

Informe Mensual

FEBRERO 2003



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

SUMARIO

GENERACIÓN Y DEMANDA

1. Balance de Producción	1
2. Demanda	3
3. Hidraulicidad	6
4. Generación	8
5. Nuevas Instalaciones de Generación, Revisiones e Incidentes	9
6. Intercambios Internacionales y Autoproductores	10
7. Mercados de Producción	11

RED DE TRANSPORTE

1. Instalaciones de la Red de Transporte	13
2. Utilización de la Red	15
3. Calidad del Suministro	16
4. Descargos	17
5. Disponibilidad de las Instalaciones	19
6. Comportamiento de la Red	20
7. Índices de Calidad	21

Fecha de ejecución: 28-03-2003. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Febrero 2003

- Durante este mes se han superado los máximos históricos de demanda de potencia media horaria y de demanda de energía diaria. La máxima demanda de potencia media horaria se registró el día 18 con 37.212 MW y la máxima demanda de energía diaria el día 19 con 753 GWh.
- La demanda de energía eléctrica en el mes de febrero alcanzó los 18.650 GWh, con un crecimiento del 9,9% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 5,7%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes es similar a las registradas normalmente en un mes de febrero, representa el 99,7% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 68,2% de su capacidad total, segundo valor más alto registrado en un mes de febrero desde 1980.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	4.165	222,3	9.602	235,1	29.296	-3,6
NUCLEAR	5.144	2,9	10.890	1,1	63.138	-1,0
Hulla + Antracita	2.839	-20,1	5.305	-29,1	38.138	-1,0
Lignito Pardo	896	-30,0	1.939	-26,6	14.946	0,1
Lignito Negro	671	-13,1	1.169	-29,3	9.126	17,9
Carbón Importación	1.101	-4,7	2.062	-11,3	12.929	-2,8
TOTAL CARBÓN	5.507	-18,5	10.474	-25,7	75.140	0,9
Gas Natural	1.184	151,8	1.939	69,4	12.575	101,2
Fuel-Oil	262	-78,9	611	-81,7	7.266	-24,6
PRODUCCIÓN BRUTA	16.262	10,2	33.517	4,0	187.415	1,6
Consumos Producción	639	-7,2	1.268	-13,3	8.152	1,8
PRODUCCIÓN NETA	15.623	11,0	32.249	4,8	179.264	1,6
Adquirida Autoproduct.	3.357	22,1	7.131	29,9	35.769	18,2
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	18.980	12,8	39.381	8,6	215.033	4,0
Consumos en Bombeo	384	-24,2	1.006	-13,2	6.804	53,1
Saldo Internacional	54	-	79	-	4.227	-9,2
DEMANDA	18.650	9,9	38.454	6,0	212.457	2,7

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	T. Año Móvil
	2002										2003		
Hidroeléctrica	1.912	1.869	1.990	2.073	1.671	1.275	1.279	1.366	2.042	4.216	5.437	4.165	29.296
Térmica Nuclear	4.412	4.413	4.982	5.282	5.717	5.595	4.789	5.635	5.604	5.818	5.746	5.144	63.138
Térmica Convencional	8.735	8.296	8.080	8.457	9.186	8.227	9.252	8.440	7.534	5.750	6.072	6.953	94.982
PRODUCCION BRUTA	15.059	14.578	15.052	15.812	16.574	15.097	15.320	15.441	15.180	15.784	17.255	16.262	187.415
Consumos Producción	687	667	664	706	754	706	697	717	673	612	629	639	8.152
PRODUCCION NETA	14.372	13.911	14.388	15.106	15.820	14.391	14.623	14.724	14.507	15.172	16.626	15.623	179.264
Adquirida Autoprod.	2.968	2.799	3.043	2.666	2.732	2.459	2.429	2.936	3.092	3.514	3.775	3.357	35.769
PROD. TOTAL NETA	17.340	16.710	17.431	17.772	18.552	16.850	17.052	17.660	17.599	18.686	20.400	18.980	215.033
Consumos en Bombeo	466	443	559	628	700	572	598	576	570	684	622	384	6.804
Saldo Internacional	722	705	259	187	576	236	428	298	491	246	25	54	4.227
DEMANDA	17.595	16.972	17.131	17.330	18.428	16.514	16.881	17.382	17.520	18.248	19.803	18.650	212.457
Δ % Mensual	2,0	9,3	2,6	1,4	4,4	-1,4	2,4	4,1	-1,4	-2,9	2,6	9,9	-
Δ % 365 días	5,2	5,7	5,4	5,0	4,8	4,1	4,0	4,0	3,4	2,3	2,1	2,7	2,7

