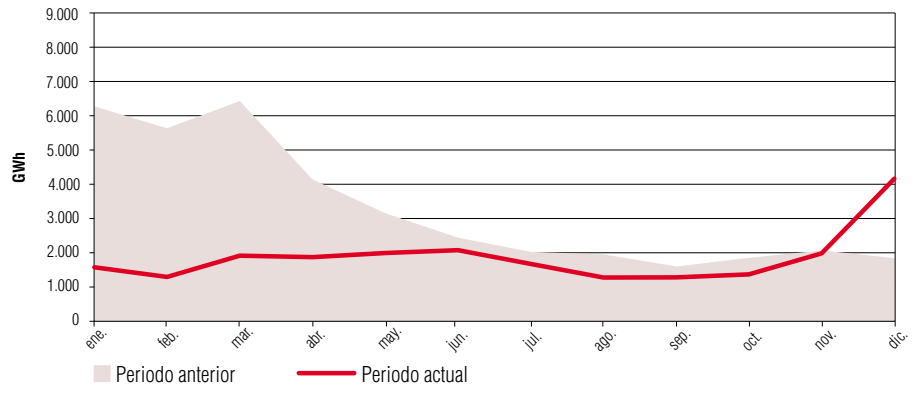
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Producción hidroeléctrica

- Roto el periodo de sequía que se venía registrando hasta el mes anterior, durante el mes de diciembre se ha alcanzado el producible hidráulico más elevado desde el mes de marzo de 2001. Esto ha desencadenado un importante incremento en la producción hidroeléctrica, que en este mes se ha situado en 4.158 GWh, valor superior en más del doble a la registrada el mismo mes del año anterior. Esto supone, un importante incremento de esta generación en la estructura de producción bruta mensual, 26,4%, 13,3 puntos por encima del mes precedente y 14,3 puntos superior su aportación media de los anteriores once meses del año.
- La producción hidroeléctrica acumulada se ha situado en 22.439 GWh, 43,1% inferior a la del mismo periodo del año anterior, y ha aportado el 12,1% de la producción bruta, más de nueve puntos inferior a la aportada en el periodo enero-diciembre de 2001.
- En diciembre, por primera vez durante el año, todas las cuencas hidrográficas a excepción de la del Guadiana y del Guadalquivir, han incrementado su producción respecto al año anterior, con ascensos máximos de hasta casi cuatro veces más en la cuenca del Norte, seguida por la cuenca de Tajo-Júcar-Segura y Ebro con un aumento de más del doble en su producción bruta mensual.
- En los doce meses transcurridos del año, debido a la importante sequía registrada durante más de la primera mitad del año, el descenso de la producción hidroeléctrica ha tenido una incidencia ligeramente mayor en las cuencas de la mitad norte peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica total se ha situado en el 78,1%, 0,2 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior.
- Durante este mes se registraron precipitaciones en toda la península, concentrándose principalmente en la segunda quincena del mes. Estas precipitaciones fueron significativamente superiores al valor habitual en la zona Noroeste, Centro-Levante y Andalucía.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de diciembre se sitúa por encima de la media, registrándose una energía producible en el mes de 6.051 GWh, el 85,2% por encima del producible característico para este mes.
- En el periodo enero-diciembre la energía producible acumulada ha sido 21.254 GWh, inferior en un 27,8% al valor

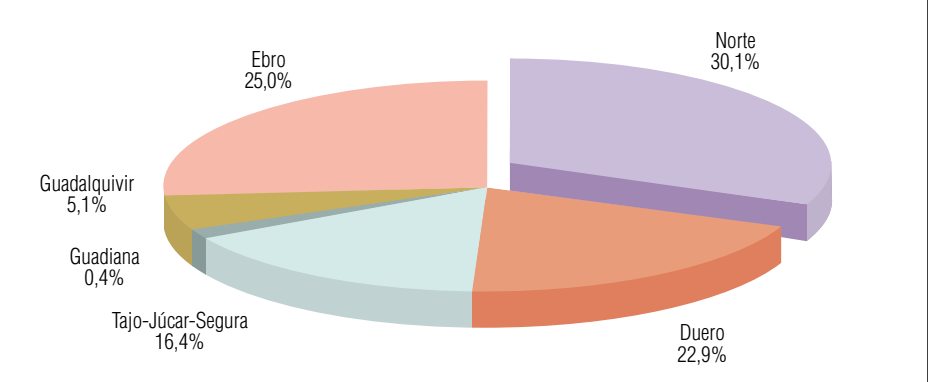
**SISTEMA PENINSULAR
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**



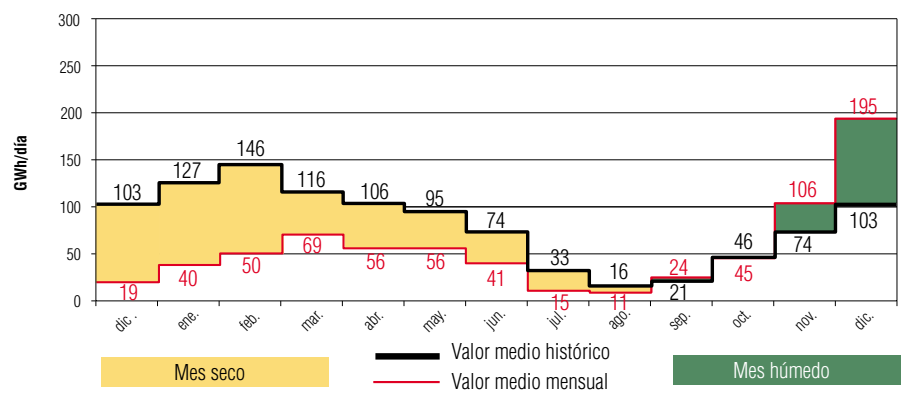
Producción bruta Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	1.554	256,2	6.749	-42,0	6.749	-42,0
Duro	3.556	1.079	84,8	5.147	-55,0	5.147	-55,0
Tajo-Júcar-Segura	4.104	786	100,8	3.683	-48,5	3.683	-48,5
Guadiana	233	2	-93,9	91	-57,7	91	-57,7
Guadalquivir	1.016	94	-4,4	1.149	-14,5	1.149	-14,5
Ebro	3.483	643	112,6	5.619	-26,6	5.619	-26,6
Sistema peninsular	16.586	4.158	125,7	22.439	-43,1	22.439	-43,1
Canarias	1	0	-97,3	1	-61,6	1	-61,6
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-97,3	1	-61,6	1	-61,6

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

**SISTEMA PENINSULAR
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR CUENCAS. ACUMULADO ANUAL**



**SISTEMA PENINSULAR
ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIBLE**



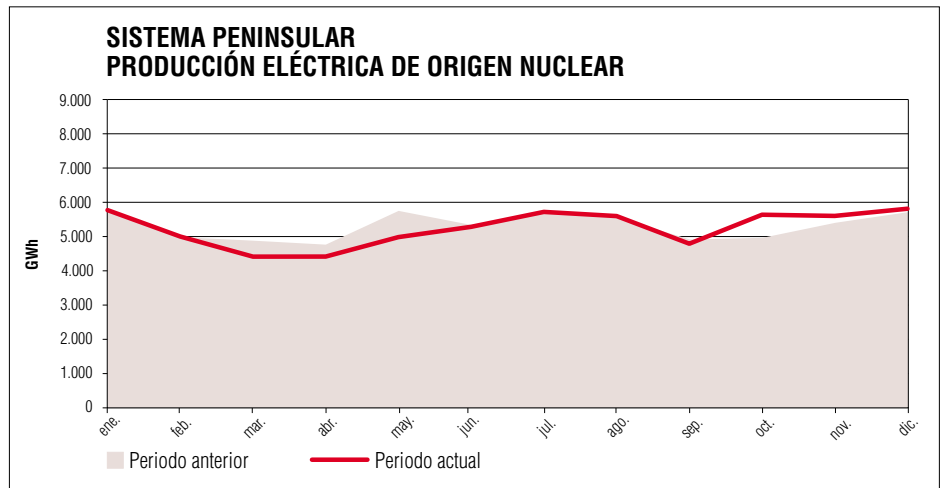
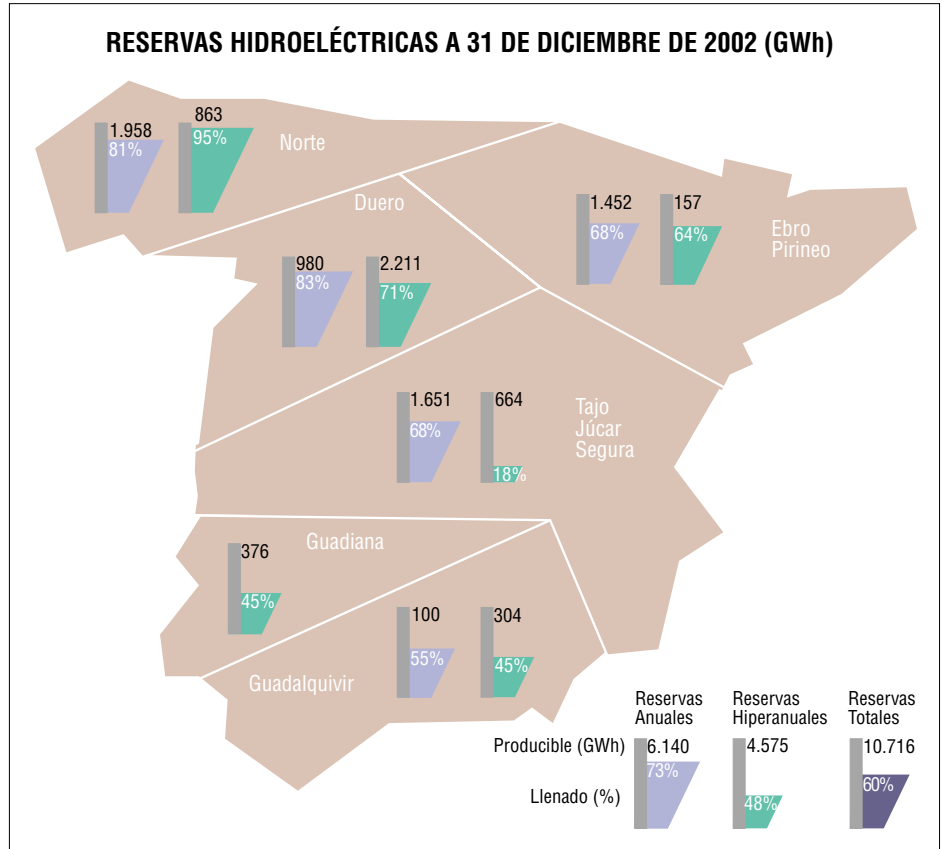
Energía hidráulica producible: es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir en base a las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado periodo de tiempo.

característico para este periodo, muy por debajo del producible que se registró en el mismo periodo de 2001, que se situó en un 14% por encima del valor medio histórico.

