

ENERGÍA ELÉCTRICA

ENERO 2002. Nº 44



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. Mercados de operación. Resumen 2001	

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

Fecha de redacción: 21 de marzo 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

- El consumo de energía eléctrica ha comenzado el año 2002 con la misma tónica de elevado crecimiento que caracterizó el año 2001, al alcanzarse en enero una demanda bruta de 19.413 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 6,1%.
- Las temperaturas registradas en enero, ligeramente más frías que las del año anterior, han tenido un efecto positivo sobre la demanda del 0,3%, mientras que la laboralidad tuvo una influencia negativa del 0,6%. Una vez descontados estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 6,4%, crecimiento ligeramente inferior al estimado en enero de 2001, aunque superior en más de dos puntos el registrado en diciembre.
- La baja hidráulicidad que ha caracterizado los últimos meses del año anterior se ha mantenido en enero, al alcanzar el producible hidráulico el quinto valor más bajo en un mes de enero desde 1920. En estas circunstancias, la estructura de la producción de este mes ha sido muy similar a la de los últimos meses. La generación hidroeléctrica ha aportado tan sólo el 9,0% de la producción bruta, favoreciendo de nuevo una elevada utilización de los grupos térmicos convencionales que han alcanzado el máximo histórico de generación mensual, aportando el 58,0% de la producción bruta de enero. Por su parte, los grupos nucleares, pese a alcanzar por segundo mes consecutivo una elevado registro de generación, han aportado el 33,0% de la producción bruta

mensual, 1,4 puntos menos que enero de 2001, debido a la elevada demanda mensual registrada.

- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero la demanda de energía eléctrica ha ascendido a 972 GWh, con un crecimiento del 5,7% respecto al año anterior. Esta tasa de crecimiento, ligeramente inferior a la del sistema peninsular, supera en casi medio punto la de enero de 2001.
- En enero, los precios del mercado de producción han vuelto a superar los máximos históricos alcanzados el mes pasado. El precio medio final en el mercado de producción ha sido 7,171 c€/kWh, un 24,8% superior al del mes de diciembre. El precio en el mercado diario, principal componente del precio final, ha aumentado un 32,7% respecto al mes anterior, mientras que el conjunto de Otros mercados ha sido inferior en un 44,7%.
- Respecto al mismo mes de 2001, el precio final ha aumentado un 139,0%, debido en gran medida a la baja generación hidroeléctrica registrada, inferior en un 75% a la de enero del año anterior. El importante incremento del precio del mercado diario, casi tres veces mayor que en enero de 2001, sólo ha sido compensado en parte por la disminución de un 39,5% de la aportación al precio final del concepto de Otros mercados.
- El coste medio de adquisición de la energía generada en el mes de enero ha sido de 7,360 c€/kWh, un 110,6% mayor que en enero de 2001, 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 enero ha sido 7,455 c€/kWh, mientras que el coste de sus adquisiciones en el mercado de producción se ha situado en 7,353 c€/kWh. De esta forma, el precio medio de compra de la energía destinada al suministro a tarifa regulada ha resultado 7,374 c€/kWh, un 0,7% superior al precio de compra de la energía para los consumidores cualificados.

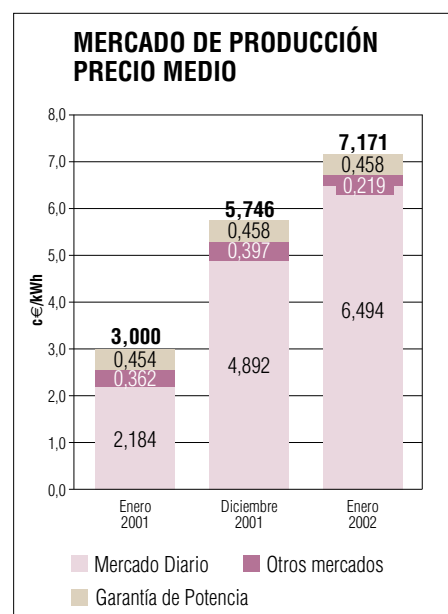
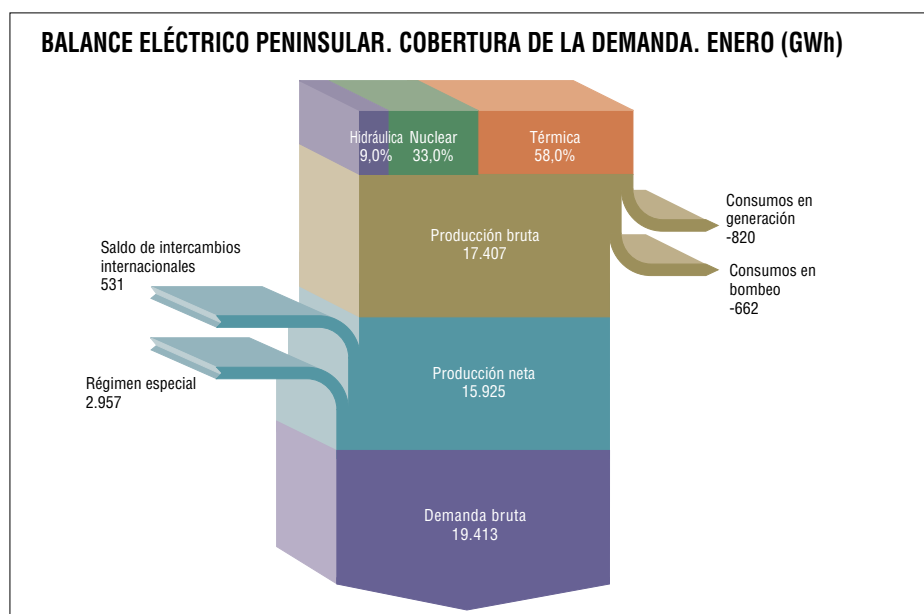
Balance eléctrico	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular						
Producción neta	15.925	2,4	15.925	2,4	172.280	5,0
Régimen especial	2.957	6,5	2.957	6,5	30.275	11,7
Intercambios internacionales	531	-	531	-	4.027	-4,3
Demanda bruta	19.413	6,1	19.413	6,1	206.582	5,7
Sistemas extrapeninsulares						
Producción neta	930	6,4	930	6,4	10.895	7,2
Régimen especial	42	-7,7	42	-7,7	738	9,5
Demanda bruta	972	5,7	972	5,7	11.633	7,3

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

Coste de adquisición de la energía	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Compras de los distribuidores (*)	7,374	96,3	7,374	96,3	4,887	10,5
En el mercado	7,353	129,5	7,353	129,5	4,499	11,0
Al régimen especial	7,455	26,1	7,455	26,1	6,387	5,9
Compras otros agentes en el mercado (**)	7,322	162,5	7,322	162,5	3,954	13,2
Total	7,360	110,6	7,360	110,6	4,609	10,4

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

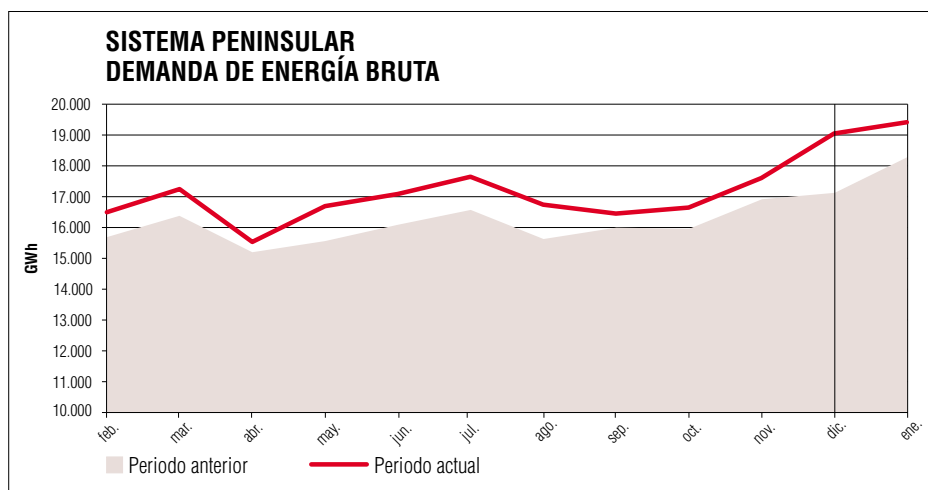
(*) Distribuidores y Exportaciones REE. (**) Comercializadores, Consumidores cualificados y Agentes externos.



2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

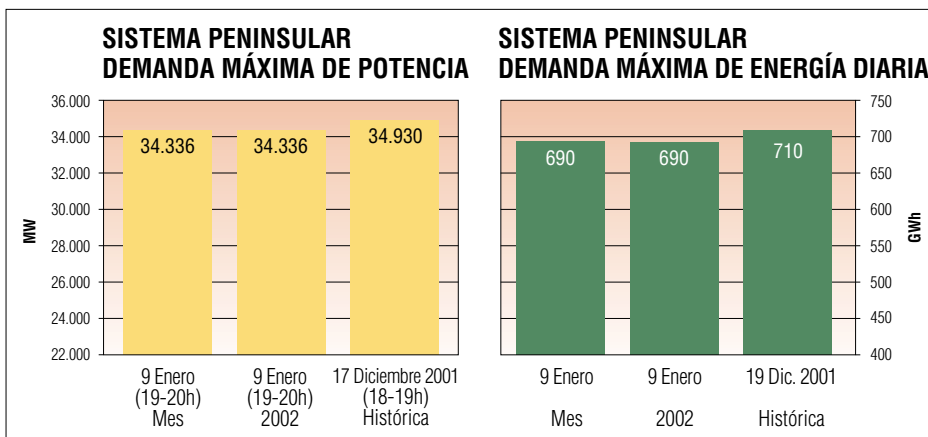
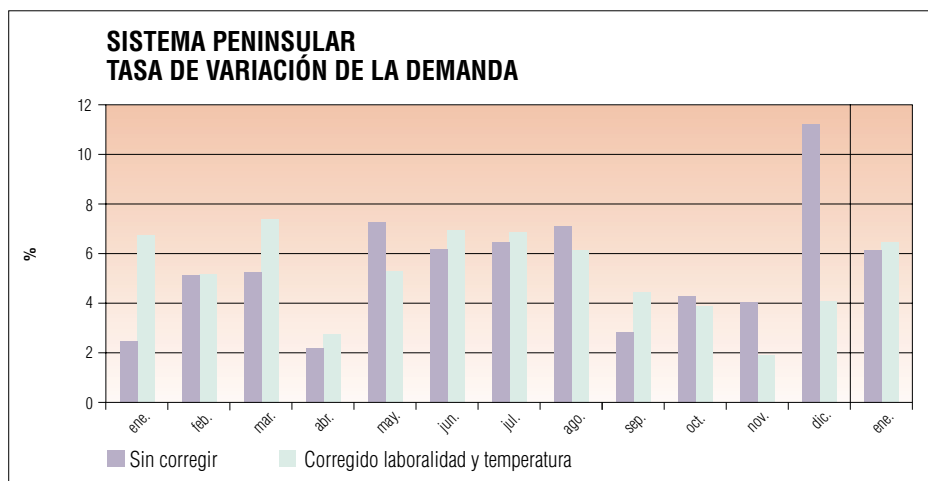
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

- La demanda de energía eléctrica en el mes de enero ascendió a 19.413 GWh, con un crecimiento del 6,1% respecto al año anterior.
 - La laboralidad tuvo una influencia negativa sobre la variación de la demanda, restando 0,6 puntos a su crecimiento. Este año, la festividad de Año Nuevo se produjo en martes, con el consiguiente efecto puente; mientras que en el año anterior esta fiesta fue en un lunes. Además, la fiesta del día 6 se trasladó a lunes 7 en algunas comunidades autónomas.
 - En enero, las temperaturas fueron ligeramente más frías que las del año anterior aunque superiores al valor característico para este período, aportando 0,3 puntos al crecimiento de la demanda. La temperatura media registrada en el mes de enero fue de 9,5 °C, inferior en 0,5 °C a la temperatura media del año anterior. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 13,4 °C, similar al del año anterior, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 5,5 °C frente a los 6,7 °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 6,4%. Esta tasa, si bien es ligeramente inferior al crecimiento estimado en enero del año anterior, supera en más de dos puntos el registro de diciembre de 2001.
- Tras el dato de enero, el incremento acumulado de la demanda en los últimos doce meses se ha situado en el 5,7%, medio punto más que el registrado para el mismo periodo en enero de 2001. Durante este periodo las temperaturas tuvieron una aportación positiva de algo más de un punto sobre el crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad tuvo un efecto negativo de medio punto. Corregidos estos efectos, el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica se estima en un 5,1%, crecimiento inferior en 1,4 puntos respecto al registrado en el mismo periodo del año anterior.
- La demanda máxima de potencia horaria en el mes de enero se registró el día 9 a las 20 horas con 34.336 MW, un 7,3% más que el máximo del mismo mes del año anterior. Por su parte, la demanda máxima de energía diaria se registró el día 9 con 690 GWh, un 6,6% superior a enero de 2001.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero la demanda ha ascendido a 972 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 5,7%, casi medio punto más que la registrada en enero de 2001. En términos interanuales, en enero el crecimiento de la demanda se ha situado en el 7,3%, 0,6 puntos más que el mismo periodo del año anterior.