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh NOVIEMBRE 2002													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	146	1.985	2.377	6.089	300	4.425	83	0	3.112	1.132	3.190	22.839	
Térmica Nuclear	3.511	13.321	5.372	36.119	—	—	0	326	0	0	2.309	60.958	
Térmica Convencional	2.859	28.485	9.850	3.298	3.347	18.184	267	7.872	2.117	2.112	226	78.617	
PROD.TOTAL NETA I	6.516	43.791	17.599	45.506	3.647	22.609	350	8.198	5.229	3.244	5.725	162.414	
Saldo Internacional	798	578	491	-7.509	221	4.522	275	1.369	-369	298	-395	279	
Consumos en Bombeo	131	518	570	635	85	859	96	0	40	50	184	3.168	
DEMANDA 2													
Mensual	7.183	43.851	17.520	37.362	3.783	26.272	529	9.567	4.820	3.492	5.146	159.525	
Δ %	-1,6	0,1	-1,4	-7,1	0,0	2,2	1,9	2,5	-1,8	1,3	-1,7	-1,5	
Año Móvil	83.235	497.683	210.607	437.011	47.000	309.737	6.069	109.421	51.168	40.790	58.542	1.851.263	
Δ %	-0,3	0,5	3,4	1,3	3,3	1,8	2,2	2,3	-5,1	3,0	1,7	1,3	
I.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P					B: Bélgica D: Alemania E: España F: Francia		GR: Grecia I: Italia L: Luxemburgo NL: Holanda		A: Austria P: Portugal CH: Suiza				

CUADRO 3



La participación de las distintas energías en la cobertura de la demanda ha sido la siguiente: la producción hidroeléctrica ha alcanzado valores programados horarios comprendidos entre los 2.352 MW y 10.531 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 4.723 MW y máximo de 9.751 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 848 MW y un máximo de 6.195 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 0 MW y un máximo 1.856 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.603 MW y los 5.834 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.344 MW.