- El volumen de reservas se situaba al finalizar el mes en 10.716 GWh, un 28,5% por encima del que existía a finales de noviembre. Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 59,9% de la capacidad total, 13,3 puntos superior al registrado a finales del mes pasado, y superior, también, al 36,2% que se alcanzó al finalizar diciembre de 2001.
- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 6.140 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 73,5%, 27,1 puntos más que en el mes de noviembre y 42,6 puntos más que al finalizar el año anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 82,6% en la cuenca de Duero y un mínimo del 55,4% en la cuenca Guadalquivir.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se han elevado al finalizar el mes a 4.575 GWh y ha alcanzado un nivel de llenado del 47,9%, 11,1 puntos superior al del mes precedente y 7,1 puntos inferior al registrado al finalizar diciembre de 2001. Por cuencas, el máximo nivel de llenado correspondió a la cuenca Norte, con un porcentaje superior al 94,9%, mientras que el valor mínimo se ha registrado en la Tajo-Júcar-Segura, la de mayor capacidad, que apenas ha alcanzado el 17,6%.

Producción nuclear

- En el mes de diciembre la producción de origen nuclear ha ascendido a 5.810 GWh, un 1,6% superior a la del mismo mes del año anterior y un 11,8% por encima de la generación media de esta tecnología durante los anteriores once meses del año.
- Esta generación ha representado una aportación a la cobertura de la producción bruta mensual del 37,0%, valor superior en más de tres puntos a su contribución media tanto en términos acumulados como interanuales.
- Durante el mes de diciembre no ha habido ninguna actuación programada, por lo que se han elevado los valores del coeficiente de disponibilidad y del factor de carga en el mes. Así, el coeficiente de disponibilidad se ha situado en diciembre en el 99,8%, y el factor de carga ha alcanzado el 99,9%, ambos porcentajes han sido los más elevados de todo el año.
- La producción acumulada del equipo nuclear hasta el mes de diciembre ha sido de 63.004 GWh, un 1,1% inferior a la del mismo periodo del año anterior, consecuencia de la mayor concentración de actuaciones programadas en



Producción bruta Nuclear	Potencia	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	-0,7	1.009	-10,4	1.009	-10,4
Garoña	466	343	-0,9	3.997	11,8	3.997	11,8
Almaraz I	974	724	-0,1	7.733	-8,6	7.733	-8,6
Ascó I	1.028	762	-0,2	8.795	8,3	8.795	8,3
Almaraz II	983	719	-1,2	8.447	7,2	8.447	7,2
Cofrentes	1.025	813	16,9	8.187	-4,7	8.187	-4,7
Ascó II	1.027	743	-2,5	8.134	-0,3	8.134	-0,3
Vandellós II	1.087	802	1,0	8.345	-11,0	8.345	-11,0
Trillo I	1.066	793	0,3	8.356	-0,8	8.356	-0,8
Sistema peninsular	7.816	5.810	1,6	63.004	-1,1	63.004	-1,1

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

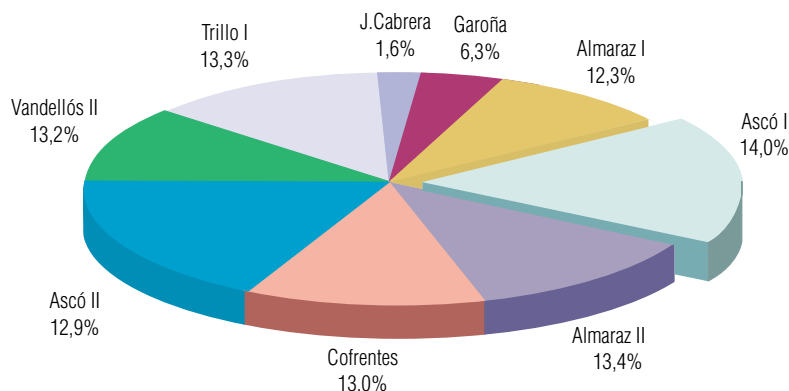
las centrales durante este año. Esta generación ha cubierto el 33,9% de la producción bruta del periodo, 0,8 puntos menos que en el mismo periodo de 2001.

- Los valores del coeficiente de disponibilidad y factor de carga registrados en diciembre han situado los valores acumulados de estas magnitudes en el 93,8% y 92,0%, respectivamente. Estos valores son inferiores en algo más de un punto a los registrados durante el año 2001, debido al mayor número de actuaciones programadas en este año.
- Durante el mes se han fabricado un total de 41 elementos combustible tipo PWR para Almaraz II. También se han fabricado 94 elementos tipo BWR para la central Alemana de Gundremmingen. En diciembre se han importado 20 elementos combustibles, tipo PWR para la central de Trillo I.
- El 31 de diciembre de 2000 finalizó la actividad productiva de las explotaciones mineras de ENUSA en Saelices-Ciudad Rodrigo. Durante un período aproximado de tres años se mantendrá una producción residual de concentrados de uranio. En diciembre no ha habido producción residual de concentrados de uranio.

Producción térmica convencional

- La producción de los grupos térmicos convencionales en el mes de diciembre ha ascendido a 5.744 GWh, un 40,4% menos que el mismo mes del año anterior. Este importante descenso de debe en gran medida al incremento de generación hidroeléctrica, junto con la importante adquisición de energía del régimen especial.
- La generación de diciembre representa una aportación a la producción bruta mensual del 36,6%, inferior en 19,4 puntos a la de diciembre del año anterior y 19,1 puntos inferior a su aportación media en el periodo enero-noviembre de este año.
- La producción térmica convencional acumulada durante el año, ha ascendido a 100.557 GWh, un 24,9% superior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 54,0% de la producción bruta, muy por encima del 43,8% que aportó en el periodo enero-diciembre del año anterior.
- Por tecnologías, en el periodo enero-diciembre las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 65,2% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 13,1%, casi tres puntos más que en el año anterior, mientras que las centrales de fuel-gas han aportado el 21,7% restante, más de seis puntos que en el periodo enero-diciembre de 2001
- La distribución de la producción térmica en función del combustible realmen-

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



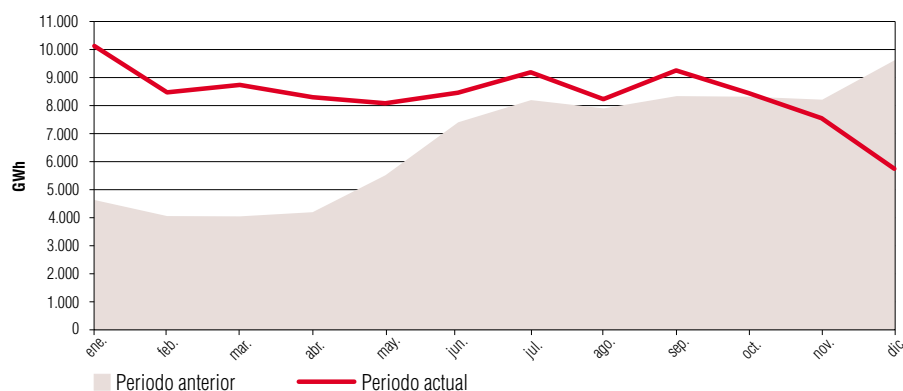
Grupo	Diciembre			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	93,9	0,0	0,1	72,0	17,1	5,3
Garoña	98,9	0,0	0,0	97,9	0,0	0,6
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	90,7	6,6	0,4
Ascó I	99,6	0,0	0,0	97,7	0,0	0,5
Almaraz II	98,3	0,0	0,0	98,1	0,0	0,0
Cofrentes	100,0	0,0	0,0	91,1	7,8	1,7
Ascó II	97,2	0,0	1,7	90,4	6,2	0,7
Vandellós II	99,2	0,0	0,0	87,6	9,0	0,3
Trillo I	99,9	0,0	0,0	89,5	9,9	0,1
Sistema peninsular	99,9	0,0	0,2	92,0	5,6	0,6

Combustible nuclear	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	0	0
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	41	235	235
Exportación	0	242	242
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	116	116
Exportación	94	191	191
Nº elementos importación:			
PWR	20	44	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



te utilizado en cada central presenta notables diferencias respecto al reparo 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 el periodo enero-diciembre, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbonos autóctonos fue el 37,2% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 40,9% y la de fuel-gas el 21,9%.

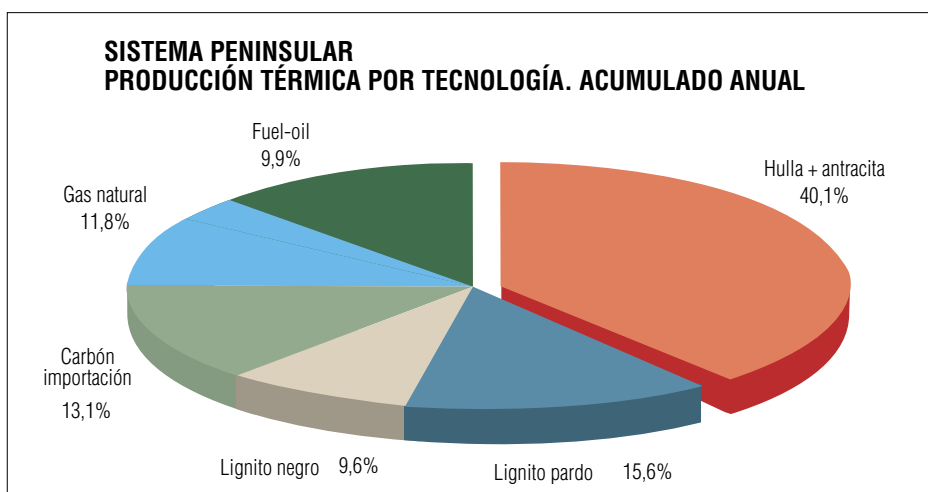
- En los doce meses transcurridos del año, todas las tecnologías han aumentado su producción respecto al mismo periodo del año anterior, destacando el elevado incremento de los grupos de gas natural cuya producción ha sido algo más del doble a la del periodo enero-diciembre de 2001, esto ha sido debido a la incorporación de seis grupos de ciclo combinado en la producción de régimen ordinario, lo que ha supuesto un incremento de la potencia bruta total instalada en el sistema de 2.794 MW.
- La mayor utilización del equipo térmico en el conjunto de los meses desde enero a diciembre, ha situado el factor de carga del periodo en el 50,9%, nueve puntos más que en el año anterior. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en el mismo periodo ha sido del 78,9%, valor inferior al 86,8% registrado en el periodo enero-diciembre de 2001.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el periodo enero-diciembre 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 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	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	2.374	-38,6	40.295	16,2	40.295	16,2
Lignito pardo	2.031	944	-31,3	15.646	9,9	15.646	9,9
Lignito negro	1.502	477	-42,1	9.609	48,6	9.609	48,6
Carbón importación	1.944	982	-24,4	13.193	3,8	13.193	3,8
Gas natural (*)	6.376	790	9,1	11.819	118,1	11.819	118,1
Fuel-oil	4.632	177	-88,5	9.996	43,2	9.996	43,2
Sistema peninsular	22.573	5.744	-40,4	100.557	24,9	100.557	24,9
Carbón	510	287	-10,2	3.542	-3,6	3.542	-3,6
Fuel-oil	2.563	740	8,1	8.504	7,0	8.504	7,0
Sistemas extrapeninsulares	3.073	1.027	2,3	12.045	3,7	12.045	3,7