Demanda bruta	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Sistema peninsular	19.413	6,1	19.413	6,1	206.582	5,7
Efectos						
Laboralidad	-	-0,6	-	-0,6	-	-0,5
Temperatura	-	0,3	-	0,3	-	1,1
Activ. económica y otros	-	6,4	-	6,4	-	5,1
Sistemas extrapeninsulares	972	5,7	972	5,7	11.633	7,3

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



COBERTURA DE LA DEMANDA

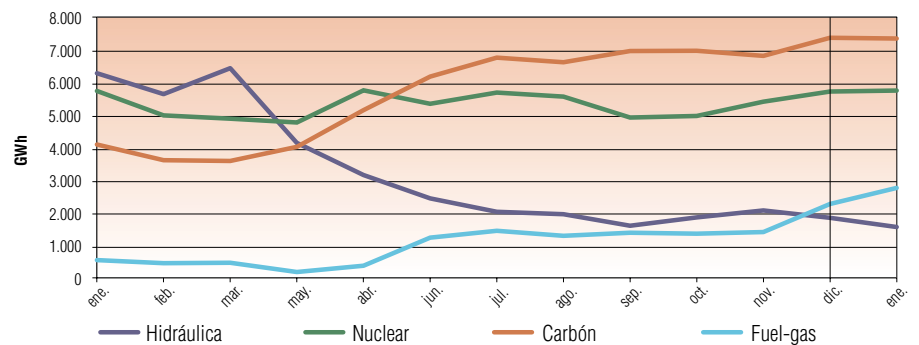
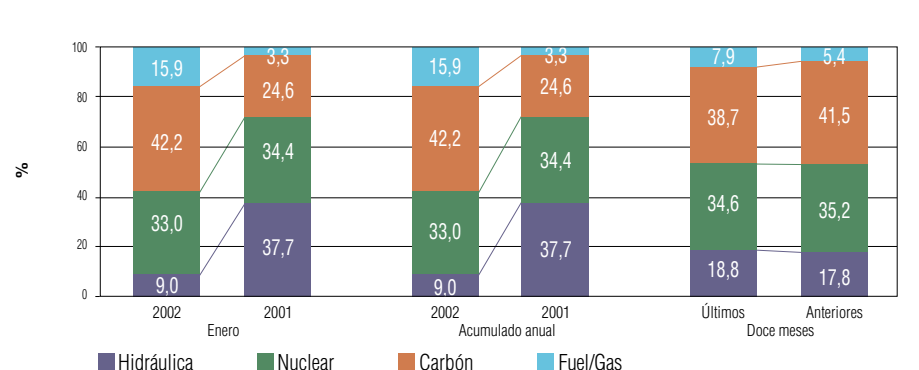
- La producción bruta peninsular ascendió en enero a 17.407 GWh, con una tasa de crecimiento respecto al mismo mes del año anterior del 4,6%.
- El año 2002 se ha iniciado con una estructura de producción similar a la de los últimos meses del pasado año y opuesta a la de enero de 2001. La producción hidroeléctrica ha mantenido la línea de descenso de meses anteriores, situando su aportación a la producción bruta del mes en el 9,0%, frente al 37,7% que aportó en enero del año anterior.
- La producción nuclear, pese a alcanzar de nuevo en enero un elevado registro de generación mensual, 5.746 GWh, ha aportado el 33,0% de la producción bruta del mes, 1,4 puntos menos que enero del año anterior e igualmente 1,7 puntos menos que en el conjunto del año 2001, debido al efecto de la elevada demanda mensual registrada.
- Las circunstancias anteriores han conducido nuevamente a una mayor utilización del equipo térmico convencional, en especial la de los grupos del fuel-gas, cuya aportación a la producción bruta ha alcanzado el 15,9%, la más elevada desde siempre. Como consecuencia, los grupos térmicos convencionales han aportado este mes el 58,0% de la producción bruta, treinta puntos por encima de su contribución en enero del año anterior e igualmente catorce puntos más que su aportación media durante el año 2001.
- En enero, 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. Al contrario que enero de 2001, el saldo de los intercambios internacionales ha sido importador, 531 GWh. De esta forma, su aportación a la cobertura de la demanda se ha situado en este mes en el 2,7%, mientras que la producción neta del régimen ordinario ha cubierto el 82,0% de la demanda, tres puntos menos que en el mismo mes del año anterior. Por su parte, la energía adquirida al régimen especial ha aportado el 15,2%, contribución similar a la de enero de 2001.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, los 972 GWh demandados en enero han sido cubiertos en un 64,9% por la producción de las centrales de fuel, 1,3 puntos más que en enero de 2001, mientras que los grupos de carbón y la energía adquirida al régimen especial han aportado el 30,8% y el 4,3%, respectivamente, aportación inferior en ambos casos en alrededor de medio punto respecto al año anterior.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.586	1.560	-75,1	1.560	-75,1	34.708	9,9
Nuclear	7.816	5.746	0,2	5.746	0,2	63.720	2,4
Carbón	11.565	7.342	79,5	7.342	79,5	71.342	-2,9
Fuel-Gas	8.214	2.760	405,8	2.760	405,8	14.612	52,0
Producción bruta	44.181	17.407	4,6	17.407	4,6	184.382	4,2
Consumos generación		-820	47,5	-820	47,5	-7.848	2,1
Consumos bombeo		-662	22,8	-662	22,8	-4.254	-16,2
Producción neta		15.925	2,4	15.925	2,4	172.280	5,0
Régimen especial	9.970	2.957	6,5	2.957	6,5	30.275	11,7
Intercambios internacionales		531	-	531	-	4.027	-4,3
Importaciones		669	44,2	669	44,2	7.794	-10,1
Exportaciones		-139	-72,4	-139	-72,4	-3.767	-15,6
Demanda bruta		19.413	6,1	19.413	6,1	206.582	5,7

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

Balance eléctrico extrapeninsular	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	1	0	-	0	-	2	1,2
Carbón	510	321	3,5	321	3,5	3.684	6,1
Fuel-oil	2.567	677	7,8	677	7,8	7.994	7,5
Producción bruta	3.078	997	6,4	997	6,4	11.680	7,1
Consumos generación		-68	6,1	-68	6,1	-785	5,5
Producción neta		930	6,4	930	6,4	10.895	7,2
Régimen especial	214	42	-7,7	42	-7,7	738	9,5
Demanda bruta		972	5,7	972	5,7	11.633	7,3

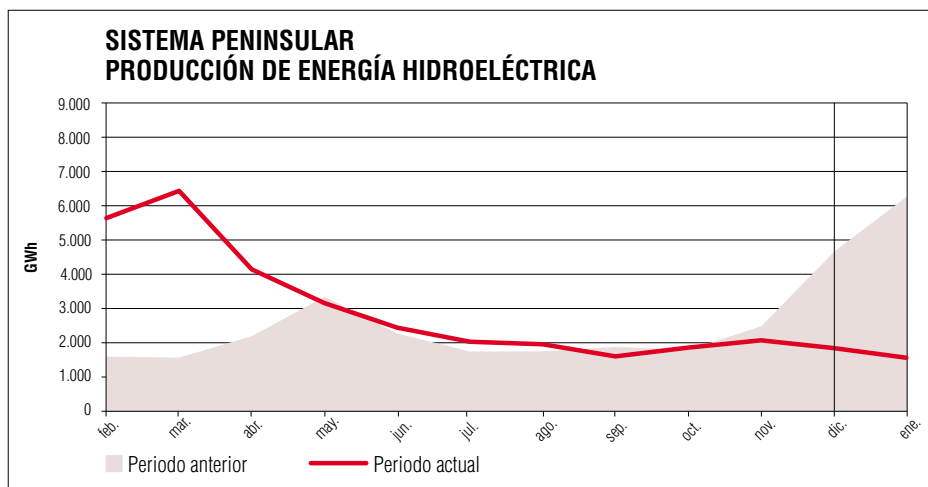
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

SISTEMA PENINSULAR
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓNSISTEMA PENINSULAR
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN

Producción hidroeléctrica

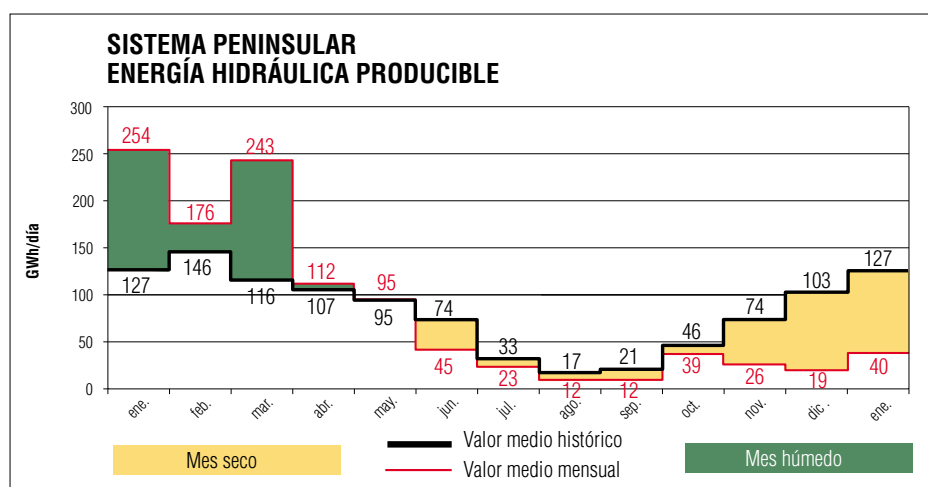
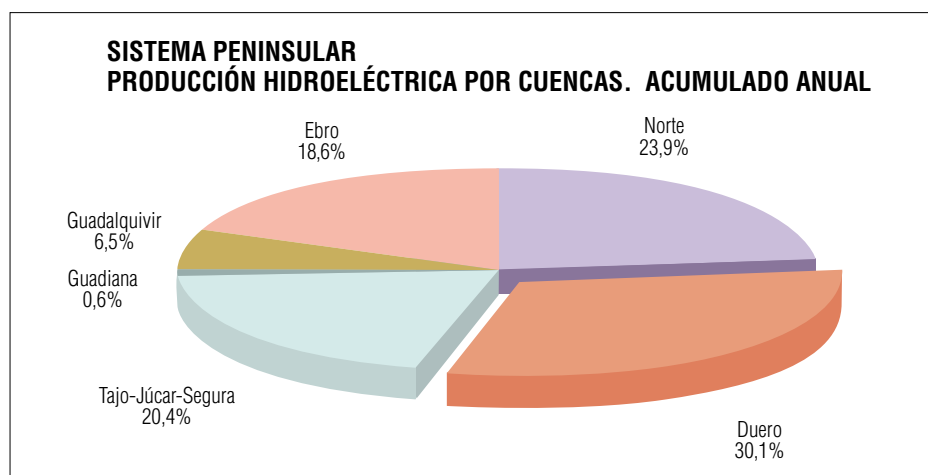
- En el mes de enero se acentúa la trayectoria descendente que la generación hidráulica ha seguido desde el pasado mes de abril, al alcanzar una producción mensual de 1.560 GWh, un 75,1% inferior a la de enero del año anterior, mes muy húmedo desde el punto de vista hidrológico. Esta escasa producción supone una aportación a la producción bruta mensual del 9,0%, la más baja desde enero de 1996, 28,7 puntos inferior a su aportación en enero del año anterior, e igualmente 12,7 puntos por debajo de su participación media en el año 2001.
- A pesar de las bajas generaciones de los últimos meses, el extraordinario producible hidráulico registrado en los primeros meses del año anterior ha situado la producción hidroeléctrica interanual en 34.708 GWh, un 9,9% superior a la del mismo periodo del año anterior y ha aportado el 18,8% de la producción bruta del periodo, un punto más que en los anteriores últimos doce meses.
- Por cuencas hidrográficas, en el mes de enero todas han reducido notablemente su producción respecto al año anterior, con descensos superiores al 65% en todas las cuencas, excepto en la del Guadalquivir cuya producción descendió un 17,7%. Este descenso ha incidido en mayor medida en las cuencas de la mitad norte peninsular, cuya participación sobre la producción hidroeléctrica se ha situado en enero en el 72,5%, 1,3 puntos menos que en enero del año anterior.
- En el mes de enero, se registraron escasas precipitaciones en toda la Península. En general, las precipitaciones fueron muy inferiores al valor característico de este mes, excepto en las áreas de Madrid y Toledo.
- Desde el punto de vista hidrológico el conjunto del mes de enero fue muy seco, registrándose una energía producible de 1.236 GWh, el 31% del valor característico de este mes. Este producible es el quinto más bajo registrado en un mes de enero desde 1920.
- La baja hidraulicidad del mes de enero, unida a la que se viene registrando en los últimos meses del año anterior, han situado la energía hidráulica producible de los últimos doce meses en 26.473 GWh, inferior en un 9% al valor característico para este periodo.
- Las reservas de agua del conjunto de los embalses presentan valores muy inferiores al valor característico del mes de enero. Este mes ha finalizado con un volumen de reservas equivalente a 6.617 GWh, un 2,1% por encima del que existía al finalizar el mes anterior.

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.



Cuenca hidrográfica	Potencia MW	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
		GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Norte	4.194	373	-80,3	373	-80,3	10.113	-5,3
Duero	3.556	469	-74,9	469	-74,9	10.032	22,1
Tajo-Júcar-Segura	4.104	318	-78,6	318	-78,6	5.983	20,5
Guadiana	233	9	-68,9	9	-68,9	197	75,5
Guadalquivir	1.016	102	-17,7	102	-17,7	1.322	35,0
Ebro	3.483	290	-67,1	290	-67,1	7.061	6,7
Sistema peninsular	16.586	1.560	-75,1	1.560	-75,1	34.708	9,9
Canarias	1	0	-	0	0,0	2	1,2
Sistemas extrapeninsulares	1	0	-	0	0,0	2	1,2

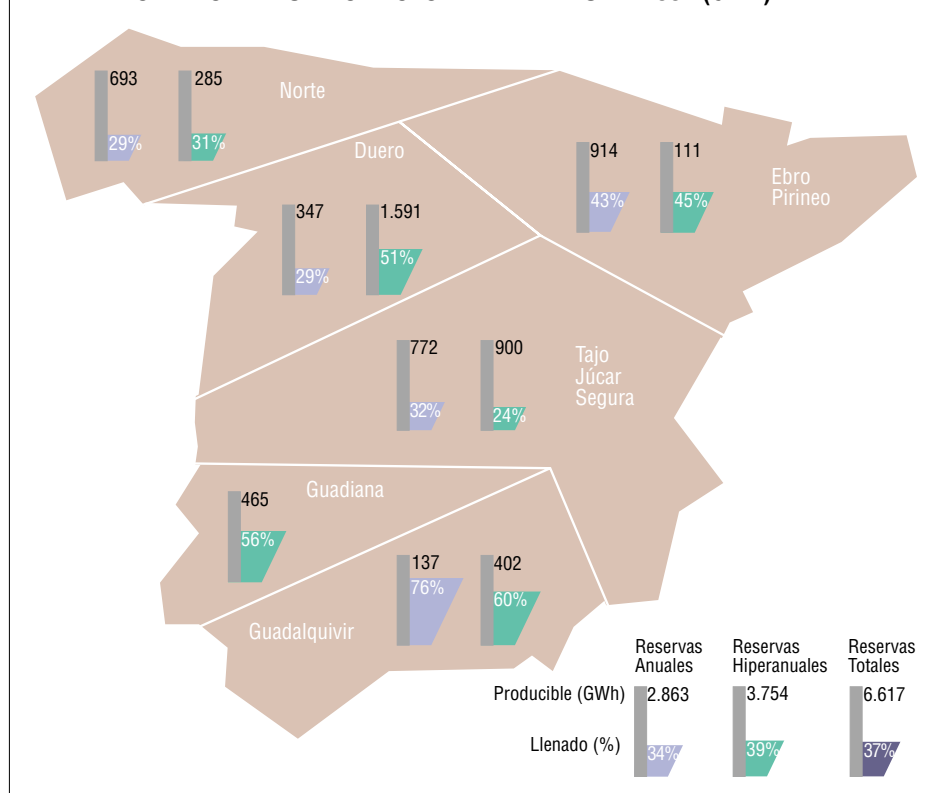
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.