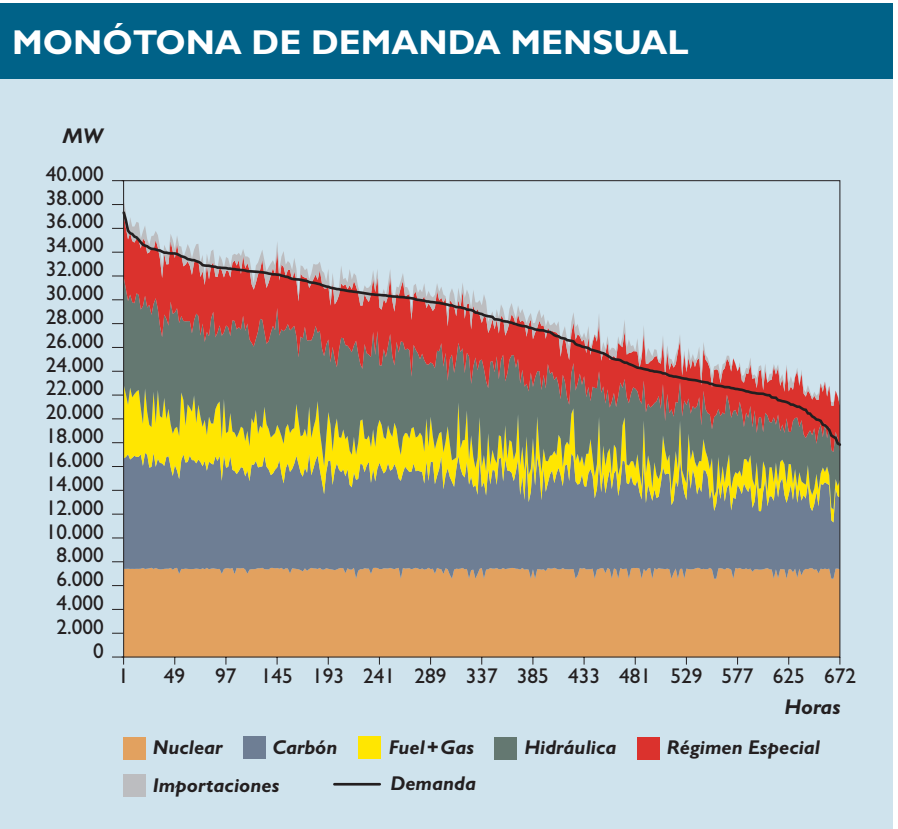


GRÁFICO 1

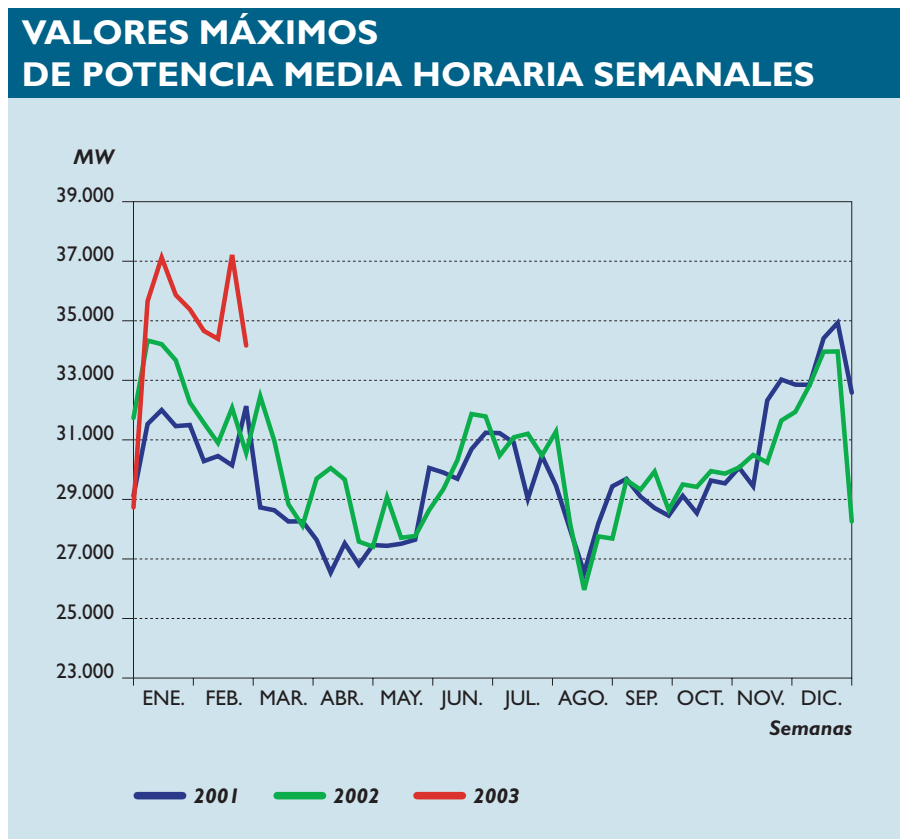


GRÁFICO 2

Durante este mes se han superado los valores máximos de demanda de potencia media horaria, registrándose 37.212 MW el día 18 de 19 a 20 horas. Este valor supera en 87 MW al valor máximo histórico registrado en el mes de enero de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 9,9%. En febrero, las temperaturas fueron más frías que las del año anterior, aportando 4,2 puntos a la variación de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.650	9,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		4,2
Efecto Act. Económica y Otros		5,7
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	38.454	6,0
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,0
Efecto Temperatura (3)		2,8
Efecto Act. Económica y Otros		3,2

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.
 (2) Las variaciones están calculadas respecto al mismo periodo del año anterior.
 (3) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de demanda.

CUADRO 4

DEMANDA CORREGIDA LABORALIDAD Y TEMPERATURA (I)