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



Tecnología	Factor de carga %	Diciembre		Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.	Factor de carga %	Indisponibilidad % Programada No program.
Hulla + antracita	52,4	0,0	4,6	75,6	3,8 7,6
Lignito pardo	62,5	0,0	1,6	87,9	0,2 1,8
Lignito negro	42,7	0,0	2,5	73,0	0,0 7,0
Carbón importación	67,9	0,0	1,6	77,5	3,4 7,1
Gas natural (*)	16,6	0,0	4,9	27,0	3,0 22,4
Fuel-oil	5,1	0,0	41,0	24,6	0,2 47,1
Sistema peninsular	34,2	0,0	12,5	50,9	2,1 19,0
Carbón	75,6	0,1	0,0	79,3	0,5 0,7
Fuel-oil	38,8	6,0	3,7	37,4	4,3 3,6
Sistemas extrapeninsulares	44,9	5,1	3,1	49,0	4,1 3,7

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

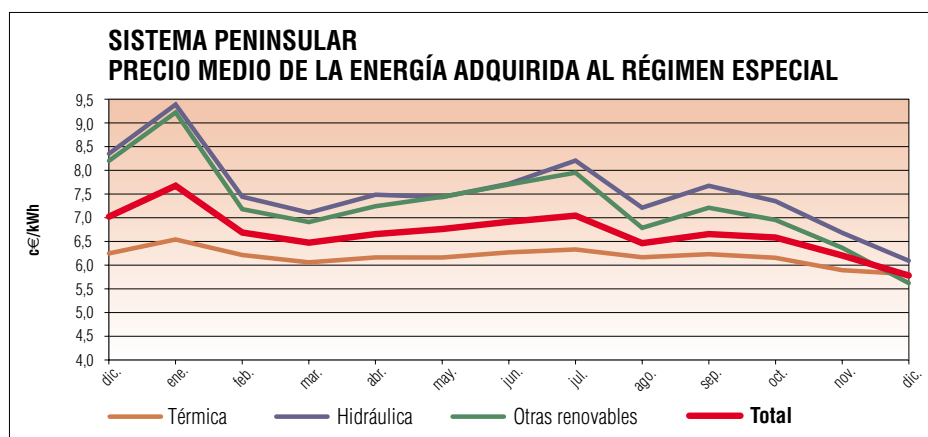
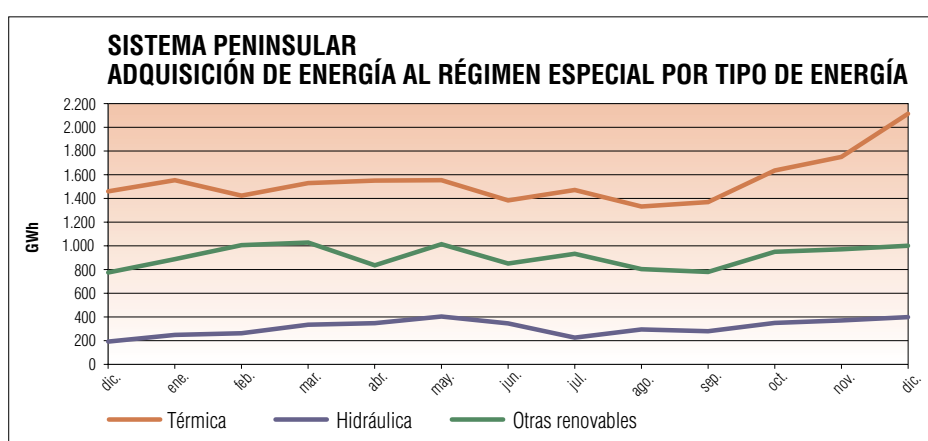
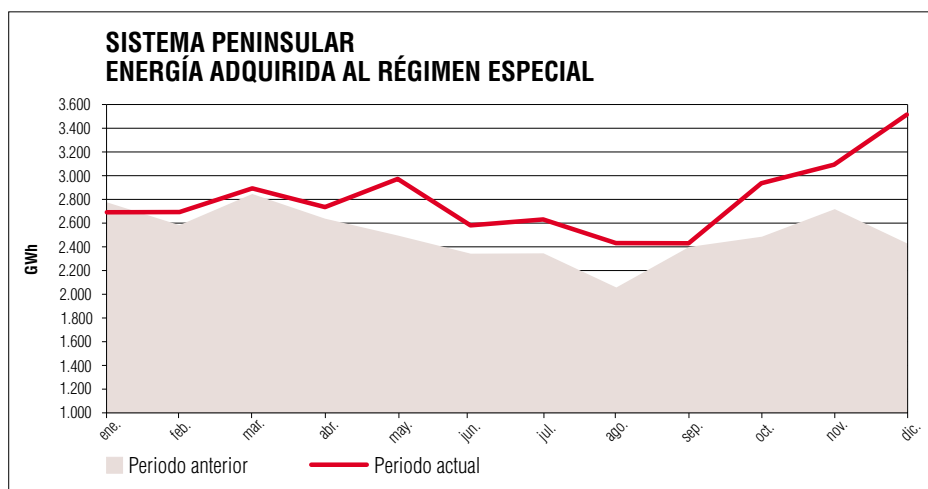
Combustible	Diciembre			Acumulado anual			Últimos doce meses				
	Consumo kTEC	Δ%	Stock kTEC	Energía (*) GWh	Consumo kTEC	Δ%	Energía (*) GWh	Consumo kTEC	Δ%	Energía (*) GWh	
Hulla + antracita	518	-47,5	1.906	-11,5	1.455	9.393	-1,5	25.994	9.393	-1,5	25.994
Lignito pardo	92	-62,9	32	-41,7	234	2.607	-3,8	6.347	2.607	-3,8	6.347
Lignito negro	63	-177,0	756	-28,2	200	1.707	30,0	5.079	1.707	30,0	5.079
Carbón importación	1.107	-10,9	2.585	41,0	3.216	14.456	28,7	41.125	14.456	28,7	41.125
Gas natural (**)	101	-45,6	-	-	371	3.216	106,7	10.267	3.216	106,7	10.267
Gas siderúrgico	12	-67,4	-	-	32	448	-5,9	1.113	448	-5,9	1.113
Fuel-oil	80	-86,1	735	77,4	236	3.569	30,6	10.633	3.569	30,6	10.633
Sistema peninsular	1.972	-42,5	6.014	9,2	5.744	35.397	19,7	100.557	35.397	19,7	100.557
Carbón	88	-17,1	235	5,8	287	1.125	-1,2	3.542	1.125	-1,2	3.542
Fuel-oil	171	13,4	109	-10,9	740	1.995	10,8	8.504	1.995	10,8	8.504
Sistemas extrapeninsulares	259	0,9	344	-0,1	1.027	3.120	6,1	12.045	3.120	6,1	12.045

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 diciembre, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 3.514 GWh, superando en 13,6% al valor máximo registrado el mes anterior.
- Tras el dato de diciembre, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 33.595 GWh, supera en un 11,5% al del mismo período del año anterior, algo menos de tres puntos por debajo del crecimiento interanual alcanzado durante el año 2001. Este volumen de energía ha aportado el 16,0% de la demanda de los últimos doce meses, 1,4 puntos superior a su contribución en el mismo periodo 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 27,1% y han aportado el 32,9% del total de energía adquirida en el periodo, 4,0 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en diciembre el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 33 GWh, un 36,3% menos que en el mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses las adquisiciones de energía adquirida al régimen especial se ha reducido en 1,4% respecto al mismo periodo del año anterior y han aportado el 6,1% de la demanda anual, aportación inferior en 0,3 puntos a la contabilizada en diciembre de 2001 para el mismo periodo.
- En diciembre, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se ha situado en 5,781 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,691 c€/kWh, un 6,2% superior al del mismo periodo del año anterior.
- Por tipo de combustible, en los últimos doce meses el mayor precio correspondió a la energía procedente de las centrales hidráulicas 7,409 c€/kWh, mientras que la energía adquirida a otras renovables costó 7,211 c€/kWh, y la procedente de centrales térmicas 6,196 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	Diciembre				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	5.667	2.114	44,8	5,811	-7,0	18.667	9,0	6,196	1,1	18.667	9,0	6,196	1,1
Hidráulica	1.431	399	107,1	6,094	-27,0	3.866	-9,8	7,409	12,9	3.866	-9,8	7,409	12,9
Otras renovables	4.247	1.001	29,1	5,622	-31,4	11.062	27,1	7,211	10,9	11.062	27,1	7,211	10,9
Sistema peninsular	11.345	3.514	44,7	5,781	-17,7	33.595	11,5	6,691	6,2	33.595	11,5	6,691	6,2
Térmica	82	21	177,0	-	-	374	43,2	-	-	374	43,2	-	-
Hidráulica	0,5	0,1	-56,8	-	-	1,7	-36,1	-	-	1,7	-36,1	-	-
Otras renovables	133	11	-64,1	-	-	355	-25,6	-	-	355	-25,6	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	224	33	-36,3	-	-	731	-1,4	-	-	731	-1,4	-	-

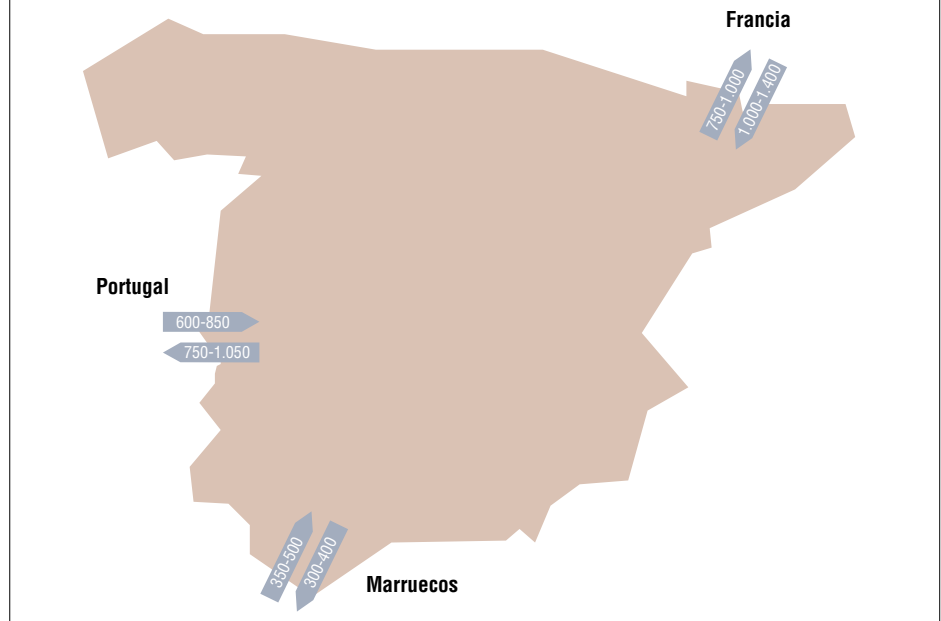
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