Este volumen de reservas corresponde a un nivel de llenado del 37,0% de la capacidad total, casi un punto superior al que existía al finalizar diciembre y notablemente inferior al 70% que se registró a finales del mes de enero de 2001.

- Los embalses de régimen anual finalizaron el mes con un nivel de reservas de 2.863 GWh, que corresponden a un nivel de llenado del 34,3%. Este valor, el cuarto más bajo en un mes de enero desde 1965, es 3,4 puntos mayor que el del mes de diciembre y muy lejano del 78,6% que se registraba al finalizar el mes de enero del año anterior. El porcentaje de reservas oscila entre un máximo del 76,0% en la cuenca Guadalquivir y unos mínimos del 29,2% en la cuenca Duero y del 28,6% en la cuenca Norte.
- Por su parte, las reservas de los embalses de régimen hiperanual se elevaban al finalizar el mes a 3.754 GWh y alcanzaban un nivel de llenado del 39,3%, 1,5 puntos por debajo del de diciembre y veintidós puntos inferior al registrado al finalizar enero de 2001. Por cuencas, los máximos niveles de llenado correspondieron a las cuencas Duero, 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%.

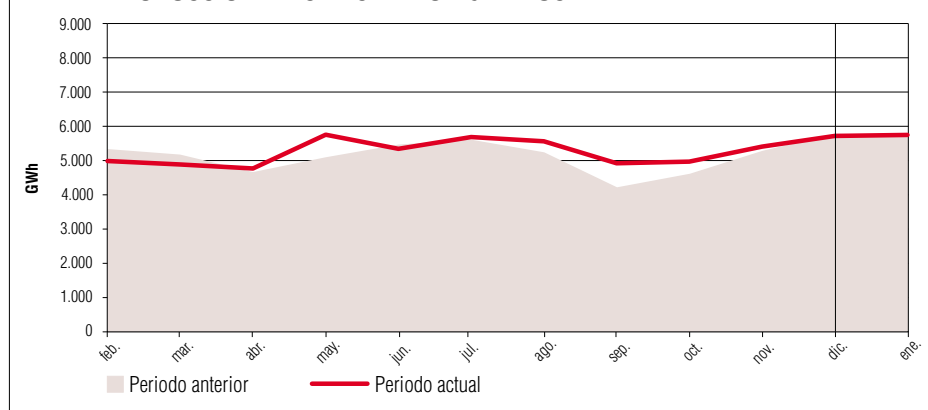
RESERVAS HIDROELÉCTRICAS A 1 DE ENERO DE 2002 (GWh)



Producción nuclear

- Al igual que sucediera el pasado mes de diciembre, en enero la producción nuclear ha alcanzado uno de los registros más elevados de los últimos años 5.746 GWh. Esta alta generación es consecuencia tanto de la ausencia de actuaciones programadas en las centrales durante el mes como de la elevada demanda mensual registrada.
- La producción de enero es muy similar a la del mismo mes de 2001, y representa una aportación a la producción bruta mensual del 33,0%. Esta aportación, a pesar de la elevada producción mensual, se sitúa alrededor de 1,5 puntos por debajo tanto de la registrada en el mismo mes del año anterior como de la aportación media durante el año 2001, debido al efecto de la elevada demanda registrada este mes.
- La ausencia total de actuaciones programadas en las centrales durante el mes de enero ha situado el valor del coeficiente de disponibilidad del equipo nuclear en el 100%, medio punto por encima del registrado en enero del año anterior e igualmente casi un punto más que el alcanzado el pasado mes de diciembre.
- Por su parte, el factor de carga mensual ha sido del 98,8%, similar al registrado en enero del año anterior y seis

SISTEMA PENINSULAR PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR



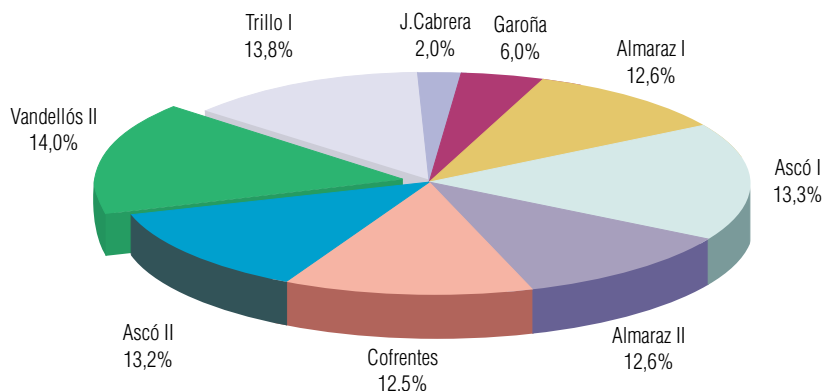
Producción bruta Nuclear	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
J. Cabrera	160	112	-0,4	112	-0,4	1.126	-3,6
Garoña	466	346	0,2	346	0,2	3.576	-11,3
Almaraz I	974	724	-0,3	724	-0,3	8.454	8,8
Ascó I	1.028	762	-0,1	762	-0,1	8.121	0,9
Almaraz II	983	726	0,4	726	0,4	7.884	2,5
Cofrentes	1.025	716	0,9	716	0,9	8.594	11,6
Ascó II	1.027	760	0,8	760	0,8	8.164	-7,2
Vandellós II	1.087	807	-0,1	807	-0,1	9.375	12,8
Trillo I	1.066	791	0,2	791	0,2	8.427	-3,5
Sistema peninsular	7.816	5.746	0,2	5.746	0,2	63.720	2,4

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

décimas por encima del registrado en diciembre.

- El repunte de la producción nuclear observado desde el pasado mes de noviembre como consecuencia de la ausencia de actuaciones programadas ha situado la producción nuclear de los últimos doce meses en 63.720, un 2,4% más que la registrada en el mismo periodo del año anterior. Esta producción representa una contribución a la producción bruta del periodo del 34,6%, 0,6 puntos por debajo de su aportación en el mismo periodo del año anterior debido al efecto del crecimiento de la demanda interanual.
- Durante el mes de enero se han fabricado 35 elementos combustible tipo PWR con destino a la central nuclear Almaraz I. Asimismo, se han fabricado 69 elementos del tipo BWR para la central alemana de Gundremmingen. Por su parte, este mes se han importado 24 elementos combustible tipo PWR para la central de Trillo.
- 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 enero no ha habido producción residual.

PRODUCCIÓN NUCLEAR POR CENTRALES ACUMULADO ANUAL



Grupo	Enero			Acumulado anual		
	Factor de carga %	Indisponibilidad %		Factor de carga %	Indisponibilidad %	
		Programada	No program.		Programada	No program.
J. Cabrera	94,3	0,0	0,0	94,3	0,0	0,0
Garoña	99,8	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
Almaraz I	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Ascó I	99,6	0,0	0,0	99,6	0,0	0,0
Almaraz II	99,4	0,0	0,0	99,4	0,0	0,0
Cofrentes	93,8	0,0	0,0	93,8	0,0	0,0
Ascó II	99,5	0,0	0,0	99,5	0,0	0,0
Vandellós II	99,8	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
Trillo I	99,8	0,0	0,0	99,8	0,0	0,0
Sistema peninsular	98,8	0,0	0,0	98,8	0,0	0,0

Producción térmica convencional

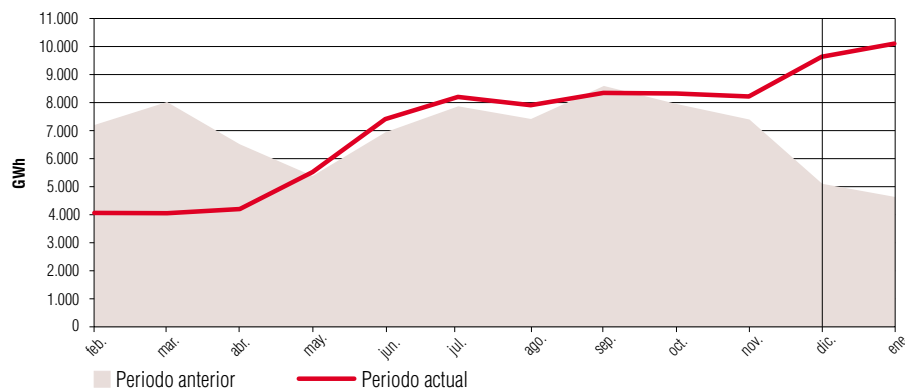
- La escasa producción hidroeléctrica de enero, unida a la elevada demanda registrada este mes, han conducido nuevamente a una elevadísima producción de los grupos térmicos convencionales, 10.101 GWh, el máximo histórico de generación mensual con esta tecnología, un 117,9% más que el mismo mes del año anterior. Esta elevada producción prolonga la trayectoria ascendente que la producción térmica ha seguido en los últimos meses del año 2001, consecuencia de la fuerte sequía que se viene registrando desde el pasado mes de junio.
- Los grupos térmicos convencionales han generado el 58,0% de la producción bruta mensual, una de las más altas en los últimos cinco años y treinta puntos superior a la contribución de esta tecnología en enero de 2001.
- Por tecnologías, en el mes de enero las centrales que utilizan como combustible principal carbones autóctonos han aportado el 61,1% de la producción térmica total. Por su parte, las centrales de carbón de importación han contribuido con el 11,6% de la producción mensual, mientras que las centrales de fuelgas han aportado el 27,3% restante, la contribución más de esta tecnología en los últimos cinco años.
- La distribución de la producción térmica en función del combustible real-

Combustible nuclear	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
kg de concentrados de uranio	0	0	35.412
Nº elementos PWR:			
CCNN nacionales	35	35	272
Exportación	0	0	162
Nº elementos BWR:			
CCNN nacionales	0	0	120
Exportación	69	69	200
Nº elementos importación:			
PWR	24	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



mente 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 el mes de enero, la producción térmica obtenida utilizando como combustible carbonos autóctonos fue el 37,0% de la generación térmica total, mientras que la producción con carbón importado representó el 34,8% y la de fuel-gas el 28,2%.

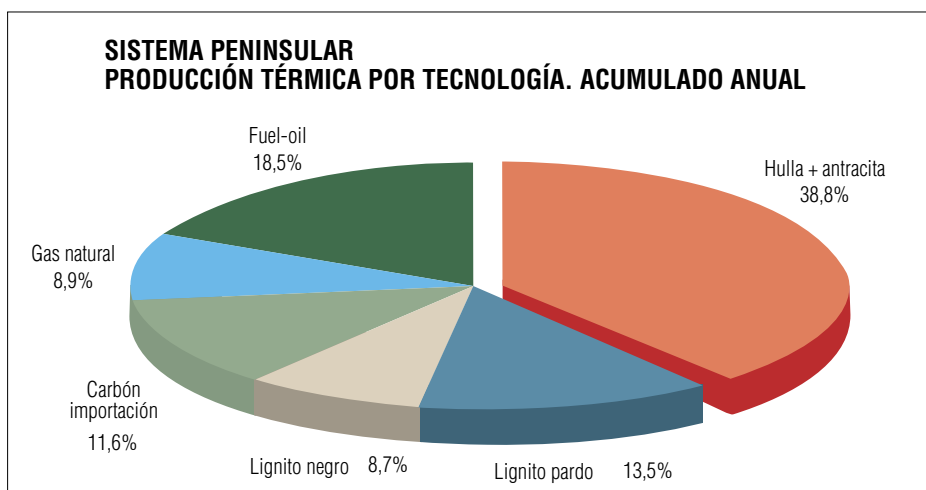
- En los últimos doce meses, todas las centrales de carbón han reducido su producción respecto al mismo periodo del año anterior, a excepción de los grupos de lignito pardo que se han incrementado en un 3,7%. Por el contrario, destacan los notables incrementos de producción de las centrales de gas natural, el 49,6% y de las de fuel-oil, el 53,9%.
- La mayor utilización del equipo térmico en enero ha situado el factor de carga del mes en el 68,6%, cuarenta puntos más que en enero de 2001. Por su parte, la disponibilidad de los grupos térmicos en enero ha sido del 57,9%, valor muy inferior al 86,8% registrado durante el año 2001, consecuencia en su mayor parte de las elevadas indisponibilidades de los grupos de fuel-gas registradas este mes.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en el mes de enero la producción de las centrales de carbón ha crecido un 3,5% respecto al mismo mes del año anterior, 3,4 puntos más que en enero de 2001. Por su parte, los grupos de fuel incrementaron su producción en un 7,8%, 2,3 puntos menos que en el año anterior.