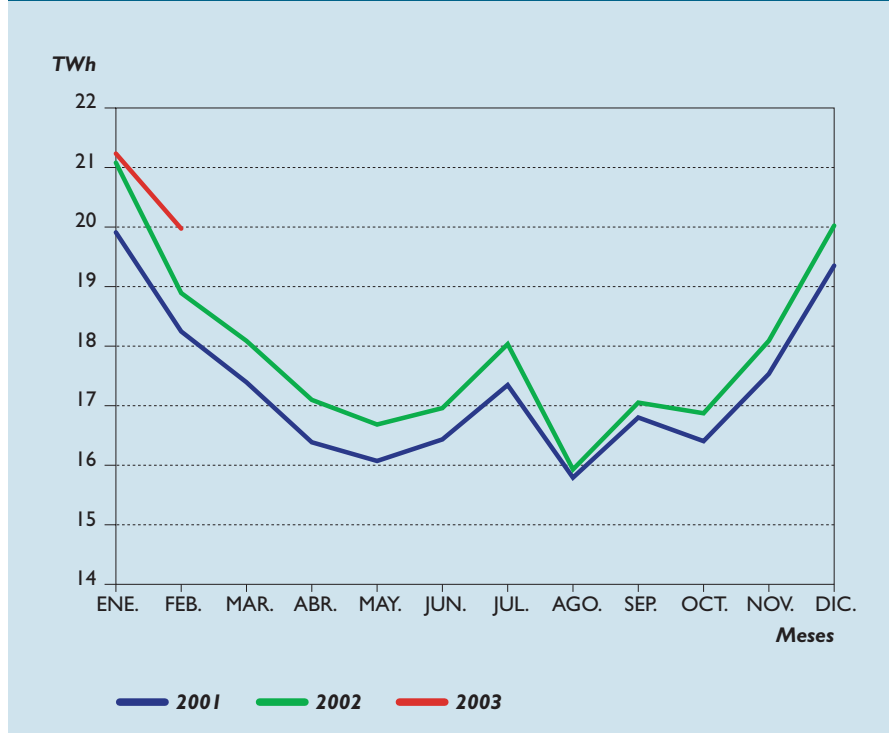


GRÁFICO 3

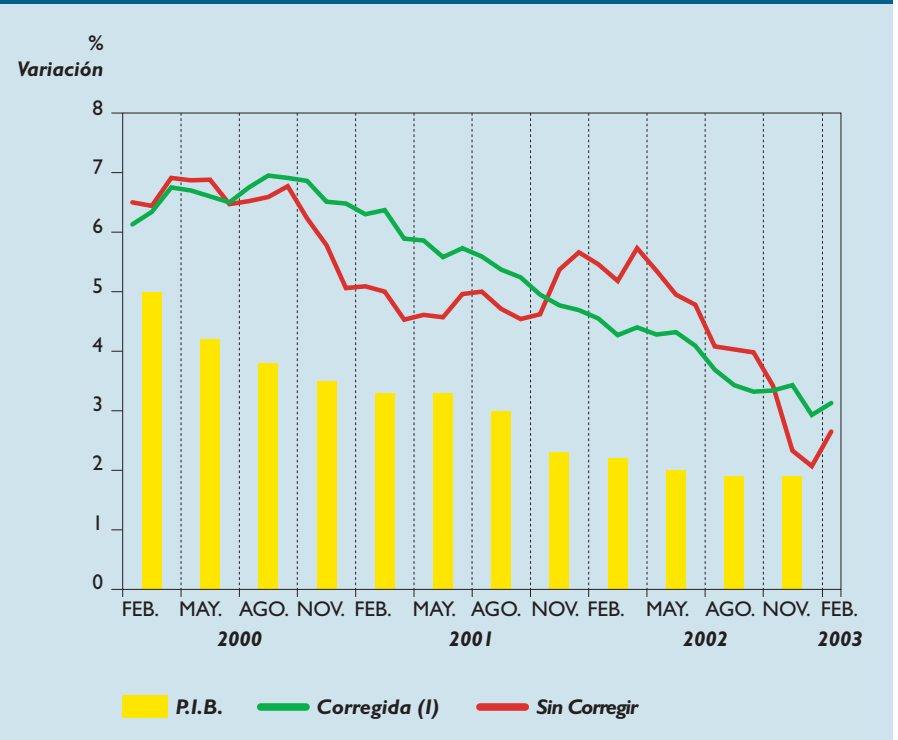
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 5,7%, superior en 2,2 puntos al crecimiento experimentado en febrero del año anterior.

(I) Demanda con temperatura media en un mes tipo.



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 2,6%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 3,1% en el mismo período, crecimiento similar al experimentado en el mes de enero.

VARIACIONES DE LA DEMANDA EN B.C. Año móvil



(I) Corregida de laboralidad y temperatura media característica del mes tipo, año móvil.