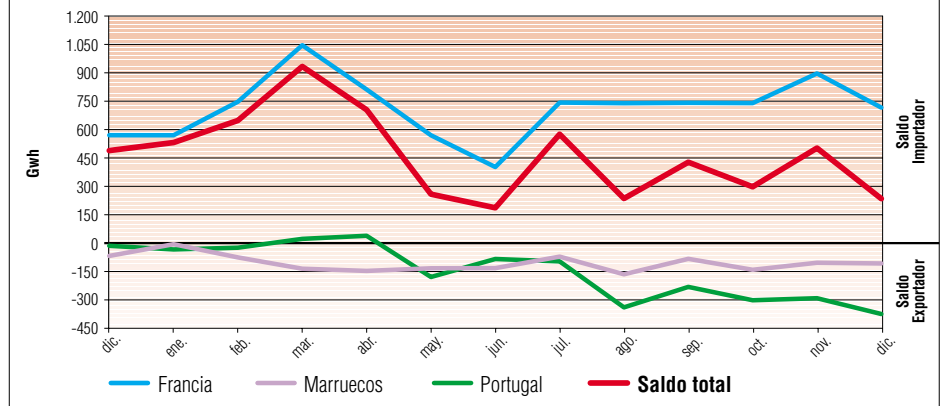
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de diciembre ha ascendido a 1.552 GWh, un 78,8% más que en el mismo mes de 2002. El 57,6% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 235 GWh.
- El 77,3% 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 diciembre a 315 GWh, el 20,3% del total, mientras que el volumen de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,4% restante.
- En diciembre, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes ha correspondido a operaciones con la frontera de Francia con 524 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 555 GWh, Marruecos, 73 GWh, y Andorra, 47 GWh.
- En el periodo enero-diciembre, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 14.188 GWh, un 21,0% más que en el mismo periodo del año anterior. El 62,3% de esta energía corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 1.590 GWh. El 7,6% 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 35,8% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 3.703 GWh y los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,9% del volumen y aportó un saldo importador de 37 GWh.
- Tras el dato de diciembre, el saldo acumulado de los intercambios internacionales ha sido importador en 5.330 GWh, un 60,7% superior al registrado en el mismo periodo del año 2001, debido principalmente a la variación del signo de los intercambios realizados por los agentes, que han importado un 43,9% por encima de sus exportaciones.
- El 50,2% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, durante el periodo enero-diciembre ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 37,6% con Portugal, el 8,8% con Marruecos y el 3,4% restante con Andorra.
- En el mes de diciembre, 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 DICIEMBRE 2002 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Diciembre			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-47	-47	0	-299	-299	0	-299	-299
Francia	483	-9	474	4.248	-20	4.228	4.248	-20	4.228
Marruecos	0	-73	-73	69	-707	-638	69	-707	-638
Portugal	50	-422	-372	354	-2.466	-2.112	354	-2.466	-2.112
Mercado: Agentes	533	-552	-18	4.670	-3.492	1.178	4.670	-3.492	1.178
Francia	270	0	270	4.392	0	4.392	4.392	0	4.392
Marruecos	0	-45	-45	0	-689	-689	0	-689	-689
Mercado: Contratos REE	270	-45	224	4.392	-689	3.703	4.392	-689	3.703
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	32	0	32	170	0	170	170	0	170
Marruecos	0	0	0	4	0	4	4	0	4
Portugal	35	-48	-13	370	-132	238	370	-132	238
Contratos bilaterales	67	-48	19	544	-132	412	544	-132	412
Andorra	2	0	2	8	0	8	8	0	8
Francia	0	-13	-13	61	-41	19	61	-41	19
Marruecos	11	0	11	29	-3	26	29	-3	26
Portugal	10	0	10	55	-72	-17	55	-72	-17
Apoyo y desvíos	23	-13	10	153	-116	37	153	-116	37
Total intercambios	893	-658	235	9.759	-4.429	5.330	9.759	-4.429	5.330

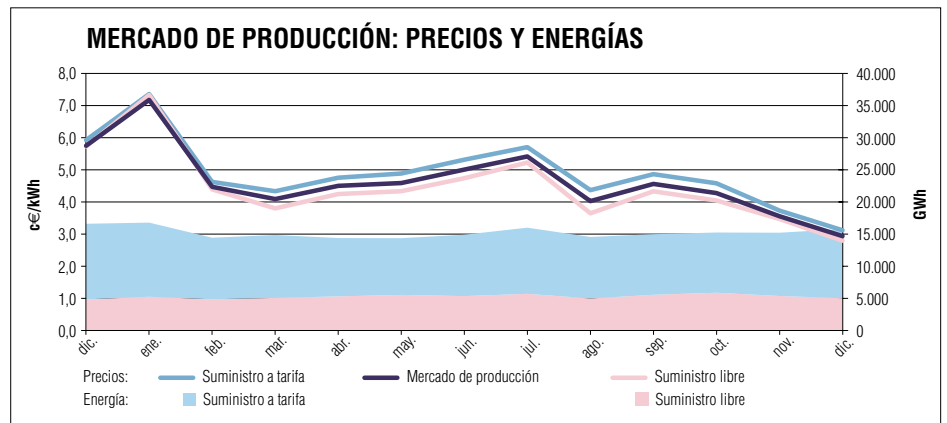
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Los precios en el mercado de producción, durante el mes de diciembre han alcanzado los valores más bajos del año, continuando con la trayectoria descendente que se viene observando desde el mes de septiembre.
- El precio medio ha sido 2,935 c€/kWh, un 17,4% menos que el mes pasado, y la demanda se elevó a 16.440 GWh. Respecto de diciembre de 2001, el precio ha disminuido un 48,9%, frente a un disminución del 12,0% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 4,571 c€/kWh, un 18,4% superior al registrado hace un año para el mismo periodo.
- Las compras de los distribuidores destinadas al suministro a tarifa y las exportaciones de los contratos de Red Eléctrica han sumado 10.753 GWh, lo que supone una disminución del 8,6% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 3,117 c€/kWh, un 16,4% menor que el mes anterior y un 47,4% menos que el mismo mes de 2001.
- Las compras de comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.021 GWh, un 6,3% menos que el mes pasado y un 3,9% más que hace un año. Esta cifra representa el 33,1% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 2,792 c€/kWh, cifra que aunque registra una evolución similar a la del precio del suministro a



Precios	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/nov.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	2,935	-17,4	-48,9	4,571	18,4	4,571	18,4
Mercado diario	2,230	-23,4	-54,4	3,891	23,2	3,891	23,2
Otros mercados	0,261	33,2	-34,1	0,229	-5,3	0,229	-5,3
Garantía de potencia	0,444	-0,4	-3,1	0,451	-1,7	0,451	-1,7
Suministro a tarifa (**)	3,117	-16,4	-47,4	4,824	17,9	4,824	17,9
Mercado diario	2,234	-23,6	-54,5	3,914	23,4	3,914	23,4
Otros mercados	0,325	34,9	-27,1	0,268	-4,0	0,268	-4,0
Garantía de potencia	0,558	-1,1	-0,5	0,641	0,1	0,641	0,1
Suministro libre (***)	2,792	-19,5	-51,2	4,388	22,0	4,388	22,0
Mercado diario	2,279	-23,3	-54,5	3,958	24,5	3,958	24,5
Otros mercados	0,255	18,1	-43,1	0,271	6,0	0,271	6,0
Garantía de potencia	0,258	-7,5	-4,1	0,159	-1,2	0,159	-1,2

Energías	Diciembre			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/nov.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	16.440	4,1	-12,0	188.884	3,0	188.884	3,0
Suministro a tarifa (**)	10.753	9,3	-8,6	117.598	1,1	117.598	1,1
Suministro libre (***)	5.021	-6,3	3,9	63.823	2,3	63.823	2,3
Contratos bilaterales	113	-24,3	1.101,1	661	-42,8	661	-42,8

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

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

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

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

Día	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Media
D1	2,376	2,242	2,142	2,108	2,050	1,897	1,882	1,359	1,288	2,171	2,195	2,245	2,238	2,249	2,259	2,255	2,208	2,313	2,631	2,609	2,618	2,652	2,539	2,690	2,252
L2	2,418	2,151	2,038	1,986	1,895	1,908	2,129	2,509	3,604	3,905	3,711	3,605	3,280	3,261	2,535	2,740	3,446	3,580	4,175	5,007	4,919	3,979	3,307	3,169	3,246
M3	2,432	2,148	2,132	2,112	2,064	2,036	2,135	2,620	3,260	3,903	3,965	4,107	4,146	3,306	2,449	2,715	2,936	3,558	4,695	4,909	4,766	4,103	2,790	2,643	3,257
X4	2,804	2,319	2,131	2,097	2,090	2,090	2,129	2,454	2,670	3,288	3,700	3,486	3,333	3,364	2,496	2,614	2,803	2,652	4,546	4,879	4,114	2,994	2,578	2,518	2,957
J5	2,972	2,254	2,167	2,180	2,086	2,073	2,191	2,402	3,253	4,033	4,457	4,438	3,985	2,681	2,917	3,174	3,326	3,673	4,632	4,905	3,915	3,531	2,626	2,857	3,309
V6	2,629	2,391	2,198	2,172	2,169	2,157	2,126	2,116	2,253	2,289	2,708	2,760	2,895	2,876	2,757	2,599	2,543	2,776	3,107	3,619	3,444	3,593	3,142	3,227	2,729
S7	2,445	2,257	2,114	2,075	2,027	1,873	1,907	2,027	2,238	2,340	2,716	2,704	2,682	2,433	2,394	2,373	2,368	2,487	2,884	2,874	2,879	2,922	2,696	2,751	2,471
D8	2,780	2,567	2,259	2,191	2,161	2,124	2,087	1,950	2,054	2,443	2,483	2,561	2,545	2,600	2,517	2,474	2,357	2,447	3,268	3,415	3,692	3,713	3,383	3,257	2,696
L9	3,069	2,518	2,398	2,257	2,254	2,270	2,442	2,820	3,172	3,309	4,078	4,235	4,226	4,001	3,336	3,399	3,569	4,299	6,635	6,649	4,583	4,270	3,451	3,261	3,730
M10	2,832	2,519	2,347	2,238	2,194	2,194	2,305	2,800	4,051	4,234	4,355	4,405	4,325	4,218	3,354	3,687	3,943	4,393	4,723	4,921	4,736	4,561	3,501	3,438	3,694
X11	2,687	2,604	2,377	2,216	2,128	2,125	2,483	2,774	4,038	4,103	4,410	4,440	4,427	4,210	3,719	3,892	4,298	4,566	4,726	4,738	4,516	4,418	3,611	3,031	3,692
J12	2,721	2,624	2,192	2,165	2,127	2,111	2,443	2,758	4,120	4,165	4,459	4,478	4,482	4,277	3,324	3,980	4,201	4,460	4,729	4,700	4,717	4,527	3,852	3,709	3,728
V13	3,038	2,767	2,252	2,307	2,154	2,153	2,521	2,864	4,354	4,407	4,503	4,452	4,416	4,454	3,699	4,094	4,598	4,704	5,045	5,088	4,708	4,540	3,594	3,583	3,827
S14	2,752	2,655	2,488	2,360	2,290	2,258	2,226	2,147	2,144	2,310	2,600	2,687	2,705	2,857	2,743	2,671	2,606	2,786	3,040	3,576	3,613	3,592	3,381	3,544	2,786
D15	2,407	2,237	2,211	2,188	2,120	2,005	1,994	1,852	1,661	2,036	2,060	2,295	2,345	2,310	2,418	2,444	2,416	2,674	2,843	2,860	3,764	3,911	3,454	3,540	2,565
L16	2,830	2,486	2,212	2,191	2,146	2,151	2,356	2,863	3,502	3,209	3,169	3,363	3,600	3,388	2,659	2,801	2,915	2,868	4,647	4,722	4,241	3,144	2,691	2,360	3,098
M17	2,709	2,210	2,142	2,112	2,096	2,095	2,179	2,557	3,255	3,357	3,352	3,366	3,329	3,337	2,963	3,052	3,463	4,183	4,829	4,821	4,269	3,442	2,635	2,823	3,206
X18	2,364	2,226	2,148	2,132	2,107	2,097	2,179	2,460	3,027	3,229	3,444	3,357	3,578	3,333	3,080	3,296	3,228	3,209	4,113	4,356	3,438	3,422	3,018	2,877	3,051
J19	2,839	2,597	2,258	2,161	2,135	2,137	2,328	2,772	4,000	4,034	4,187	4,169	4,176	4,098	3,760	4,020	4,758	4,785	5,240	5,271	4,274	4,183	3,812	3,726	3,736
V20	2,837	2,467	2,246	2,234	2,116	2,044	2,200	2,692	3,299	3,562	3,769	3,758	3,704	3,714	3,062	3,272	3,283	3,751	4,366	4,535	3,860	3,383	3,170	3,077	3,240
S21	2,333	2,072	1,727	1,691	1,626	1,554	1,548	1,599	1,608	1,708	2,154	2,300	2,239	2,150	2,157	1,847	1,828	2,208	2,655	3,234	3,281	3,084	2,311	2,262	2,176
D22	2,137	1,761	1,818	1,616	1,377	1,277	1,252	0,948	0,936	1,541	1,771	1,770	1,937	2,010	2,070	1,871	1,819	2,103	2,352	2,834	3,152	3,487	2,535	2,336	2,011
L23	2,050	1,856	1,584	1,403	1,215	1,206	1,697	2,182	2,763	2,635	3,408	3,385	3,442	3,469	2,928	2,951	2,875	3,524	5,087	5,213	4,878	3,918	3,018	2,674	3,005
M24	2,371	2,118	1,806	1,587	1,021	1,013	1,152	0,859	1,140	1,857	2,277	2,298	2,224	1,866	1,729	1,339	1,209	1,301	2,531	2,639	2,269	2,001	1,645	2,105	1,800
X25	2,587	2,327	2,064	1,662	1,509	1,278	1,253	0,850	0,748	1,010	1,365	1,754	1,910	1,918	1,808	1,655	1,624	1,949	2,198	2,582	2,478	2,655	2,503	2,881	1,928
J26	2,569	2,132	1,821	1,628	1,499	1,214	1,790	1,919	2,240	2,650	2,848	3,425	3,023	3,016	2,722	2,614	2,699	2,969	5,030	5,130	5,149	3,845	3,128	3,033	2,957
V27	2,501	1,879	1,734	1,417	1,106	0,930	1,638	1,792	2,149	2,576	2,897	2,924	2,858	2,523	2,492	2,488	2,617	2,789	4,653	4,856	4,213	2,924	2,623	2,541	2,638
S28	2,765	2,214	1,869	1,509	1,509	1,823	1,986	2,044	1,640	2,455	2,813	2,236	2,221	2,175	2,521	2,405	2,134	2,470	2,879	3,658	3,942	2,901	2,735	2,775	2,456
D29	4,892	3,294	1,497	1,155	1,090	0,837	0,861	0,895	0,872	2,011	2,437	1,658	1,739	1,952	1,860	1,301	0,854	2,569	3,337	4,576	3,752	4,059	3,065	3,657	2,377
L30	3,219	2,289	1,571	0,992	0,975	0,958	1,116	1,866	2,418	2,262	2,625	2,570	2,535	2,498	2,123	2,115	2,362	2,672	4,271	4,006	3,337	2,765	2,281	2,435	2,417
M31	2,569	1,884	1,101	0,915	0,832	0,753	0,842	0,936	0,845	1,213	3,324	2,421	1,675	2,498	2,547	0,857	0,932	2,453	2,402	2,597	1,728	3,516	1,688	1,567	1,814
Media	2,708	2,338	2,054	1,936	1,849	1,806	1,968	2,187	2,723	2,997	3,292	3,271	3,222	3,103	2,750	2,783	2,915	3,259	4,057	4,276	3,909	3,596	2,997	2,943	2,935