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

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

Producción bruta Tecnología	Potencia	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hulla + antracita	6.088	3.922	100,8	3.922	100,8	36.641	-2,8
Lignito pardo	2.031	1.367	33,9	1.367	33,9	14.586	3,7
Lignito negro	1.502	883	230,8	883	230,8	7.082	-15,9
Carbón importación	1.944	1.170	37,6	1.170	37,6	13.034	-1,7
Gas natural (*)	3.582	896	550,8	896	550,8	6.178	49,6
Fuel-oil	4.632	1.864	356,8	1.864	356,8	8.434	53,9
Sistema peninsular	19.779	10.101	117,9	10.101	117,9	85.954	3,5
Carbón	510	321	3,5	321	3,5	3.684	6,1
Fuel-oil	2.567	677	7,8	677	7,8	7.994	7,5
Sistemas extrapeninsulares	3.077	997	6,4	997	6,4	11.678	7,1

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



Tecnología	Factor de carga %	Enero		Factor de carga %	Acumulado anual	
		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.		Indisponibilidad % Programada	Indisponibilidad % No program.
Hulla + antracita	86,6	0,0	6,4	86,6	0,0	6,4
Lignito pardo	90,5	0,0	3,2	90,5	0,0	3,2
Lignito negro	79,0	0,0	9,8	79,0	0,0	9,8
Carbón importación	80,9	0,0	10,3	80,9	0,0	10,3
Gas natural (*)	33,6	0,0	38,9	33,6	0,0	38,9
Fuel-oil	54,1	0,0	44,5	54,1	0,0	44,5
Sistema peninsular	68,6	0,0	42,1	68,6	0,0	42,1
Carbón	84,6	0,0	0,1	84,6	0,0	0,1
Fuel-oil	35,5	2,1	2,1	35,5	2,1	2,1
Sistemas extrapeninsulares	43,7	1,8	1,8	43,7	1,8	1,8

(*) Incluye GICC de ELCOGAS.

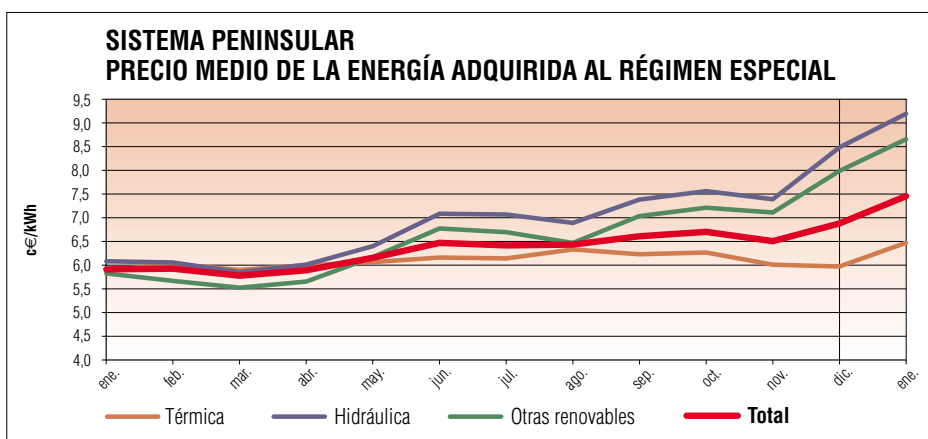
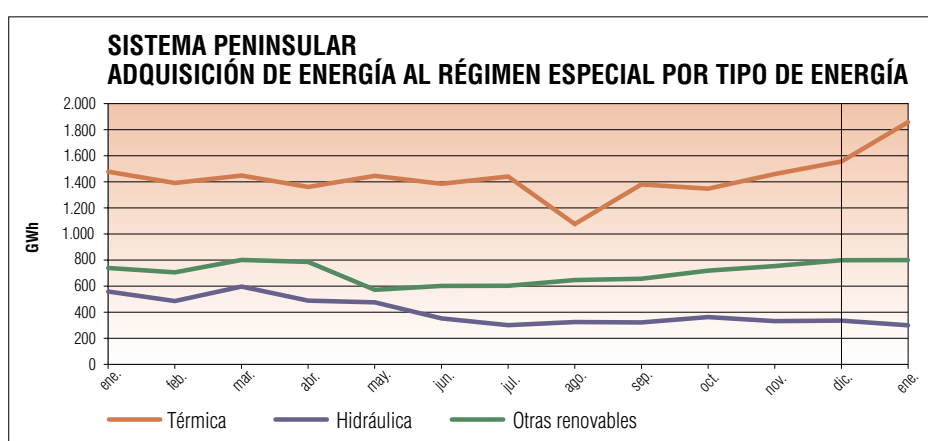
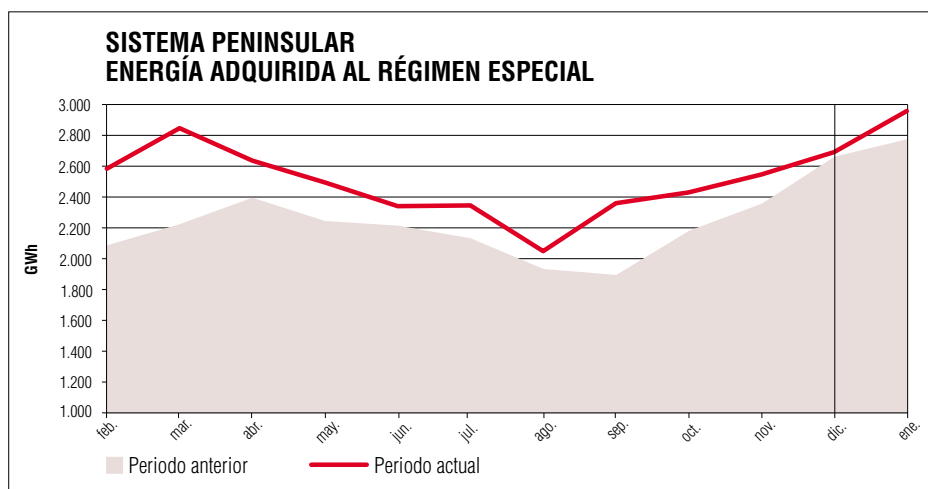
Combustible	Enero					Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Consumo		Stock		Energía (*)	Consumo		Energía (*)	Consumo		Energía (*)
	kTEC	Δ%	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh	kTEC	Δ%	GWh
Hulla + antracita	1.040	142,3	2.370	-11,9	2.850	1.040	142,3	2.850	10.109	4,8	26.915
Lignito pardo	179	4,9	53	103,4	438	179	4,9	438	2.659	4,2	6.454
Lignito negro	146	136,3	850	-19,9	453	146	136,3	453	1.400	-14,3	4.288
Carbón importación	1.223	53,5	2.062	-18,8	3.511	1.223	53,5	3.511	11.708	-8,9	33.024
Gas natural (**)	303	505,4	-	-	946	303	505,4	946	1.806	51,5	5.159
Gas siderúrgico	36	-7,0	-	-	96	36	-7,0	96	461	-1,1	1.251
Fuel-oil	634	254,0	655	11,4	1.807	634	254,0	1.807	3.178	43,5	8.863
Sistema peninsular	3.560	106,3	5.989	-13,2	10.101	3.560	106,3	10.101	31.320	2,5	85.954
Carbón	100	-1,9	198	-27,3	321	100	-1,9	321	1.137	2,7	3.684
Fuel-oil	153	11,9	155	57,0	677	153	11,9	677	1.816	10,4	7.994
Sistemas extrapeninsulares	253	6,0	353	-4,9	997	253	6,0	997	2.954	7,3	11.678

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

Régimen especial (*)

- En enero, el volumen de energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 2.957 GWh, con un crecimiento del 6,5% respecto al mismo mes del año anterior.
- Tras el dato de enero, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses, 30.275 GWh, supera en un 11,7% al del mismo periodo del año anterior, 1,5 puntos por encima del crecimiento interanual alcanzado en enero 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 43,4% de la energía adquirida en el periodo, 5,7 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.
- En el conjunto de sistemas extrapeninsulares, en enero el volumen de adquisiciones al régimen especial ha ascendido a 42 GWh, un 7,7% menos que en el mismo mes del año anterior. A pesar de este dato, el volumen de energía acumulado en los últimos doce meses ha aumentado en un 9,5% respecto al mismo periodo del año anterior y ha aportado el 6,3% de la demanda interanual, aportación muy similar a la contabilizada en enero de 2001 para el mismo periodo.
- En enero, el precio medio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial ha sido 7,455 c€/kWh, con lo que el precio acumulado de los últimos doce meses se sitúa en 6,387 c€/kWh, un 5,9% 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, 6,741 c€/kWh, mientras que la energía procedente de las centrales hidráulicas costó 6,733 c€/kWh y la procedente de centrales térmicas 6,122 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	Enero				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	1.857	25,7	6,472	9,9	1.857	25,7	6,472	9,9	17.149	1,5	6,122	6,8
Hidráulica	1.421	300	-46,3	9,194	51,2	300	-46,3	9,194	51,2	4.680	15,2	6,733	1,0
Otras renovables	3.232	800	8,2	8,656	48,6	800	8,2	8,656	48,6	8.446	37,3	6,741	5,6
Sistema peninsular	9.970	2.957	6,5	7,455	26,1	2.957	6,5	7,455	26,1	30.275	11,7	6,387	5,9
Térmica	82	16	5,3	-	-	16	5,3	-	-	262	-34,2	-	-
Hidráulica	0,5	0,2	-5,3	-	-	0,2	-5,3	-	-	2,7	-27,5	-	-
Otras renovables	131	26	-14,2	-	-	26	-14,2	-	-	473	74,1	-	-
Sistemas extrapeninsulares (*)	214	42	-7,7	-	-	42	-7,7	-	-	738	9,5	-	-

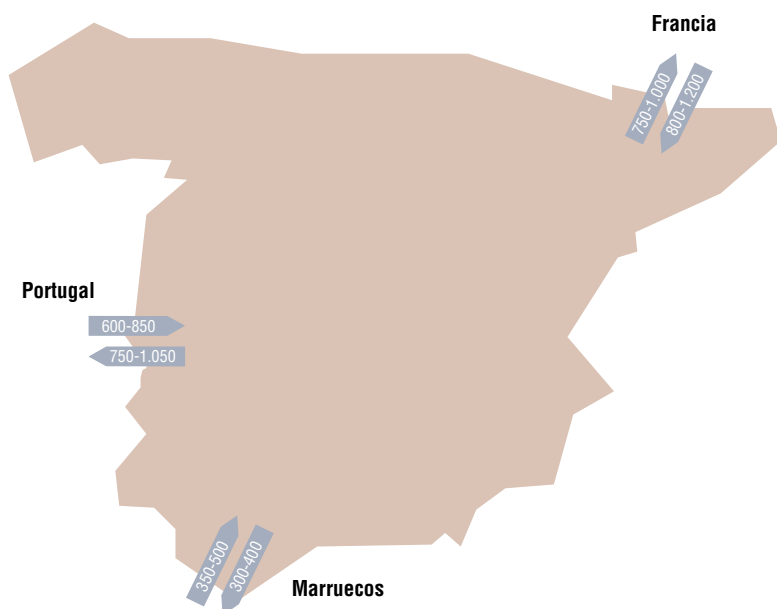
Δ%: tasa de variación respecto al mismo periodo del año anterior.

(*) Datos de precios no disponibles.

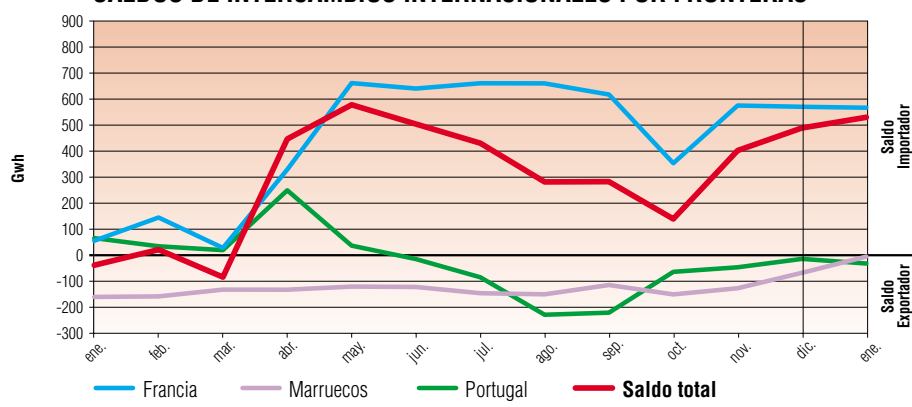
Intercambios internacionales

- El volumen de energía intercambiada con otros países en el mes de enero ha ascendido a 808 GWh, un 16,4% menos que en el mismo mes de 2001. El 82,8% de este volumen ha correspondido a operaciones de importación, lo que ha conducido a un saldo mensual importador de 531 GWh.
- El 42,4% 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 enero a 442 GWh, el 54,7% del total, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos aportaron el 2,9% restante.
- En enero, el mayor volumen de energía intercambiada por los agentes, incluyendo bilaterales, ha correspondido a operaciones con la frontera de Francia con 209 GWh, seguido por los realizados con las fronteras de Portugal, 54 GWh, Andorra, 49 GWh, y Marruecos, 31 GWh.
- En los últimos doce meses, el volumen total de energía intercambiada ha ascendido a 11.561 GWh, un 11,9% menos que en el mismo periodo del año anterior. El 55,5% de esta energía, 4,2 puntos menos que en el mismo periodo del año 2001, corresponde a operaciones realizadas por los agentes, que han aportado un saldo importador de 73 GWh. El 15,5% 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 42,9% del volumen de intercambios, proporcionando un saldo importador de 3.813 GWh, mientras que el saldo neto de los intercambios de apoyo y desvíos representó el 1,6% del volumen y aportó un saldo importador de 140 GWh.
- Tras el dato de enero, el saldo de los últimos doce meses de los intercambios internacionales ha sido importador en 4.027 GWh, un 4,3% inferior al obtenido el mismo periodo del año anterior, debido a que la reducción de las importaciones ha sido ligeramente mayor que la de las exportaciones.
- El 49,3% del volumen total de energía intercambiada por los agentes, incluidos bilaterales, durante los últimos doce meses ha correspondido a operaciones realizadas a través de la frontera con Francia, el 31,9% con Portugal, el 14,8% con Marruecos y el 4,1% restante con Andorra.
- En el mes de enero, 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 ENERO 2002 (MW)