GRÁFICO 4

TEMPERATURAS DIARIAS

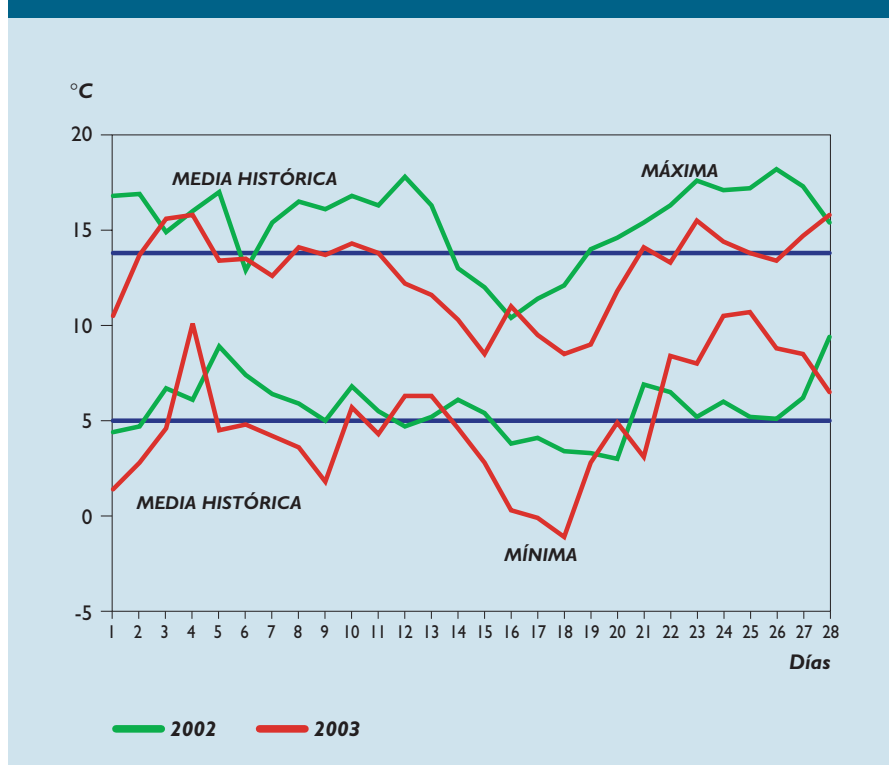


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de febrero fue de 8,9 °C, inferior en un grado y medio a la temperatura media del año anterior.

En el conjunto del mes, las temperaturas máximas y las mínimas fueron más bajas a las registradas en febrero de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 12,8 °C frente a los 15,4 °C del año anterior y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 5,0 °C.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 147 GWh, similar al valor característico de un mes de febrero.

Desde el punto de vista hidroeléctrico no es un mes húmedo como el mes de enero, pero se registra una energía producible en el mes de 4.130 GWh, alcanzándose un producible mínimo de 78 GWh el día 23 y un máximo de 305 GWh el día 26.

(1) «La energía producible, EP, de un aprovechamiento hidroeléctrico» durante un intervalo de tiempo determinado, es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de aportaciones corregidas correspondientes al intervalo de tiempo considerado le permitiría producir en las condiciones mas favorables.

EP = Producción + Pérdidas Turbinables
 +/- Variación energía embalsada
 - Energía embalsada por bombeo