Mínimo: 0,748 Precios de 0,748 a 2,814 Precios de 2,814 a 4,213 Precios de 4,213 a 6,649 Máximo: 6,649

Percentiles del 33% de los valores registrados en 2001.

tarifa, es un 10,4% inferior debido, principalmente, a la menor repercusión del pago por Otros mercados sobre el suministro libre.

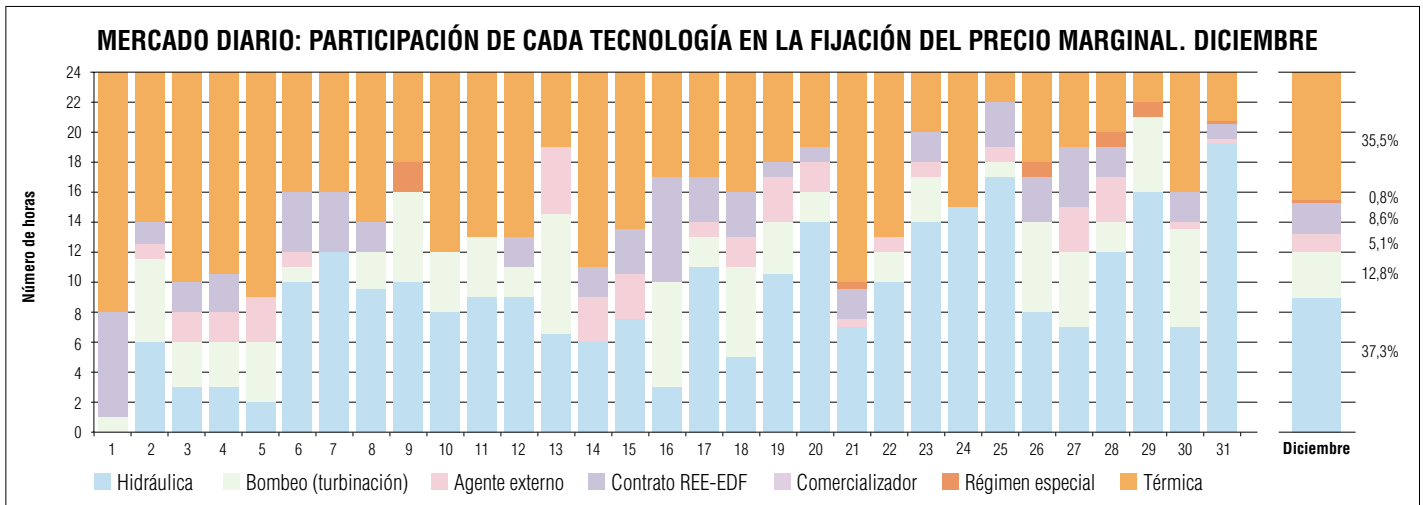
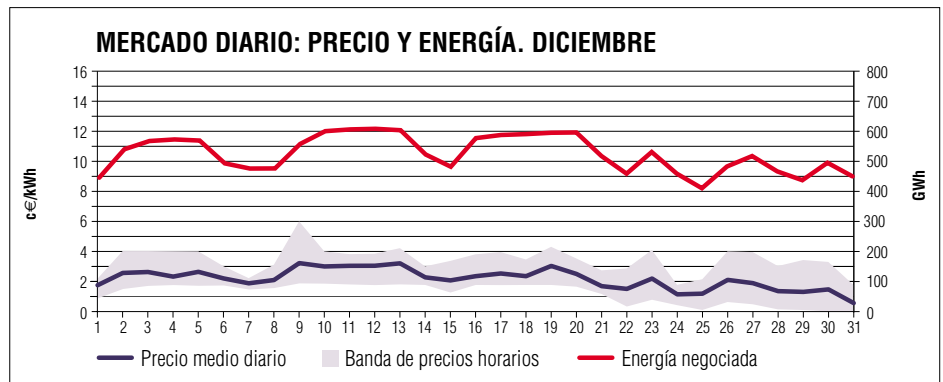
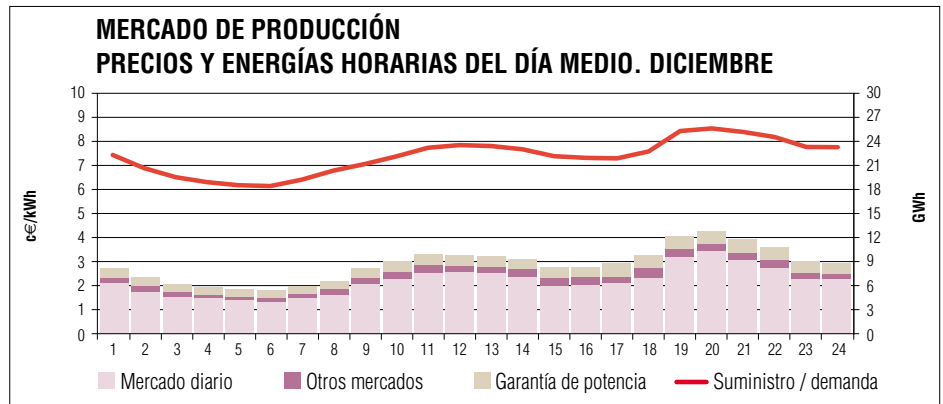
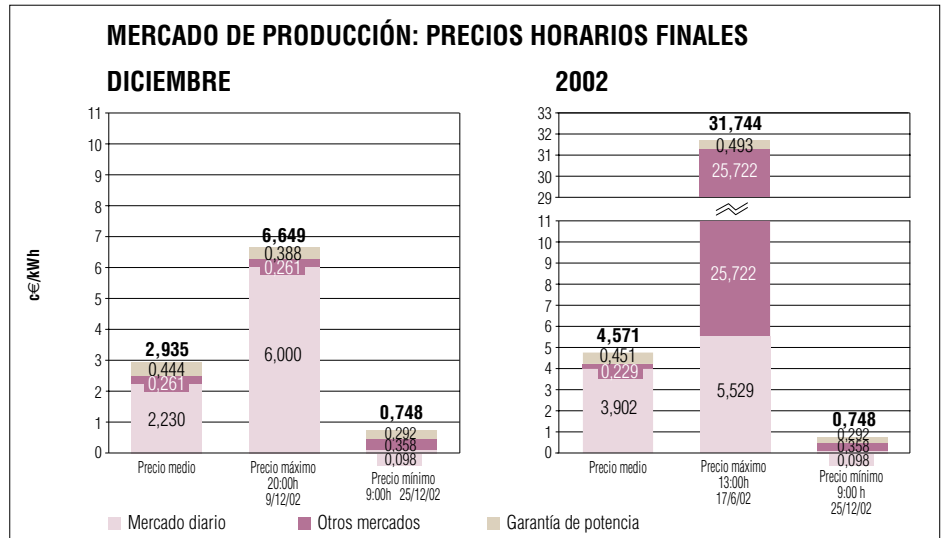
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de diciembre, precio valle, ha sido 2,024 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 3,699 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 6,649 c€/kWh, en la hora 20 del lunes 9, mientras que el precio mínimo fue 0,748c€/kWh en las hora 9 del miércoles 25. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 8,89 veces, valor similar 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 1,806 y 4,276 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 18,4 y 25,6 GWh.

Mercado diario

- En diciembre, el precio medio del mercado diario ha sido 2,230 c€/kWh, la energía intercambiada 15.174 GWh y el volumen económico contratado de 364,25 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 99,4% de la energía y el 75,5% 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 2,5 c€/kWh en los días laborables, aunque las dos últimas semanas los precios se sitúan en valores similares a los registrados en los



fin de semana, alrededor de los 1,7 c€/kWh.