SALDOS DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES POR FRONTERAS



Intercambios internacionales (GWh)*	Enero			Acumulado anual			Últimos doce meses		
	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo	Import.	Export.	Saldo
Andorra	0	-49	-49	0	-49	-49	0	-261	-261
Francia	209	0	209	209	0	209	2.058	-654	1.404
Marruecos	25	-2	23	25	-2	23	31	-775	-744
Portugal	8	-36	-28	8	-36	-28	538	-1.101	-564
Mercado: Agentes	242	-87	154	242	-87	154	2.627	-2.791	-164
Francia	409	0	409	409	0	409	4.387	0	4.387
Marruecos	0	-32	-32	0	-32	-32	0	-574	-574
Mercado: Contratos REE	409	-32	377	409	-32	377	4.387	-574	3.813
Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia	0	0	0	0	0	0	326	-124	203
Marruecos	4	0	4	4	0	4	10	-132	-122
Portugal	0	-10	-10	0	-10	-10	282	-126	156
Contratos bilaterales	4	-10	-6	4	-10	-6	618	-382	237
Andorra	7	0	7	7	0	7	13	-1	13
Francia	0	-9	-9	0	-9	-9	82	-14	68
Marruecos	1	0	1	1	0	1	15	0	15
Portugal	6	0	6	6	0	6	50	-6	44
Apoyo y desvíos	14	-9	5	14	-9	5	161	-21	140
Total intercambios	669	-139	531	669	-139	531	7.794	-3.767	4.027

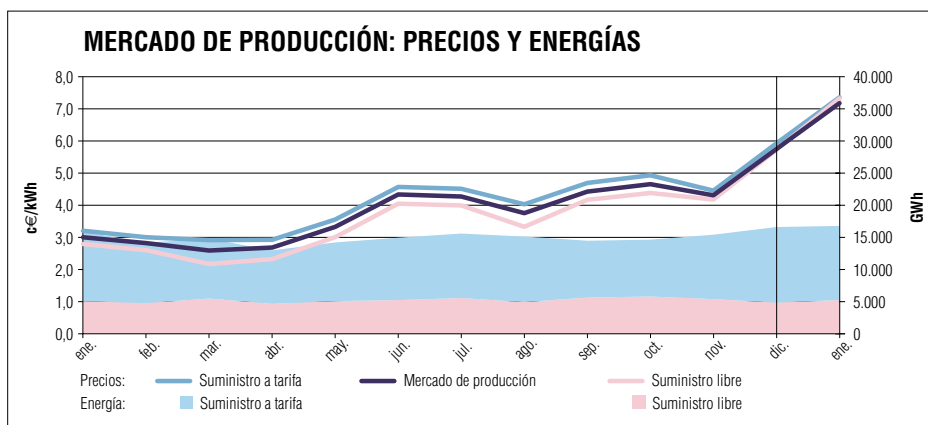
Capacidad comercial: Es la capacidad de interconexión disponible para realizar transacciones comerciales una vez descontada la capacidad reservada para garantizar la seguridad del sistema y para intercambios de apoyo.

(*) Intercambios a través de las fronteras.

3. MERCADO DE PRODUCCIÓN

Precios finales mensuales

- Por segundo mes consecutivo, en enero el precio medio del mercado de producción ha vuelto a alcanzar el valor máximo mensual desde el inicio del mercado eléctrico, superando ampliamente el registrado en diciembre.
- El precio medio ha sido 7,171 c€/kWh, un 24,8% más que el mes pasado, y la demanda se elevó a 17.486 GWh. Respecto de enero de 2001, el precio ha aumentado un 139,0%, frente a un aumento del 6,5% de la demanda. En los últimos doce meses, el precio medio del mercado se sitúa en 4,250 c€/kWh, un 11,5% 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 11.531 GWh, lo que supone un aumento del 6,6% respecto de hace un año. El precio medio ha sido 7,353 c€/kWh, un 24,2% más que el mes anterior y un 129,5% más que el mismo mes de 2001.
- Las compras de los comercializadores y consumidores cualificados y agentes externos compradores se han elevado a 5.241 GWh, un 8,4% más que el mes pasado y un 3,7% más que hace un año. Esta cifra representa el 30,0% del conjunto del mercado. El precio medio se ha situado en 7,322 c€/kWh, valor muy similar al del suministro a tarifa debido que este mes la menor repercusión del pago por Garantía de potencia sobre el suministro libre ha sido compensada por el



Precios	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	c€/kWh	s/dic.%	Δ%	c€/kWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Mercado de producción (*)	7,171	24,8	139,0	7,171	139,0	4,250	11,5
Mercado diario	6,494	32,7	197,3	6,494	197,3	3,561	15,5
Otros mercados	0,219	-44,7	-39,5	0,219	-39,5	0,229	19,6
Garantía de potencia	0,458	0,0	0,9	0,458	0,9	0,459	-14,4
Suministro a tarifa (**)	7,353	24,2	129,5	7,353	129,5	4,499	11,0
Mercado diario	6,552	33,3	194,9	6,552	194,9	3,595	15,9
Otros mercados	0,239	-46,4	-44,5	0,239	-44,5	0,264	17,7
Garantía de potencia	0,562	0,2	2,0	0,562	2,0	0,640	-12,2
Suministro libre (***)	7,322	27,9	162,5	7,322	162,5	3,954	13,2
Mercado diario	6,678	33,4	205,7	6,678	205,7	3,543	13,3
Otros mercados	0,351	-21,7	13,4	0,351	13,4	0,253	23,5
Garantía de potencia	0,293	8,9	-0,7	0,293	-0,7	0,158	-1,8

Energías	Enero			Acumulado anual		Últimos doce meses	
	GWh	s/dic.%	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Mercado de producción (*)	17.486	1,4	6,5	17.486	6,5	184.514	4,3
Suministro a tarifa (**)	11.531	-2,0	6,6	11.531	6,6	117.055	-1,5
Suministro libre (***)	5.241	8,4	3,7	5.241	3,7	62.548	19,2
Contratos bilaterales	17	81,9	-91,1	17	-91,1	980	-29,1

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
M1	5,045	3,797	3,156	2,610	2,561	2,359	2,424	2,435	2,679	2,817	2,853	3,413	3,528	3,516	3,528	2,938	2,821	3,593	5,090	5,696	6,104	6,279	6,262	6,254	3,950
X2	6,168	3,591	3,053	2,816	2,694	2,680	3,045	3,064	4,419	5,416	7,017	7,576	7,913	6,857	6,331	6,508	6,562	7,273	8,605	8,368	7,995	7,836	6,189	6,151	6,064
J3	5,232	4,033	3,692	3,404	3,300	2,623	3,986	4,442	5,183	6,107	6,692	6,726	6,753	6,505	5,945	6,153	6,438	6,493	7,206	7,019	6,745	6,761	6,173	6,676	5,729
V4	5,152	4,193	3,777	3,379	2,522	2,444	3,843	4,163	4,668	5,565	6,625	6,422	6,426	6,229	5,310	5,183	5,406	5,570	6,674	6,517	6,468	6,311	5,503	5,682	5,257
S5	5,605	4,400	3,916	3,720	3,470	2,781	3,457	3,699	4,248	4,721	6,871	7,642	7,674	6,634	5,639	5,413	5,485	5,860	7,861	7,760	7,693	7,409	7,036	7,868	5,801
D6	8,320	5,890	4,722	3,519	3,500	3,353	2,784	2,459	2,429	2,836	3,649	4,596	4,750	4,770	4,796	4,572	4,559	4,585	6,726	7,019	7,430	7,719	6,880	7,254	5,123
L7	5,633	3,871	3,443	2,647	2,537	2,621	4,208	4,594	4,675	6,243	7,061	7,501	7,125	6,641	6,075	6,951	6,619	6,863	8,407	8,769	8,641	8,150	8,803	9,377	6,337
M8	6,198	4,676	4,471	3,985	3,987	3,952	5,468	6,650	9,261	8,842	10,710	9,148	9,472	9,682	7,839	8,465	8,809	8,459	9,778	12,963	9,572	8,995	7,292	7,778	7,975
X9	6,975	5,667	4,616	4,508	4,361	4,312	5,289	7,218	9,667	9,028	9,205	9,396	8,916	8,742	8,219	8,747	9,224	9,542	13,032	13,574	9,774	9,004	8,297	8,781	8,360
J10	6,945	5,381	4,873	4,772	4,709	4,688	5,476	7,965	13,265	12,223	12,961	13,084	13,096	12,480	11,778	12,903	13,223	13,095	15,820	16,838	14,873	12,816	8,475	8,789	10,764
V11	11,145	6,779	5,501	5,350	5,138	5,121	6,109	10,658	16,080	12,863	15,617	15,610	15,481	13,082	11,613	11,751	12,519	12,028	15,104	15,943	15,053	11,618	11,525	11,872	11,683
S12	11,133	6,802	5,702	5,173	5,003	4,250	4,165	4,364	5,330	5,914	8,170	8,791	8,283	7,467	6,162	5,696	5,407	5,956	8,718	9,672	9,897	9,690	9,399	9,640	7,236
D13	9,002	5,630	4,616	4,215	3,529	2,756	2,580	2,344	2,354	2,759	4,268	5,060	5,518	5,914	5,799	5,355	5,187	5,245	8,248	8,492	9,132	9,635	9,491	9,642	5,882
L14	5,616	4,915	4,258	3,847	3,501	3,488	4,543	5,024	10,175	10,757	10,825	10,834	10,744	10,364	10,102	10,305	10,583	10,770	11,151	11,371	11,146	10,777	9,567	10,271	8,843
M15	8,703	5,116	4,658	4,504	4,288	4,349	4,817	5,435	12,380	14,799	12,603	11,372	11,506	10,838	10,449	10,854	10,871	11,464	11,659	11,474	11,344	11,405	9,849	10,252	9,648
X16	9,229	6,109	5,173	4,766	4,625	4,469	5,475	8,625	11,196	11,297	11,491	11,434	11,322	11,234	10,767	11,005	11,064	11,199	11,744	12,388	11,590	11,629	11,031	10,957	9,781
J17	6,248	5,419	4,658	4,267	3,993	3,917	4,858	6,145	10,138	10,922	11,104	10,994	11,013	10,814	9,197	9,739	10,251	10,837	11,143	11,378	11,263	10,711	9,830	9,375	8,886
V18	6,293	5,417	4,755	4,357	4,101	4,015	4,980	6,720	10,243	10,523	10,939	11,164	10,650	10,720	8,998	9,442	9,506	9,535	10,256	11,132	10,301	10,144	8,536	8,822	8,560
S19	10,576	7,803	5,885	5,300	4,935	4,765	4,436	4,895	5,018	5,801	9,282	9,903	9,575	8,976	7,002	6,064	5,818	6,014	9,778	9,678	9,973	9,672	9,763	10,770	7,701
D20	9,763	6,316	5,056	3,918	3,763	2,773	2,572	2,491	2,452	2,790	2,950	4,123	4,712	4,778	4,731	3,888	3,872	3,911	6,147	7,369	7,318	7,395	7,214	7,457	5,050
L21	5,679	4,947	3,876	2,873	2,747	2,778	4,899	5,615	10,377	10,472	10,491	10,635	10,370	10,764	9,092	9,481	9,885	10,297	10,828	11,335	10,984	10,580	9,149	9,175	8,557
M22	5,695	4,973	4,492	4,364	3,786	3,629	4,706	5,467	9,156	8,714	9,092	9,228	8,790	9,754	6,003	7,567	7,601	8,830	8,945	10,141	9,250	9,138	6,038	6,032	7,294
X23	4,984	4,763	4,349	3,636	3,319	3,068	4,417	5,492	9,082	9,153	9,241	9,338	9,062	9,282	6,172	7,700	7,865	8,967	9,814	10,662	9,783	8,899	6,195	6,002	7,303
J24	5,249	4,838	4,374	4,278	3,623	3,644	4,537	5,518	7,597	7,839	8,599	8,813	9,036	8,637	7,173	7,021	7,178	8,363	9,247	10,602	9,605	8,838	5,808	5,539	7,018
V25	5,067	4,830	4,364	3,638	3,004	3,015	4,773	5,430	7,390	7,659	8,523	8,137	7,656	7,664	5,624	6,020	6,186	7,503	8,042	9,182	7,921	7,674	5,406	5,625	6,367
S26	7,338	5,451	5,032	4,798	3,934	3,648	3,038	3,516	3,906	4,980	5,649	5,969	5,937	5,192	4,939	4,575	4,322	4,377	5,480	7,237	7,190	6,986	6,007	6,042	5,303
D27	5,241	4,556	3,455	2,905	2,523	2,450	2,399	2,375	2,354	2,701	3,513	4,120	4,230	4,468	4,509	4,244	3,576	3,565	4,833	7,055	7,143	7,170	6,760	7,111	4,445
L28	4,751	4,100	3,378	2,850	2,749	2,702	3,882	4,790	7,376	8,969	8,530	8,474	7,360	7,468	6,591	7,194	7,389	7,415	7,538	9,979	9,130	7,450	6,198	6,167	6,616
M29	5,123	4,776	4,298	3,426	2,923	2,863	3,039	4,908	7,958	7,559	7,412	7,341	7,140	7,242	5,776	6,117	6,221	7,367	6,996	7,888	7,538	6,924	6,140	5,850	6,053
X30	4,751	4,519	3,873	3,386	2,810	2,806	3,389	4,838	6,804	6,916	6,768	6,767	6,666	6,375	4,955	4,894	5,067	5,457	6,439	7,735	7,079	6,715	5,194	5,289	5,563
J31	4,998	4,590	4,097	3,874	3,365	2,891	3,898	4,886	6,854	6,497	7,007	6,272	6,264	6,159	4,694	5,961	5,184	6,104	6,308	7,411	6,794	6,401	5,984	5,744	5,583
Media	6,747	5,130	4,406	3,945	3,630	3,434	4,186	5,227	7,663	7,896	8,560	8,639	8,516	8,275	7,053	7,362	7,447	7,839	9,153	9,944	9,292	8,799	7,656	7,857	7,171

Mínimo: 2,344
Precios de 2,344 a 2,814
Precios de 2,814 a 4,213
Precios de 4,213 a 16,838
Máximo: 16,838

Percentiles del 33% de los valores registrados en 2001.

mayor coste que para los consumidores cualificados ha tenido la adquisición de energía en el mercado diario y en los mercados de operación.