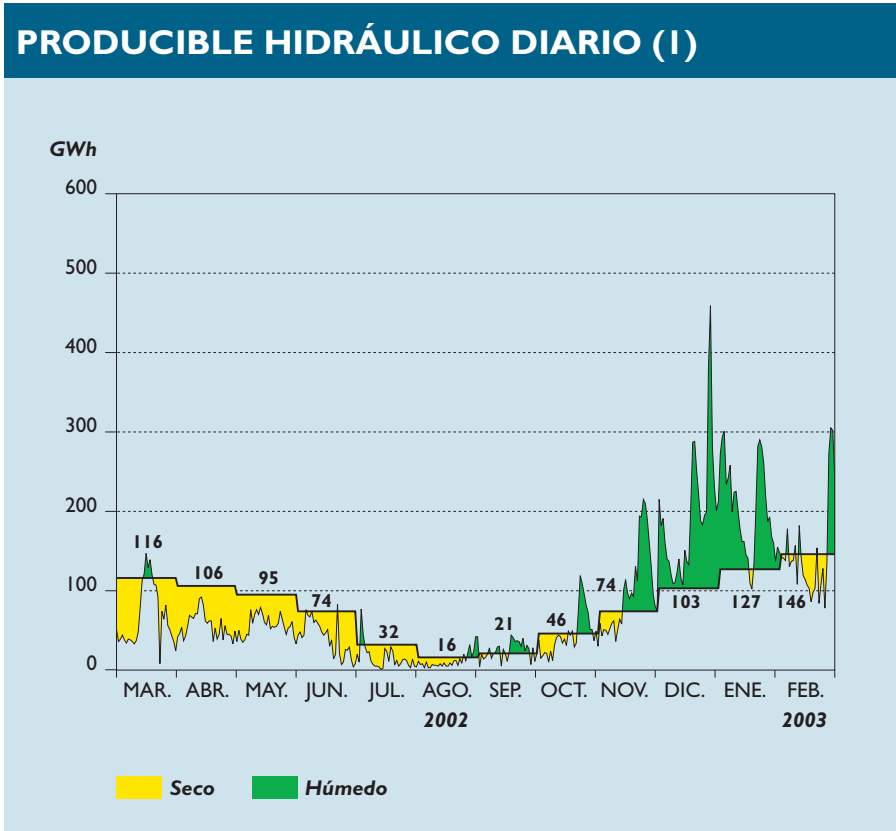


GRÁFICO 6

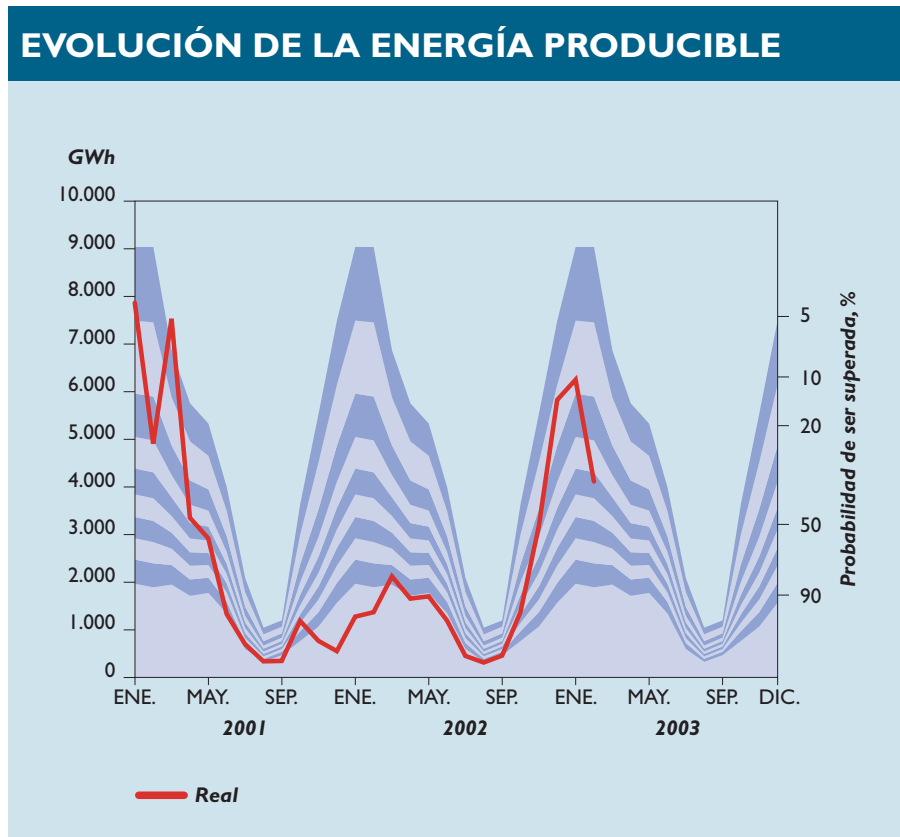


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,01 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 42%.