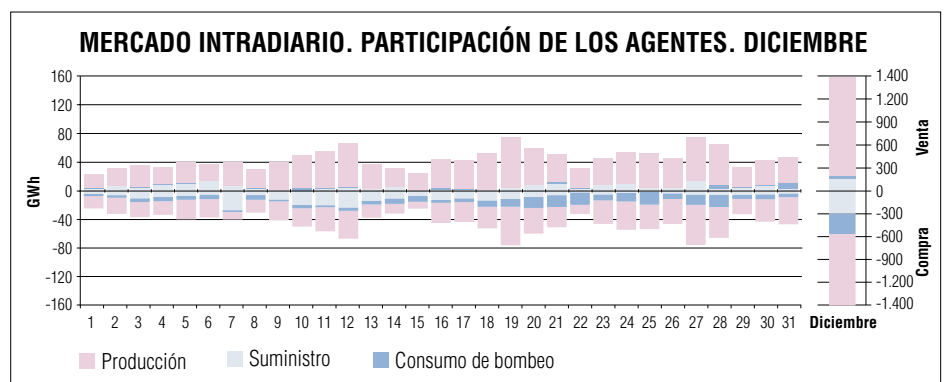
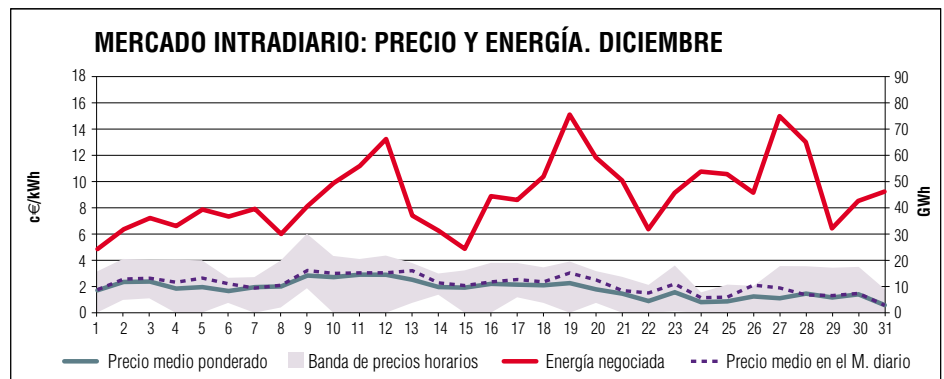
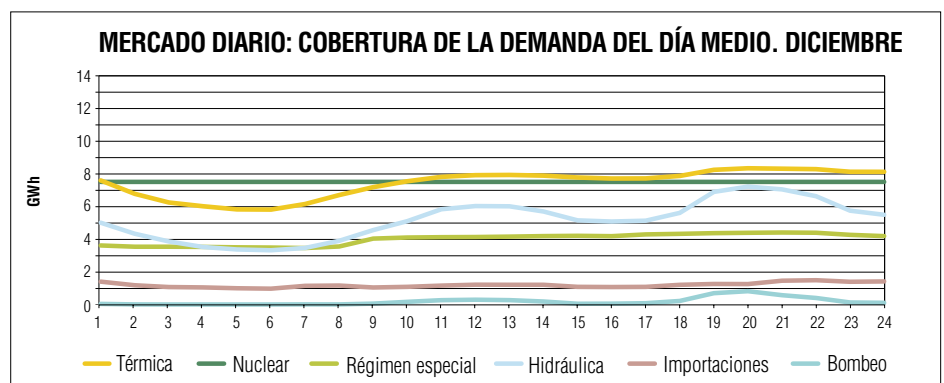
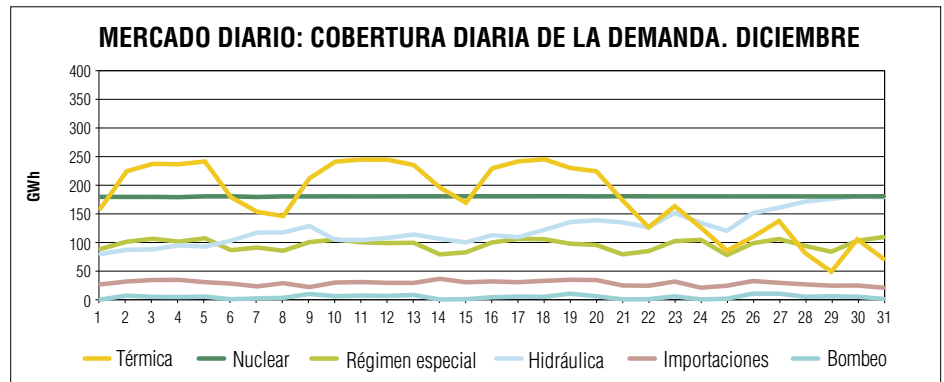
- El precio mínimo del mes, 0,000 c€/kWh, se ha registrado en la hora 23 del martes 31, y el precio máximo del mes, 6,000 c€/kWh, en las horas 19 y 20 del lunes 9.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos muestran, respecto al mes anterior, un incremento de la producción hidráulica, que ha cubierto una mayor demanda de este mes respecto a noviembre. Asimismo se observa la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 50,0% de las horas frente al 35,5% de las térmicas. Por su parte, las unidades procedentes de agentes externos y el contrato de RED Eléctrica han marcado marginal en el 5,1% y 8,6% de las horas, respectivamente.

Mercados intradiarios

- El precio medio ponderado ha sido 1,824 c€/kWh, un 54,9% menos que el mes anterior y un 18,2% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 1.391 GWh, un 5,6% más que el mes anterior. De esta energía, el 76,0% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 24,0% restante, 334 GWh, ha implicado un aumento neto de la producción en respuesta a la demanda destinada al consumo de bombeo, 201 GWh, y al suministro, 132 GWh.
- La repercusión económica sobre el precio final del mercado ha supuesto una disminución de 0,005 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 867, 204, 84, 64, 57 y 114 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 1,6 y 4,1 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de diciembre ha sido de 72,95 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,444 c€/kWh, un 0,4% inferior al del mes



anterior y que supone el 15,1% del precio medio del mercado.

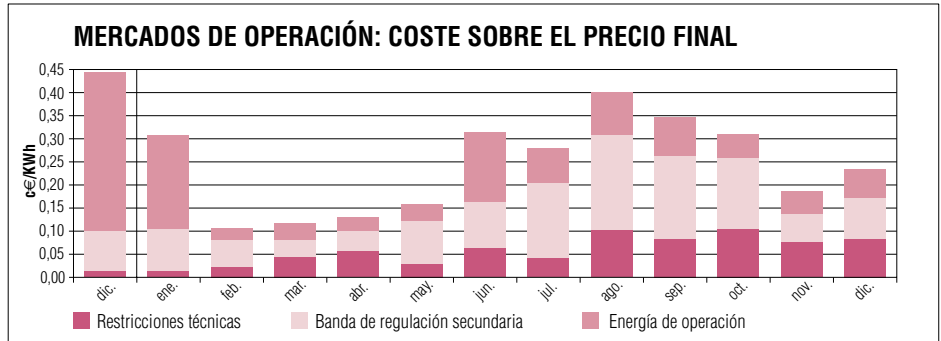
- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA ha supuesto un coste adicional de 4,74 M€, con una repercusión

sobre el precio medio del mercado de producción de 0,029 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 113 GWh en el mes de noviembre, un 24,3% inferior al mes anterior.

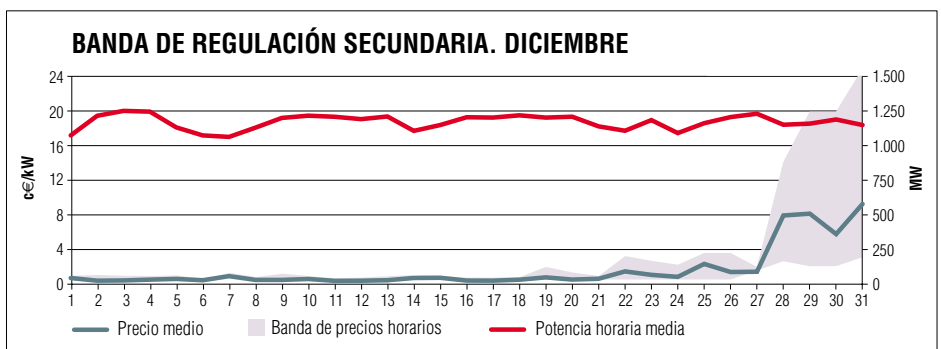
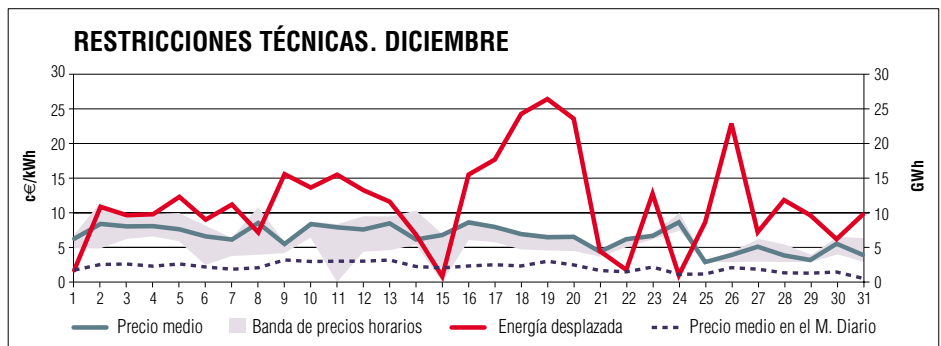
Mercados de Operación

- El coste neto de los mercados de operación en diciembre ha sido 0,236 c€/kWh, un 26,9% superior al del mes de noviembre, suponiendo un 8,0% del precio final del mercado de producción. Este coste es un 47,1% menor que el registrado en diciembre de 2001.
- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas ha aumentado hasta los 354 GWh, un 2,3% de la energía correspondiente al mercado diario, un 71,8% más que en noviembre. En diciembre, la mayor hidraulicidad de este mes unido a las demandas sensiblemente inferiores a las del mismo mes del año anterior han llevado a que grupos térmicos, necesarios para garantizar la seguridad del sistema, no resulten casados y, por tanto, haya sido necesario programarlos por restricciones. El notable incremento respecto al mismo mes del año anterior, más de un 500%, es debido a la situación de máxima demanda registrada durante el mes de diciembre de 2001, lo que generó paradójicamente déficit de ofertas en relación a la demanda lo que condujo a que la practica totalidad de la generación disponible resultase programada en el mercado de producción. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 6,568 c€/kWh, un 30,4% inferior al del mes de noviembre.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.174 MW, repartidos en 682 MW a subir y 492 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,657 c€/kW, un 36,7% más que en noviembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,088 c€/kWh, un 41,9% más al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 893 GWh, repartida en 254 GWh a subir y 639 GWh a bajar, un 31,5% más que en noviembre. El precio medio de venta ha sido 3,871 c€/kWh y el de recompra 0,634 c€/kWh, ambos inferior a los registrados en noviembre. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,065 c€/kWh, un 35,4% superior a noviembre. En diciembre la relación de energía de operación subir/baja, ha sido 0,4.