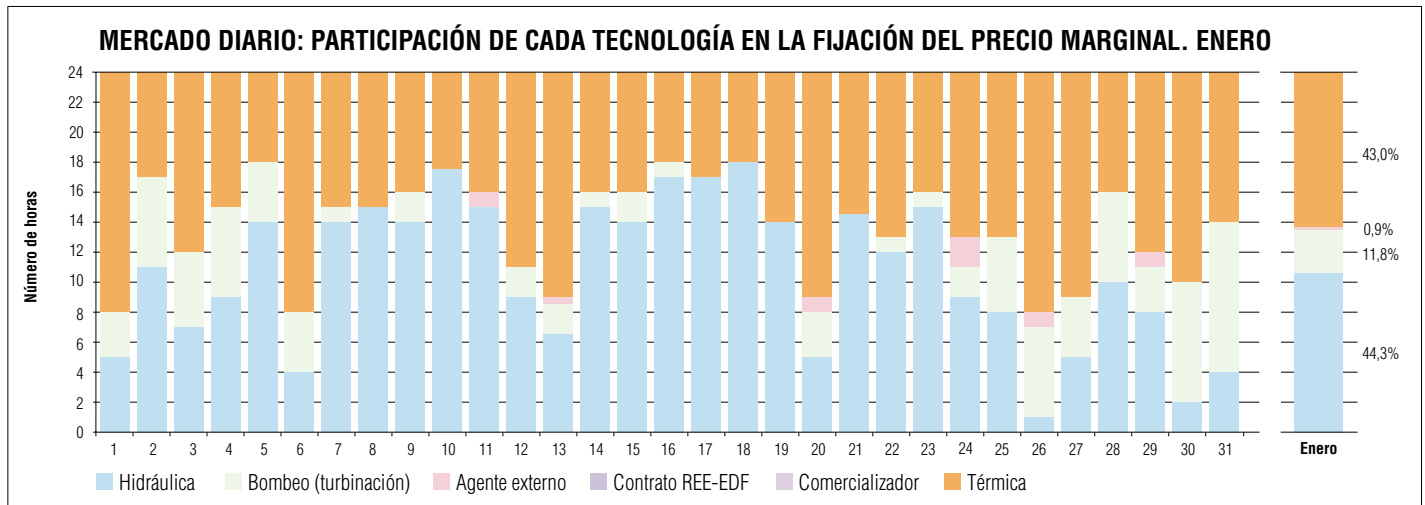
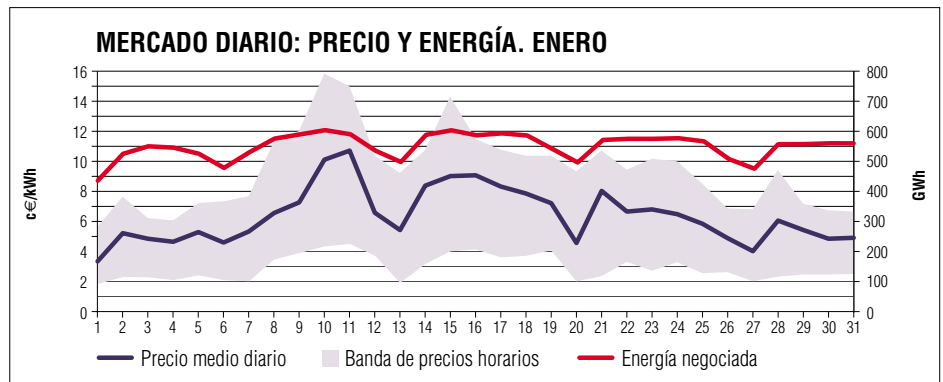
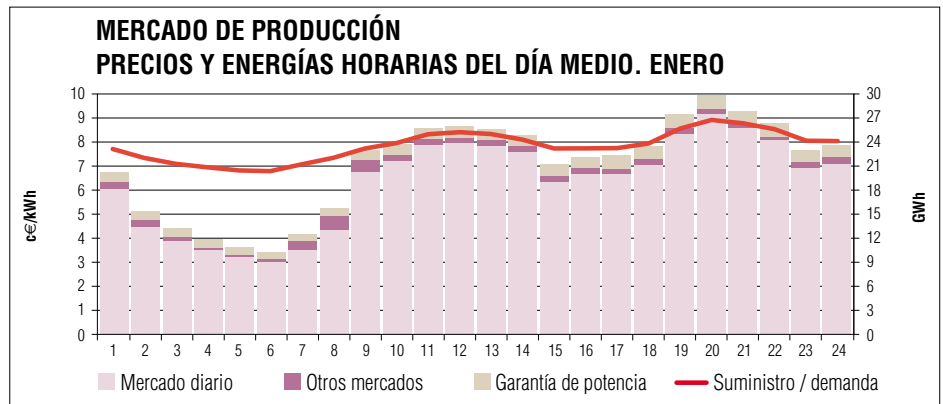
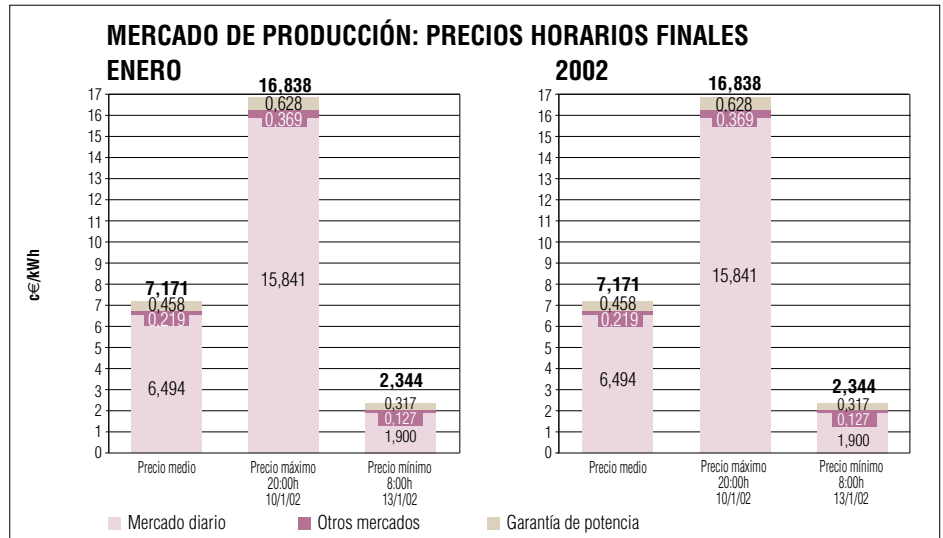
- El precio medio aritmético, a los efectos del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, de las ocho primeras horas de los días del mes de enero, precio valle, ha sido 4,528 c€/kWh. El precio medio aritmético del resto de las horas ha sido 8,052 c€/kWh.

Precios finales horarios

- El precio horario final máximo alcanzó 16,838 c€/kWh, el valor más elevado desde el inicio del mercado eléctrico, en la hora 20 del jueves 10, mientras que el precio mínimo fue 2,344 c€/kWh en las hora 8 del domingo 13. La relación entre el máximo y el mínimo se ha situado en 7,18 veces, aumentando 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 3,4 y 9,9 c€/kWh, frente a una demanda que ha oscilado entre 20,4 y 26,8 GWh.

Mercado diario

- En enero, el precio medio del mercado diario ha sido 6,494 c€/kWh, la energía intercambiada 17.106 GWh y el volumen económico contratado de 1.110,89 M€, cifras que respecto del mercado de producción suponen el 97,8% de la energía y el 88,6% del volumen económico.
- En enero los precios medios manifiestan en general una tendencia fuertemente creciente a lo largo de la primera quincena del mes, a la que sigue un ligero descenso progresivo. Los precios comienzan el mes cercanos a los 5 c€/kWh durante los días laborables, aumentando progresivamente hasta alcanzar en dos días valores superiores a los 10 c€/kWh,



tras los que se inicia una tendencia decreciente que sitúa los precios a final de mes nuevamente en el entorno de los 5 c€/kWh.

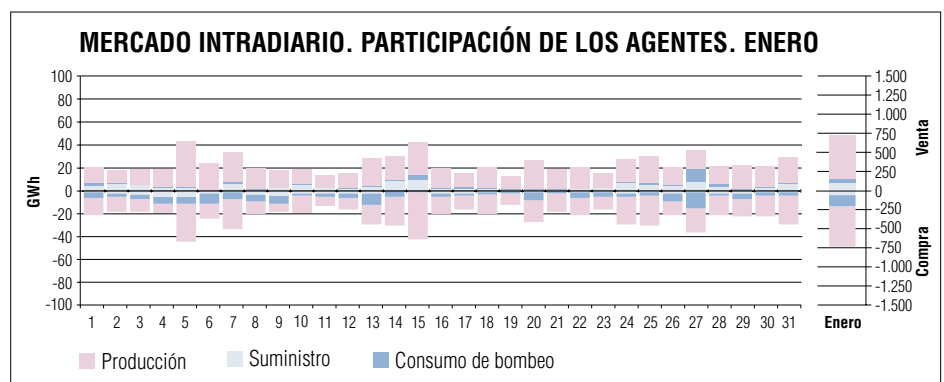
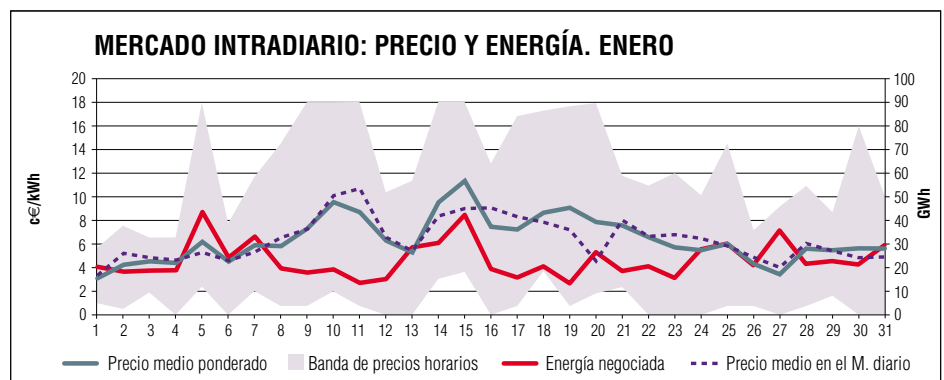
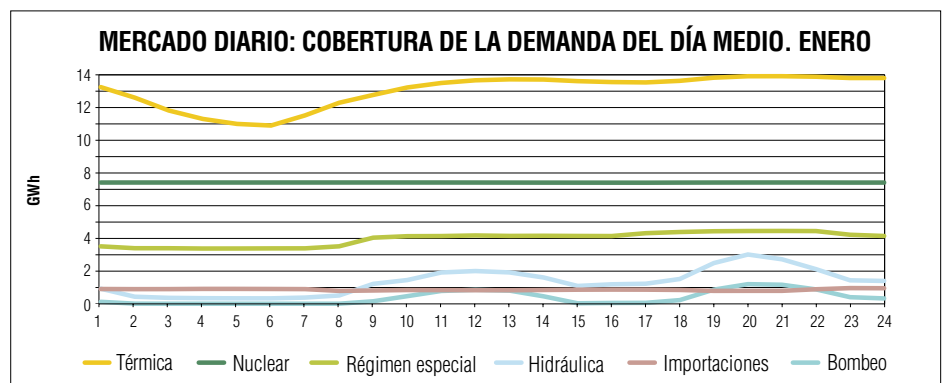
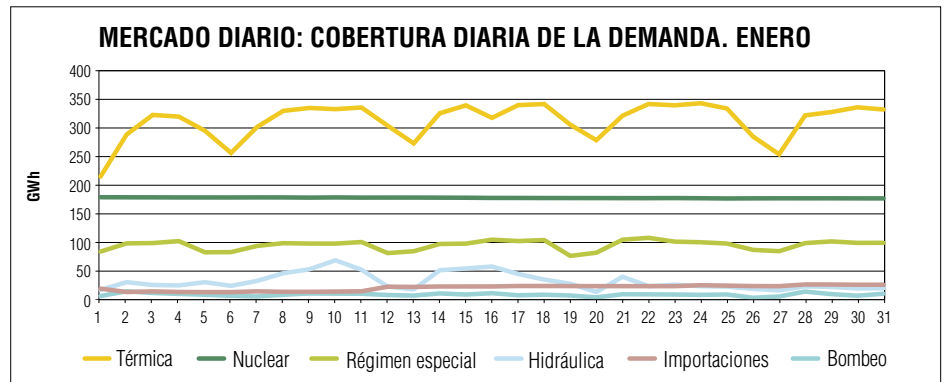
- El precio mínimo del mes, 1,831 c€/kWh, se ha registrado en la hora 9 del martes 1, y el precio máximo del mes, 15,841 c€/kWh, en la hora 20 del jueves 10.
- Respecto a la cobertura de la demanda por tecnologías, los gráficos revelan, respecto al mes anterior, un aumento de la producción térmica, que ha cubierto la mayor demanda de este mes respecto a diciembre, así como una disminución de la producción hidráulica. Asimismo se observa la importante modulación horaria de la producción hidráulica.
- Las centrales hidráulicas y de bombeo han fijado el precio marginal en un 56,1% de las horas frente al 43,0% de las térmicas. Por su parte, las unidades de agentes externos han marcado marginal en seis horas durante el mes, 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 6,428 c€/kWh, un 33,5% más que el mes anterior y un 1,0% inferior al precio del mercado diario.
- La energía negociada en el conjunto de mercados intradiarios ha alcanzado los 724 GWh, un 25,4% menos que el mes anterior. De esta energía, el 93,0% ha permitido a los agentes, principalmente, productores ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado. El 7,0% restante, 51 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 0,020 c€/kWh.
- Se observa una sensible diferencia en los volúmenes de energía negociados en cada una de las actuales sesiones del mercado intradiario, 361, 147, 46, 61, 46 y 62 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 4,7 y 15,6 c€/kWh el 80% de los días.

Garantía de potencia y Otros

- El importe asociado a la garantía de potencia en el mes de enero ha sido de 80,10 M€, suponiendo un sobrecoste unitario calculado sobre la energía total del mercado de 0,458 c€/kWh, valor similar al del mes anterior y que



supone el 6,4% del precio medio del mercado.