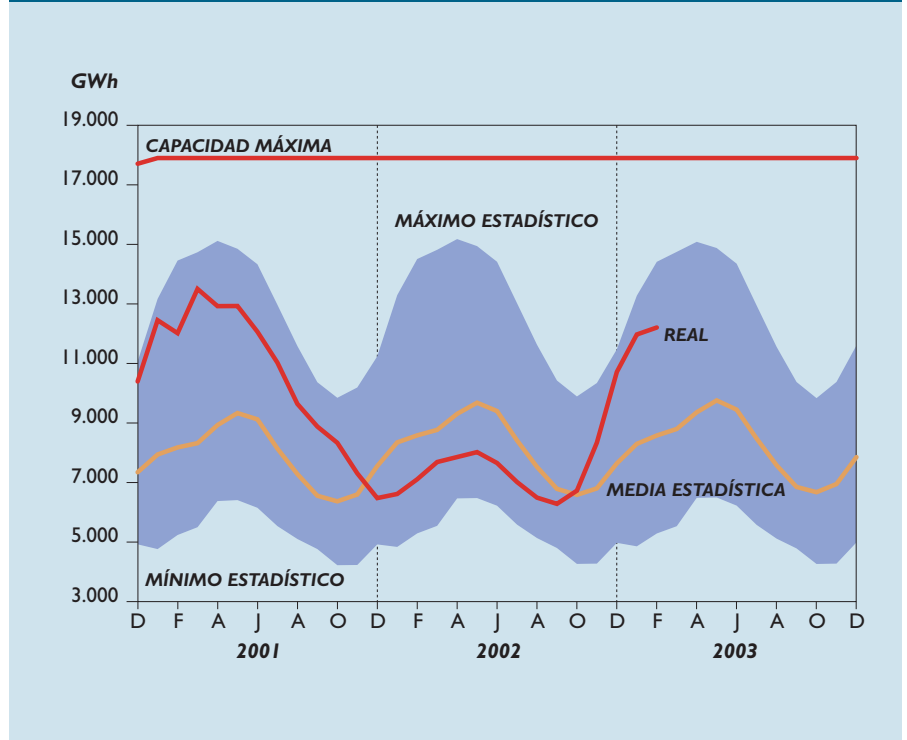
En los dos primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,29 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 27%.

(1) «El índice del producible de un aprovechamiento hidroeléctrico, sistema o región», en un intervalo de tiempo determinado, es el cociente entre su energía producible y su energía producible media, referidas ambas a un mismo período y a un mismo equipo hidroeléctrico.



El nivel de reservas del conjunto de los embalses se situó a final de mes al 68,2% de su capacidad, superior en 28,5 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)



(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

Los máximos, mínimos y media histórica están calculados con los últimos 20 años.

GRÁFICO 8

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL

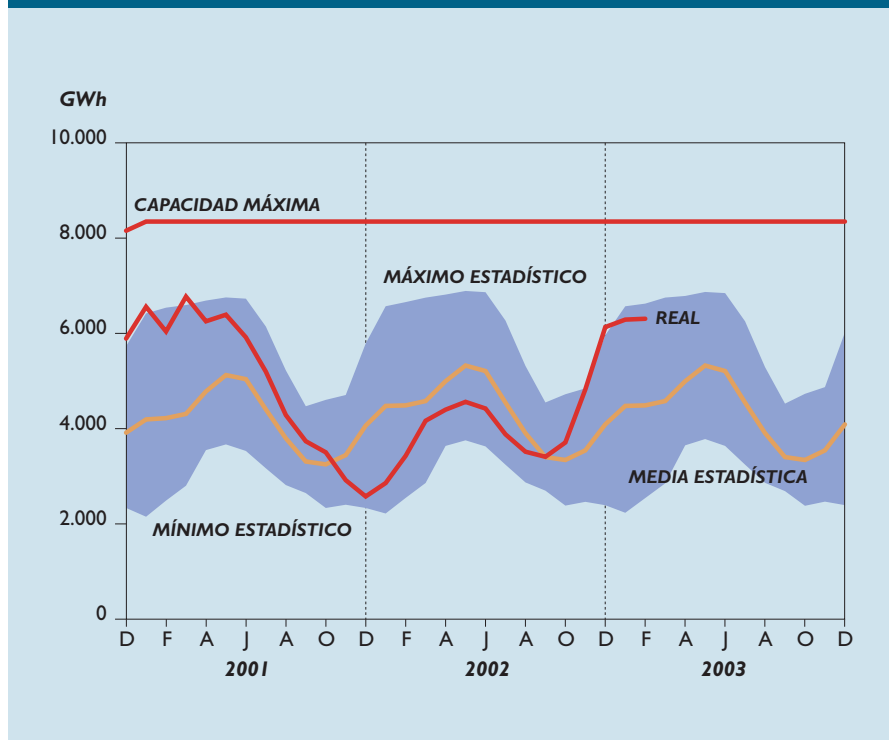


GRÁFICO 9

Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 75,6%; 0,2 puntos más que en el mes de enero. Es el valor más alto registrado en un mes de febrero desde 1979.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 61,8% de su capacidad, superior en 2,3 puntos al valor registrado el mes anterior.