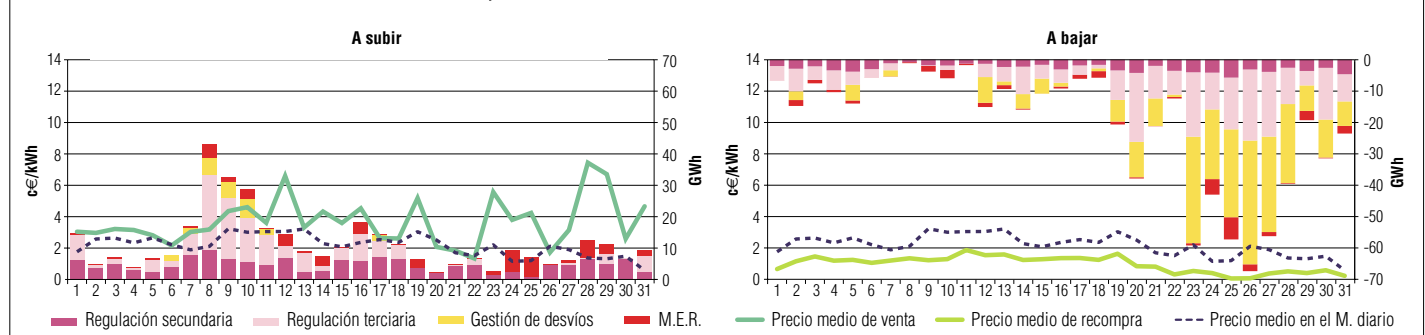


Mercados de operación Diciembre	Coste s/Precio final c€/kWh	Energía		Precio medio	
		A subir GWh	A bajar GWh	A subir c€/kWh	A bajar c€/kWh
Restricciones técnicas (*)	0,083	354		6,568	
Banda de regulación secundaria (**)	0,088	682	492	1,657	
Energía de operación (***)	0,065	254	639	3,871	0,634
Regulación secundaria		101	87	2,601	0,885
Regulación terciaria		96	246	3,606	0,557
Gestión de desvíos		17	266	2,680	0,674
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		39	41	8,323	0,303
Total	0,236				

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

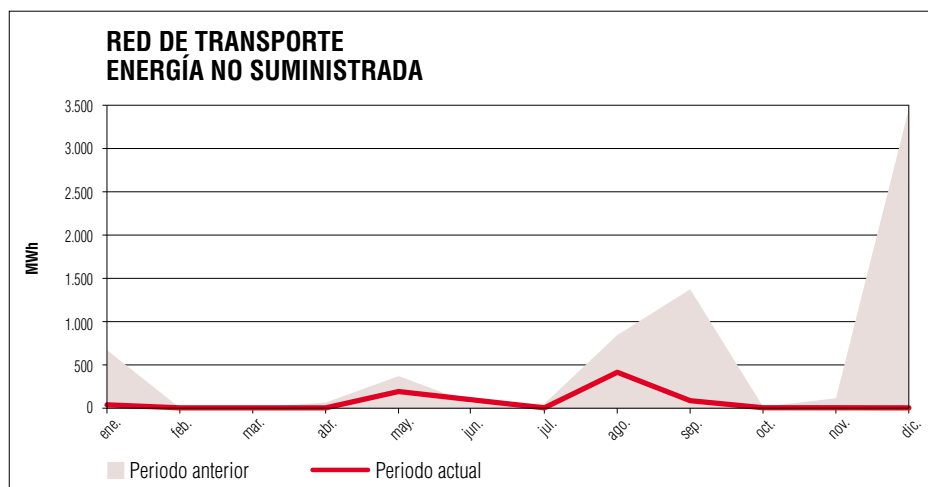


ENERGÍA DE OPERACIÓN: REGULACIÓN, GESTIÓN DE DESVÍOS Y MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN. DICIEMBRE

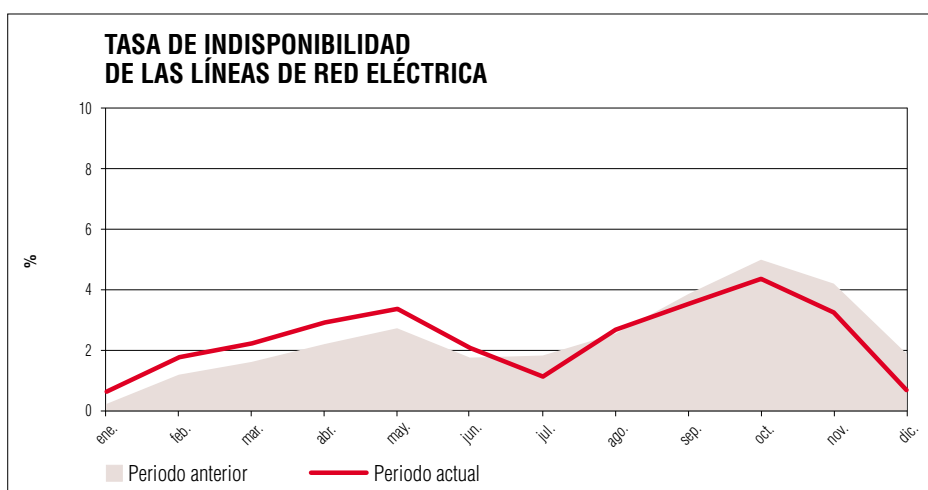


4. RED DE TRANSPORTE

- 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 diciembre no se ha registrado ningún corte de mercado en la red de transporte.
- Durante los últimos doce meses, la ENS sumó un total de 802,7 MWh, de los que 0,1 MWh corresponden a incidencias en la red de transporte de Red Eléctrica de España y 802,6 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 2,012 minutos, 14,586 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 diciembre ha sido del 99,3%, valor casi dos puntos superior al registrado en el mismo mes de 2001.
- Tras el registro de diciembre, la tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses se sitúa en el 97,5%, muy similar a la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2001.



Red de transporte Calidad del servicio	Diciembre	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	0,0	802,7	802,7
RED ELÉCTRICA	0,0	0,1	0,1
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	2,012
RED ELÉCTRICA	-	-	0,000



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 de REE Tasa de indisponibilidad	Diciembre		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,2	-23,8	0,6	1,2	0,6	1,2
Indisponibilidades fortuitas	0,0	142,2	0,1	-24,7	0,1	-24,7
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,5	-69,6	1,8	-2,3	1,8	-2,3
Total	0,7	-63,8	2,5	-2,1	2,5	-2,1

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

5. SUMINISTRO A CONSUMIDORES FINALES

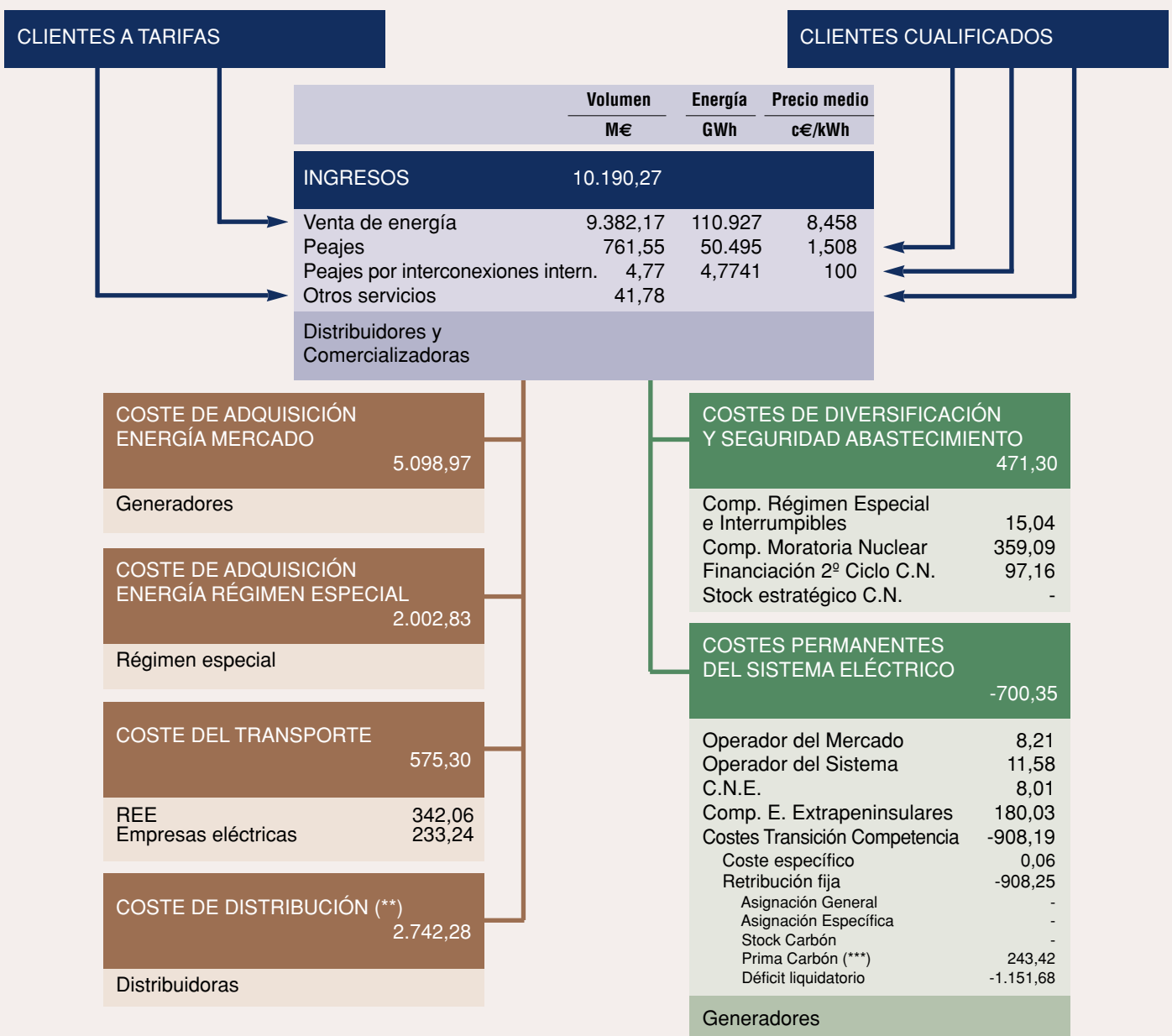
LIQUIDACIÓN DE LA FACTURACIÓN

- Los ingresos brutos disponibles hasta la liquidación nº 12 del año 2002, correspondiente al período enero-diciembre, ascendieron a 10.190,27 M€, de los cuales el 92,1% correspondieron a ingresos procedentes de tarifa, el 0,4% a otros servicios (acometidas, verificaciones, energía de empleados, trasvase Tajo-Segura, etc) y el 7,5% a peajes.
- Del total de ingresos, 471,30 M€ han ido a cubrir los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, mientras que 207,84 M€ han cubierto los costes permanentes que se liquidan a través de cuotas sobre la facturación a tarifa integral y de tarifas de acceso.
- Los ingresos declarados hasta la liquidación nº 12 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 liquidable por el método de diferencias, generándose un déficit de 1.151,68 M€.
- Este déficit se ha imputado a los perceptores de costes de transición a la competencia de acuerdo a lo establecido en la Orden de 12 de junio de 2002 por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 12 del año 2002, se ha elevado a 5.098,97 M€ correspondientes a una energía estándar de 105.436 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 12, 2002. Periodo Enero-Diciembre(*)



(*) 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

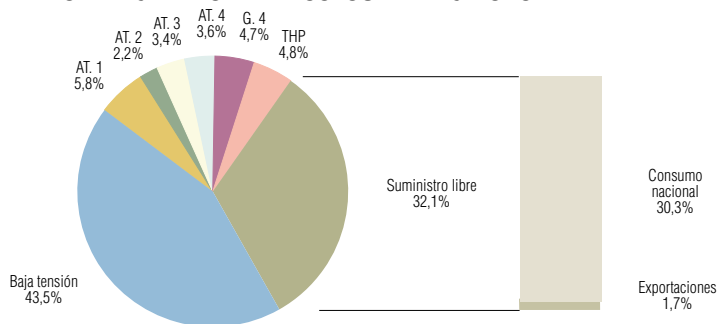
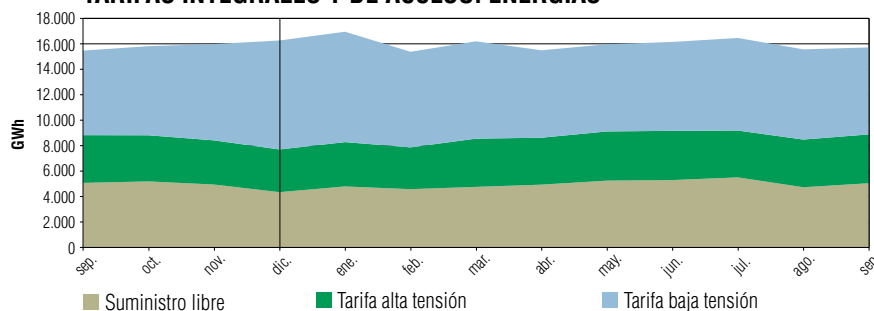
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(***) Según la Orden 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.

TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO (*)

- El consumo de energía a tarifa regulada en septiembre se elevó a 10.684 GWh, un 2,7% superior al del mismo mes del año anterior. La tasa de crecimiento continua en la línea descendente registrada desde el mes de junio, esto es debido en gran medida a que se mantiene el consumo de energía de los clientes cualificados en el mercado libre, de la que es indicativo el ligero incremento del 2,3% del consumo regulado en alta tensión en el mes de septiembre.
- Tras el dato de septiembre, el consumo a tarifa regulada durante los últimos doce meses ha ascendido a 132.700 GWh, un 4,0% superior al mismo periodo del año anterior. Debido a la mayor homogeneidad de los periodos 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, continua el crecimiento positivo.
- El precio medio de la energía consumida a tarifa regulada en septiembre ha sido 7,647 c€/kWh, con lo que el precio medio en el periodo enero-septiembre se ha situado en 7,720 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 septiembre la energía consumida en el mercado libre representó el 32,1% del consumo total, 2,1 puntos más que en agosto, con lo que en el periodo enero-septiembre este porcentaje se sitúa en el 30,9%, 1,0 puntos menos que en el mismo periodo del año anterior.
- El precio medio de las tarifas de acceso en septiembre ha sido de 1,314 c€/kWh, con lo que el precio medio acumulado se ha situado en 1,393 c€/kWh, un 9,3% mayor al del mismo periodo del año anterior, 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.

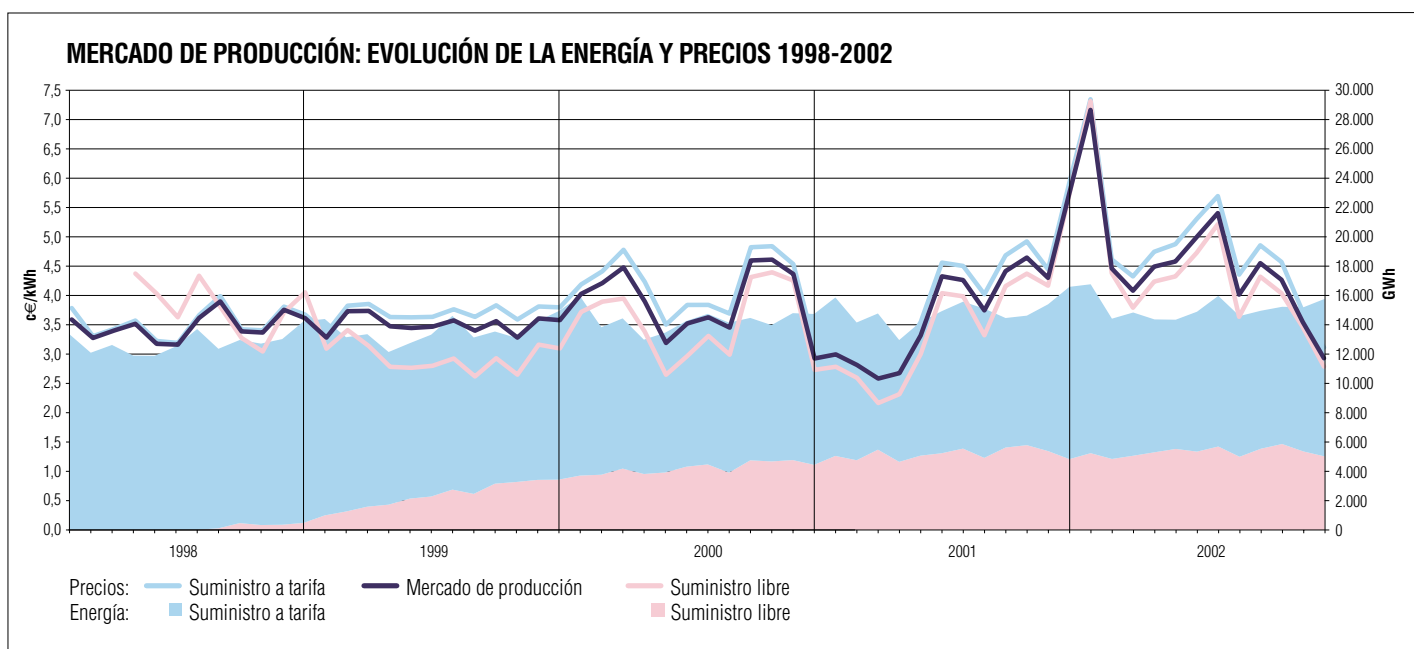
SISTEMA PENINSULAR
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS. SEPTIEMBRESISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍAS

SISTEMA PENINSULAR. MERCADO ELÉCTRICO. RESUMEN 2002

Mercado de Producción 2002	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
Precio final (c€/kWh)	7,171	4,467	4,087	4,498	4,585	5,001	5,411	4,020	4,557	4,273	3,553	2,935	4,571
Mercado diario	6,494	3,912	3,524	3,929	3,972	4,240	4,720	3,184	3,774	3,518	2,912	2,230	3,891
Otros mercados	0,219	0,097	0,108	0,114	0,162	0,309	0,238	0,392	0,332	0,309	0,195	0,261	0,229
Mercado intradiario	-0,020	-0,004	-0,003	-0,005	-0,009	-0,011	-0,014	-0,013	-0,010	-0,005	-0,007	-0,005	-0,009
Mercados de operación	0,310	0,107	0,116	0,131	0,165	0,312	0,278	0,398	0,348	0,311	0,185	0,237	0,243
Restricciones técnicas	0,013	0,022	0,044	0,056	0,029	0,062	0,041	0,102	0,083	0,105	0,076	0,083	0,059
Banda de regulación	0,091	0,058	0,035	0,045	0,094	0,102	0,163	0,206	0,180	0,154	0,062	0,088	0,107
Energía de operación	0,206	0,027	0,037	0,030	0,042	0,148	0,074	0,090	0,085	0,052	0,047	0,066	0,077
Contratos REE (*)	-0,071	-0,006	-0,005	-0,012	0,006	0,008	-0,026	0,007	-0,006	0,003	0,017	0,029	-0,005
Garantía de potencia	0,458	0,458	0,455	0,455	0,451	0,452	0,453	0,444	0,451	0,446	0,446	0,444	0,451
Energía (GWh)	17.486	14.959	15.389	14.887	14.943	15.568	16.735	15.237	15.599	15.846	15.794	16.440	188.884
Mercado diario	17.106	14.805	14.903	14.331	14.668	15.006	16.397	14.939	15.064	15.592	15.457	16.335	184.602
Mercado intradiario (**)	51	46	283	289	266	399	271	338	317	298	254	334	3.147
Energía de operación	329	108	203	267	9	163	66	-39	218	-44	83	-229	1.136

(*) Contratos de intercambios internacionales gestionados por Red Eléctrica.

(**) Energía neta demandada.

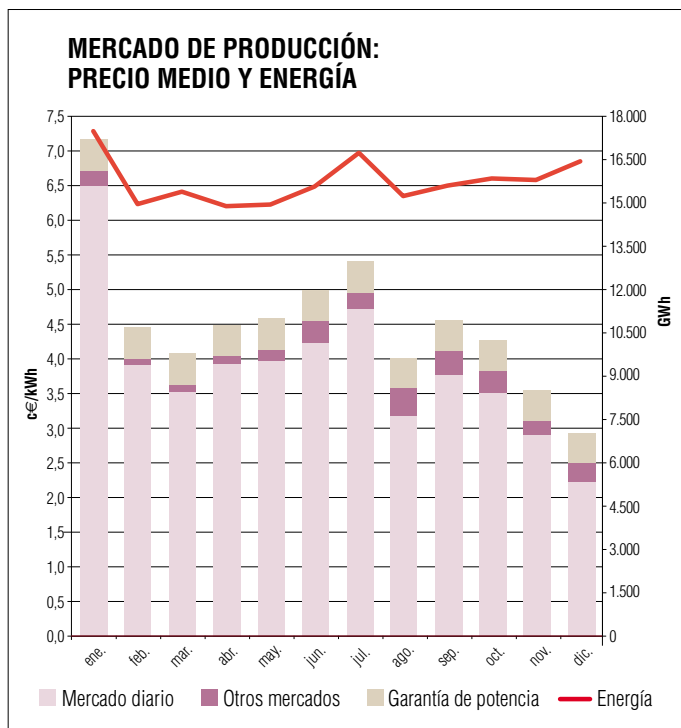


Precios (c€/kWh)	1998	1999	2000	2001	2002
Mercado de producción (*)	3,491	3,517	3,907	3,859	4,571
Mercado diario	2,565	2,673	3,181	3,159	3,891
Otros mercados	0,160	0,094	0,170	0,242	0,229
Garantía de potencia	0,766	0,750	0,556	0,459	0,451
Suministro a tarifa (**)	3,549	3,703	4,142	4,095	4,824
Mercado diario	2,569	2,684	3,192	3,174	3,914
Otros mercados	0,200	0,121	0,197	0,282	0,268
Garantía de potencia	0,781	0,898	0,753	0,639	0,641
Suministro libre (***)	3,581	2,931	3,583	3,576	4,388
Mercado diario	2,597	2,683	3,233	3,169	3,958
Otros mercados	0,188	0,089	0,193	0,250	0,271
Garantía de potencia	0,797	0,158	0,157	0,157	0,159
Energía (GWh)	1998	1999	2000	2001	2002
Mercado de producción (*)	156.521	166.323	176.707	183.446	188.884
Suministro a tarifa (**)	151.647	132.508	119.883	116.339	117.598
Suministro libre (***)	1.789	29.664	51.395	62.362	63.823
Contratos bilaterales	71	0	1.227	1.155	661

(*) Incluye la demanda de bombeo (**) Distribuidores y Exportaciones REE

(***) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes Externos.

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





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>