- La incorporación de los contratos internacionales suscritos por Red Eléctrica ha supuesto un ahorro de 12,33 M€, con una repercusión sobre el precio

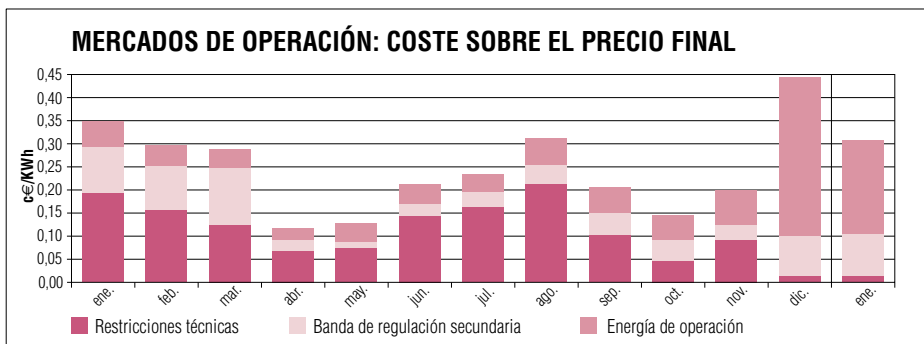
medio del mercado de producción de 0,071 c€/kWh.

- Los contratos bilaterales físicos han sumado 17 GWh en el mes de enero, un 81,9% más que el mes anterior.

Mercados de Operación

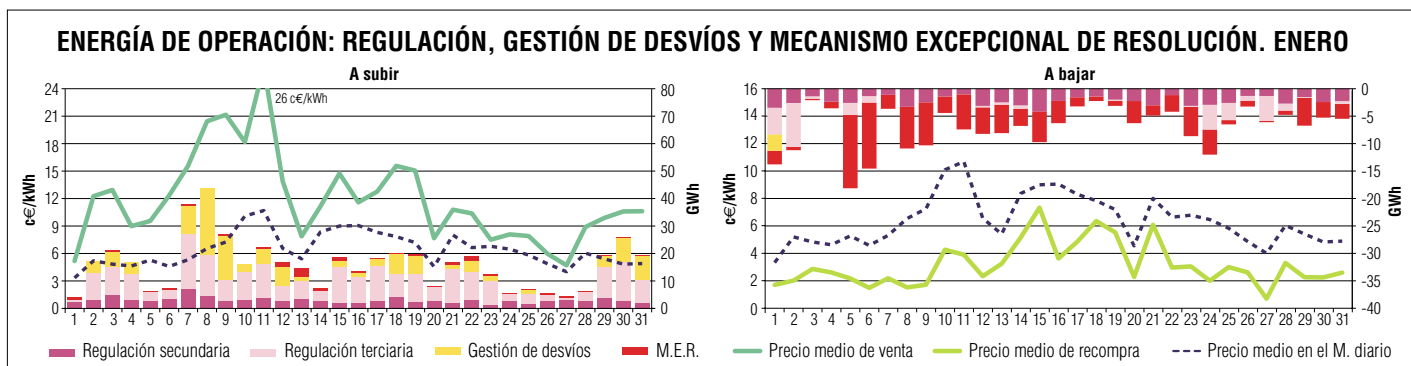
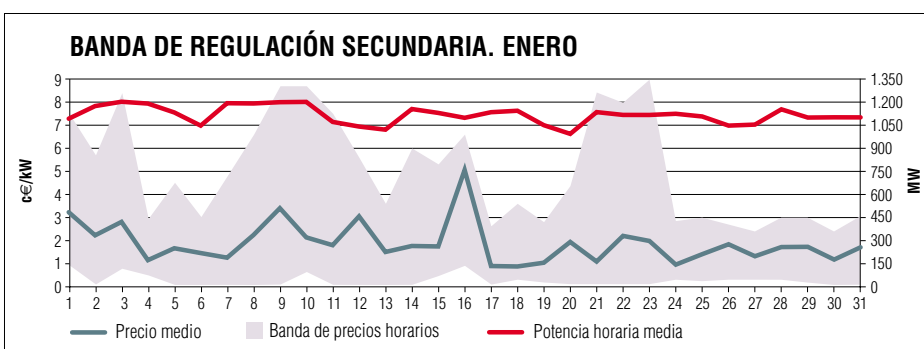
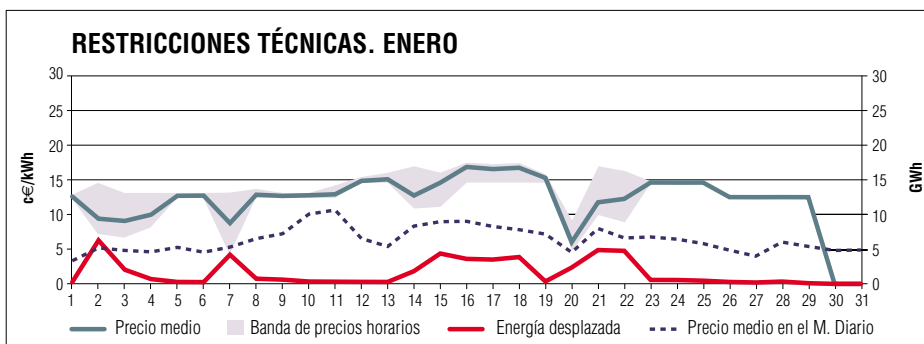
El coste neto de los mercados de operación en enero ha sido 0,310 c€/kWh, un 30,5% inferior al del mes de diciembre, suponiendo un 4,3% del precio final del mercado de producción.

- Restricciones técnicas: La energía necesaria para la solución de restricciones técnicas se ha reducido a 49 GWh, un 0,3% de la energía correspondiente al mercado diario, un 9,3% menos que en diciembre. Este descenso ha sido debido a la escasez de oferta hidráulica por lo que la cobertura de la demanda en el mercado se realizó fundamentalmente mediante grupos térmicos entre los que estaban los que habitualmente se programan para resolver las restricciones técnicas. El precio medio de la energía programada para resolver las restricciones técnicas ha sido 12,518 c€/kWh, un 28,7% superior al del mes de diciembre, en consonancia con el incremento de los precios en el mercado diario.
- Banda de regulación secundaria: La potencia horaria media asignada a lo largo del mes ha sido 1.120 MW, repartidos en 665 MW a subir y 455 MW a bajar. El precio medio ha sido 1,899 c€/kW, un 6,6% más que en diciembre. La repercusión económica total ha significado un coste de 0,091 c€/kWh, un 3,4% superior al del mes anterior.
- Energía de operación: La energía necesaria en la operación del sistema ha ascendido a 719 GWh, repartida en 498 GWh a subir y 222 a bajar, un 26,0% menos que en diciembre. El precio medio de venta ha sido 13,778 c€/kWh y el de recompra 2,855 c€/kWh, ambos superiores a los del mes anterior. El coste conjunto sobre el precio del mercado de producción ha sido 0,206 c€/kWh, un 40,2% inferior a diciembre. En enero la relación de energía de operación subir/bajar fue de 2,25.



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
Enero					
Restricciones técnicas (*)	0,013	49		12,518	
Banda de regulación secundaria (**)	0,091	665	455	1,899	
Energía de operación (***)	0,206	498	222	13,778	2,855
Regulación secundaria		93	70	12,102	5,277
Regulación terciaria		251	33	13,151	2,063
Gestión de desvíos		132	3	16,278	2,226
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)		21	116	12,962	1,643
Total	0,310				

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



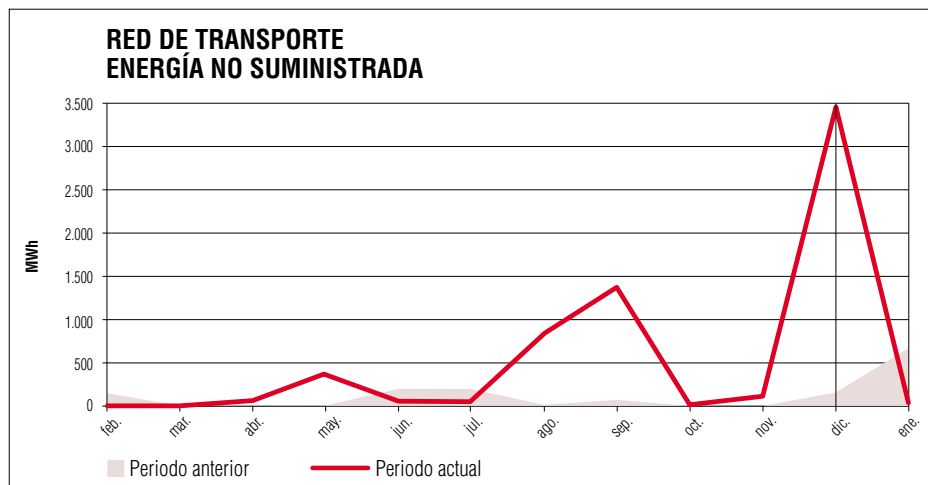
4. RED DE TRANSPORTE

- 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 enero se han registrado cuatro cortes de mercado con una ENS total de 34,6 MWh: el primero de 15,8 MWh en Andujar, el segundo de 13,3 MWh en Guipúzcoa, el tercero de 3,1MWh en Galicia y el último en Madrid de 2,3 MWh.
- 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 16,154 minutos, 12,244 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.
- La tasa de disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España en el mes de enero ha sido del 99,4%, 0,4 puntos inferior a la registrada en el mismo mes de 2001, consecuencia del aumento de las indisponibilidades programadas por otras causas ajenas al mantenimiento, que alcanzaron este mes el 0,5%.
- Tras el registro de enero, la disponibilidad de las líneas de Red Eléctrica de España durante los últimos doce meses se sitúa en el 97,5%, inferior en 0,8 puntos a la tasa interanual registrada en el mismo mes de 2001.

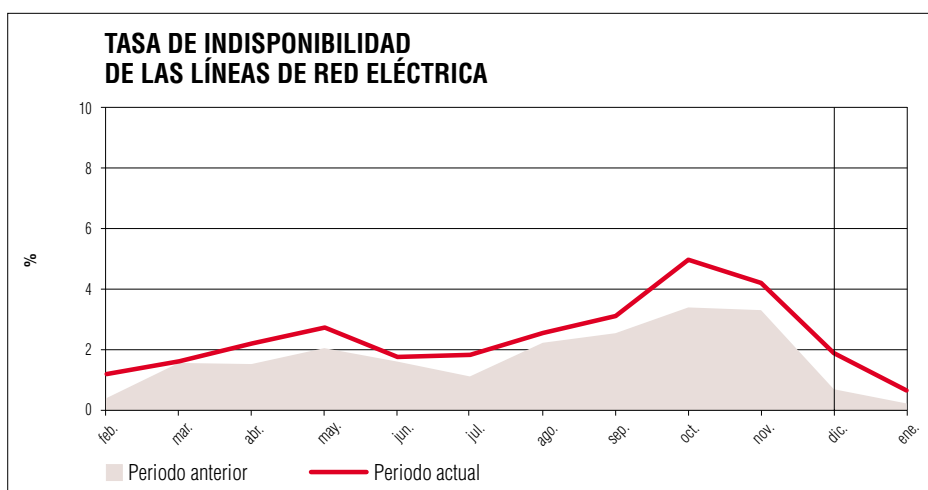
Energía no suministrada (ENS): Mide la energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

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	Enero	Acumulado anual	Últimos doce meses
Energía no suministrada (MWh)			
Red de transporte	34,6	34,6	6.357,6
RED ELÉCTRICA	0,0	0,0	107,0
Tiempo de interrupción medio (min.)			
Red de transporte	-	-	16,154
RED ELÉCTRICA	-	-	0,272



Red de transporte de REE Tasa de indisponibilidad	Enero		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	%	Δ%	%	Δ%	%	Δ%
Mantenimiento preventivo	0,1	-13,4	0,1	-13,4	0,6	1,1
Indisponibilidades fortuitas	0,0	-56,6	0,0	-56,6	0,1	2,6
Otras causas ajenas al mantenimiento	0,5	931,9	0,5	931,9	1,9	88,5
Total	0,6	198,5	0,6	198,5	2,5	53,3

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 13 del año 2001, correspondiente al periodo enero-diciembre, ascendieron a 10.551,83 M€, de los que el 6,9%, 726,51 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 hasta la liquidación nº 13, 95,66 M€, apenas representa el 13,7% de la cantidad establecida en el R.D. por el que se establece la tarifa para 2001.
- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los

distribuidores a efecto de la liquidación nº 13 del año 2001, se ha elevado a 4.543,66 M€ correspondientes a una energía estándar de 110.943 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 1 del año 2002, ascendieron a 270,43 M€. Estos ingresos no han sido suficientes para cubrir la imputación reconocida a las actividades de transporte y distribución, así como 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 122,44 M€.

- El coste de adquisición de energía en el mercado de producción reconocido a los distribuidores a efecto de la liquidación nº 1 del año 2002, se ha elevado a 253,12 M€ correspondientes a una energía estándar de 3.443 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 13, 2001. Periodo Enero-Diciembre y liquidación nº 1, Enero 2002 (*)

	Liquidación 13/01			Liquidación 1/02		
	Volumen	Energía	Precio medio	Volumen	Energía	Precio medio
	M€	GWh	c€/kWh	M€	GWh	c€/kWh
CLIENTES A TARIFAS						
INGRESOS	10.551,83			270,43		
Venta de energía	9.718,06	126.017	7,712	257,13	3.513	7,319
Peajes	783,22	55.422	1,413	11,40	636	1,792
Peajes por interconexiones intern.	4,56	3.497	0,130	0,17	95	0,180
Otros servicios	46,00			1,73		
Distribuidores y Comercializadoras						
CLIENTES CUALIFICADOS						
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA MERCADO	4.543,66			253,12		
Generadores						
COSTE DE ADQUISICIÓN ENERGÍA RÉGIMEN ESPECIAL	1.844,67			35,43		
Generadores						
COSTE DEL TRANSPORTE	574,56			14,78		
REE	342,91			8,64		
Empresas eléctricas	231,65			6,14		
COSTE DE DISTRIBUCIÓN (**)	2.862,44			68,99		
Distribuidoras						
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	486,04			12,36		
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	17,73			0,39		
Comp. Moratoria Nuclear	371,75			9,51		
Financiación 2º Ciclo C.N.	95,84			2,46		
Stock estratégico C.N.	0,72			-		
COSTES PERMANENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	240,47			-114,23		
Operador del Mercado	8,29			0,21		
Operador del Sistema	8,29			0,29		
C.N.S.E.	8,29			0,20		
Comp. E. Extrapeninsulares	119,94			4,57		
Costes Transic. Competencia	95,66			-119,50		
Coste específico	54,25			-		
Retribución fija	41,41			-119,50		
Asignación General	-			-		
Asignación Específica	-			-		
Stock Carbón	-			-		
Prima Carbón	172,73			2,94		
Déficit liquidatorio	-131,33			-122,44		
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

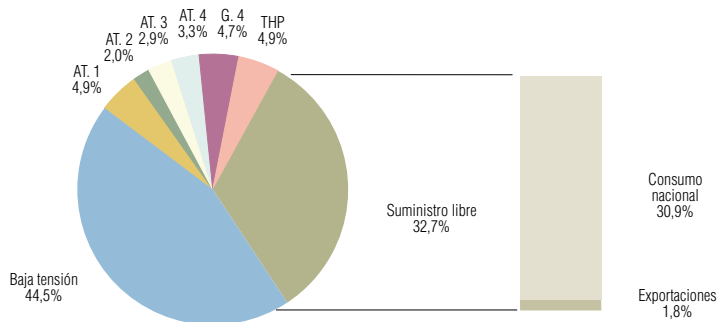
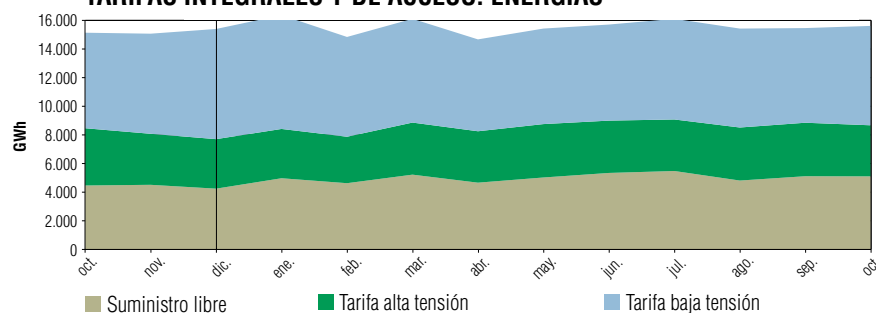
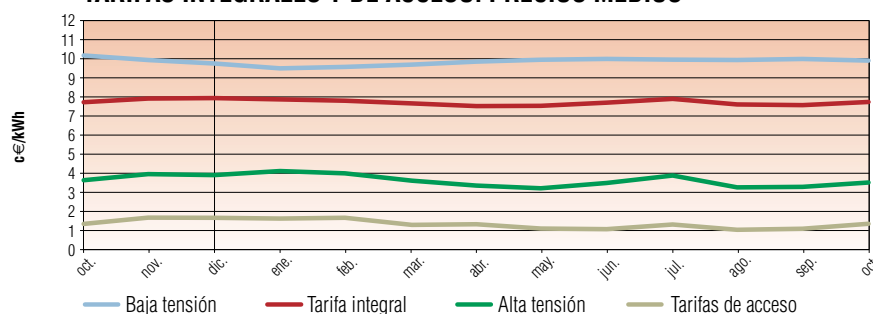
(**) El coste de distribución incluye el coste reconocido destinado a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras.

(**) 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 octubre se elevó a 10.521 GWh, un 1,5% inferior al del mismo mes del año anterior. Esta tasa de decrecimiento, aunque se invierte respecto a la del mes anterior que fue positiva, se sitúa entre las bajas del año, consecuencia, por un lado, del notable incremento registrado en octubre de la demanda en baja tensión, la de mayor peso sobre el consumo a tarifa regulada, y por otro, de la comparación con un mes, octubre de 2000, más homogéneo que meses anteriores en términos de volumen de energía que ha salido al mercado libre.
- En el periodo enero-octubre de 2001, el consumo a tarifa regulada ha ascendido a 105.479 GWh, un 2,2% menos que en el mismo periodo del año anterior. Esta tasa de decrecimiento es casi seis puntos inferior a la que se registro en octubre 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-octubre ha sido 7,701 c€/kWh, un 1,0% 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 octubre la energía consumida en el mercado libre representó el 32,7% del consumo total, 0,3 puntos menos que en septiembre, con lo que en el periodo enero-octubre del año 2001 este porcentaje se sitúa en el 32,3%, 4,3 puntos más que en el mismo periodo del año 2000.
- El precio medio de las tarifas de acceso en octubre ha sido de 1,345 c€/kWh, con lo que el precio medio en el periodo enero-octubre se ha situado en 1,277 c€/kWh, un 4,7% 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. OCTUBRESISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: ENERGÍASSISTEMA PENINSULAR.
TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO: PRECIOS MEDIOS

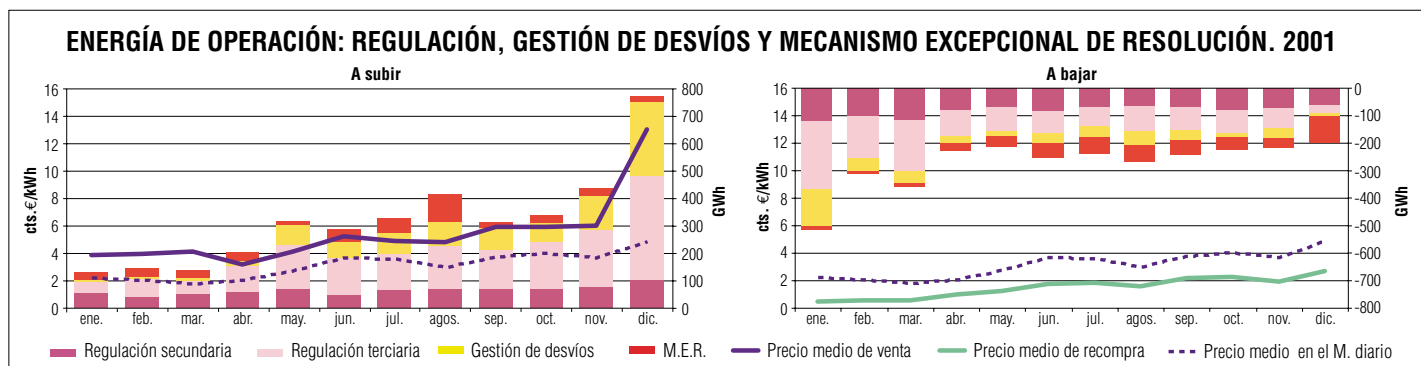
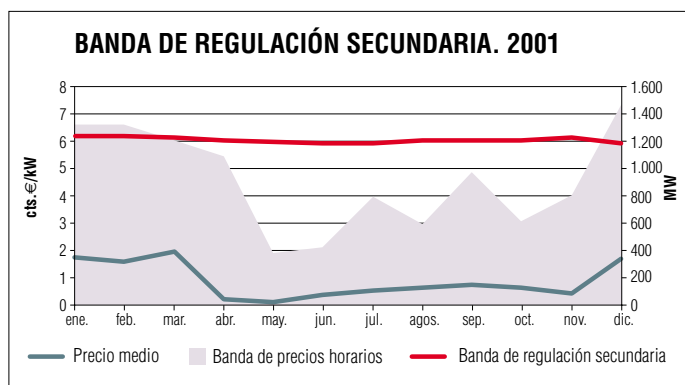
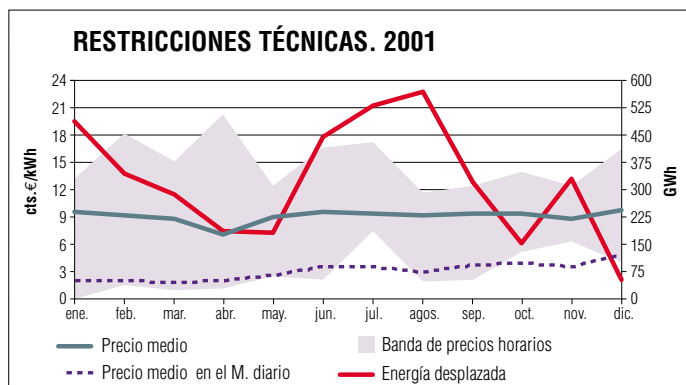
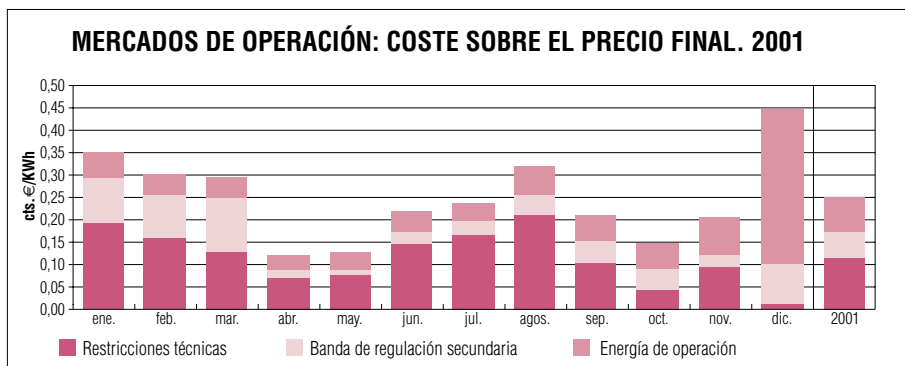
Tarifa integral	Octubre				Acumulado anual				Últimos doce meses			
	Energía		Precio medio		Energía		Precio medio		Energía		Precio medio	
	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%	GWh	Δ%	c€/kWh	Δ%
Alta tensión 1 (Hasta 36 kV)	774	-26,8	6,353	-0,6	8.774	-34,7	6,251	-3,9	10.641	-35,0	6,275	-3,5
Alta tensión 2 (Hasta 72,5 kV)	319	-12,1	3,335	2,0	3.235	-6,5	3,296	-4,5	3.889	-6,0	3,338	-4,4
Alta tensión 3 (Hasta 145 kV)	461	-14,6	2,623	7,2	4.622	-5,7	2,606	3,7	5.552	-4,7	2,636	2,8
Alta tensión 4 (Mayor de 145 kV)	511	7,0	2,299	16,1	4.745	13,7	2,129	3,5	5.491	12,3	2,169	3,0
G. 4 (Grandes consumidores)	740	7,3	2,222	1,8	6.968	4,0	2,248	2,0	8.326	3,8	2,237	1,5
Tarifa horaria de potencia	766	-12,6	3,308	2,4	7.596	-8,4	3,243	4,3	9.072	-11,0	3,378	2,8
Alta tensión	3.570	-10,8	3,512	-3,3	35.942	-12,3	3,560	-9,3	42.972	-13,1	3,621	-9,3
Baja tensión	6.951	4,1	9,919	-2,6	69.537	3,9	9,841	-2,9	84.240	3,5	9,843	-2,6
Sistema peninsular	10.521	-1,5	7,745	0,2	105.479	-2,2	7,701	-1,0	127.211	-2,7	7,741	-0,7
Tarifas de acceso												
Suministro nacional	4.825	14,6	1,417	0,3	47.238	22,5	1,354	3,4	55.491	23,9	1,413	3,7
Exportaciones	282	8,9	0,113	0,6	3.159	0,0	0,126	7,2	3.670	4,5	0,133	5,7
Total	5.107	14,3	1,345	0,5	50.397	20,8	1,277	4,7	59.161	22,5	1,334	4,8

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

**SISTEMA PENINSULAR
MERCADOS DE OPERACIÓN. RESUMEN 2001**

Mercados de Operación 2001	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2001
Coste s/precio final (cts.€/kWh)	0,350	0,298	0,289	0,120	0,128	0,215	0,235	0,314	0,206	0,145	0,201	0,445	0,250
Restricciones técnicas	0,193	0,156	0,124	0,068	0,073	0,144	0,162	0,212	0,102	0,046	0,092	0,013	0,116
Banda de regulación secundaria	0,101	0,097	0,123	0,022	0,014	0,025	0,034	0,042	0,048	0,045	0,031	0,088	0,057
Energía de operación (*)	0,056	0,045	0,042	0,030	0,041	0,046	0,039	0,060	0,056	0,054	0,078	0,344	0,078
(*) Incluye el coste de la energía empleada en Regulación secundaria y Regulación terciaria, Gestión de desvíos y Mecanismo excepcional de resolución (M.E.R.)													
Unidades físicas (GWh)													
Restricciones técnicas (*)	485	344	287	187	183	444	530	568	318	151	331	54	3.882
Banda de regulación secundaria(**)	1.234	1.236	1.226	1.201	1.199	1.188	1.188	1.200	1.202	1.210	1.225	1.182	1.207
Energía de operación (***)													
Energía a subir	127	145	136	200	315	289	324	416	311	337	438	770	3.808
Regulación secundaria	55	38	49	62	68	49	68	67	67	68	76	101	769
Regulación terciaria	40	68	48	90	163	136	130	160	149	173	210	376	1.743
Gestión de desvíos	8	9	13	21	71	55	75	91	76	73	124	273	889
Mec. excepcional de resolución	23	30	26	27	13	49	51	97	20	23	28	19	407
Energía a bajar	-519	-313	-359	-228	-212	-250	-237	-271	-246	-225	-220	-202	-3.283
Regulación secundaria	-121	-104	-113	-82	-70	-86	-67	-65	-70	-83	-73	-64	-1.000
Regulación terciaria	-246	-154	-192	-92	-89	-76	-72	-94	-84	-77	-74	-26	-1.276
Gestión de desvíos	-139	-44	-40	-28	-17	-41	-39	-49	-37	-20	-35	-13	-501
Mec. excepcional de resolución (M.E.R.)	-13	-12	-14	-26	-36	-48	-60	-63	-55	-45	-37	-99	-507

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





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>