4. GENERACIÓN

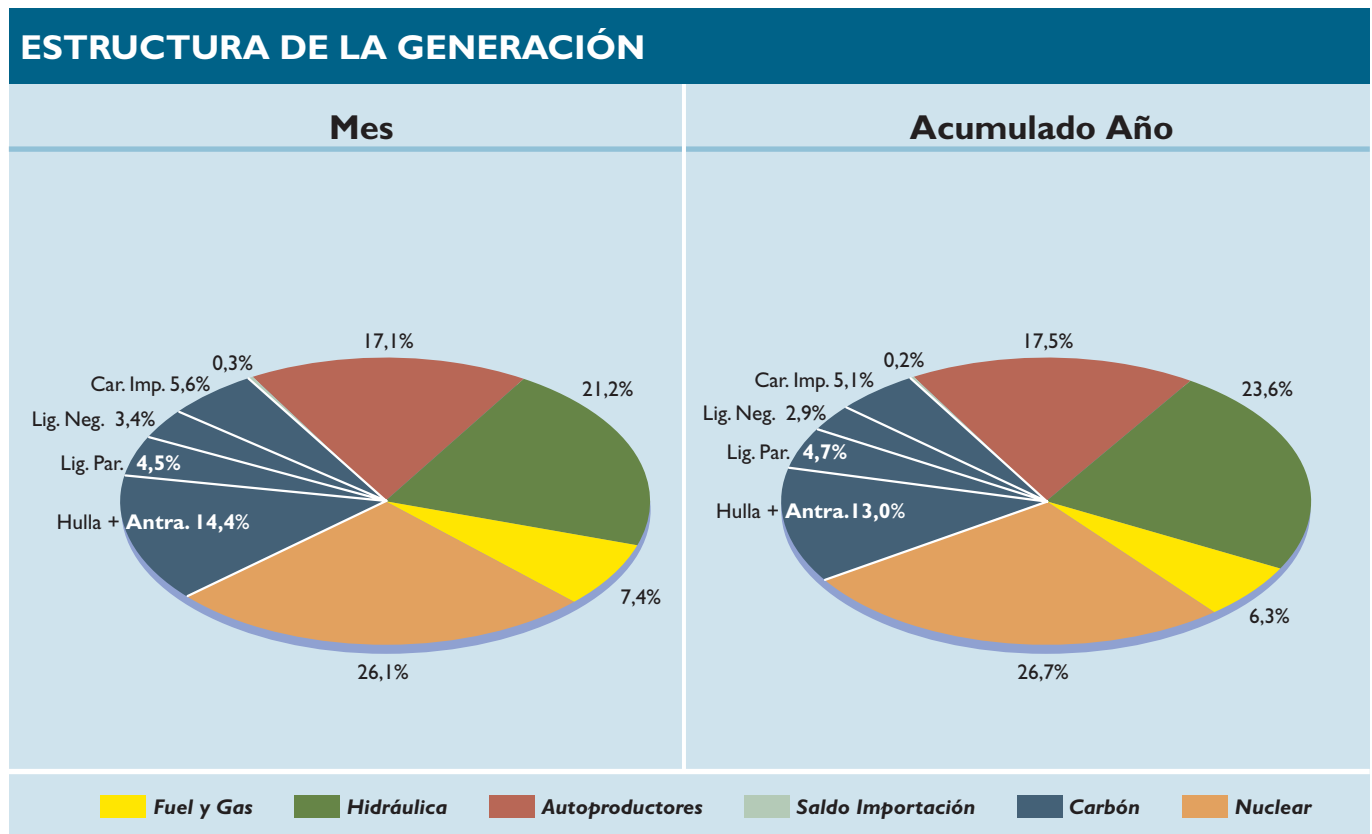


GRÁFICO 10

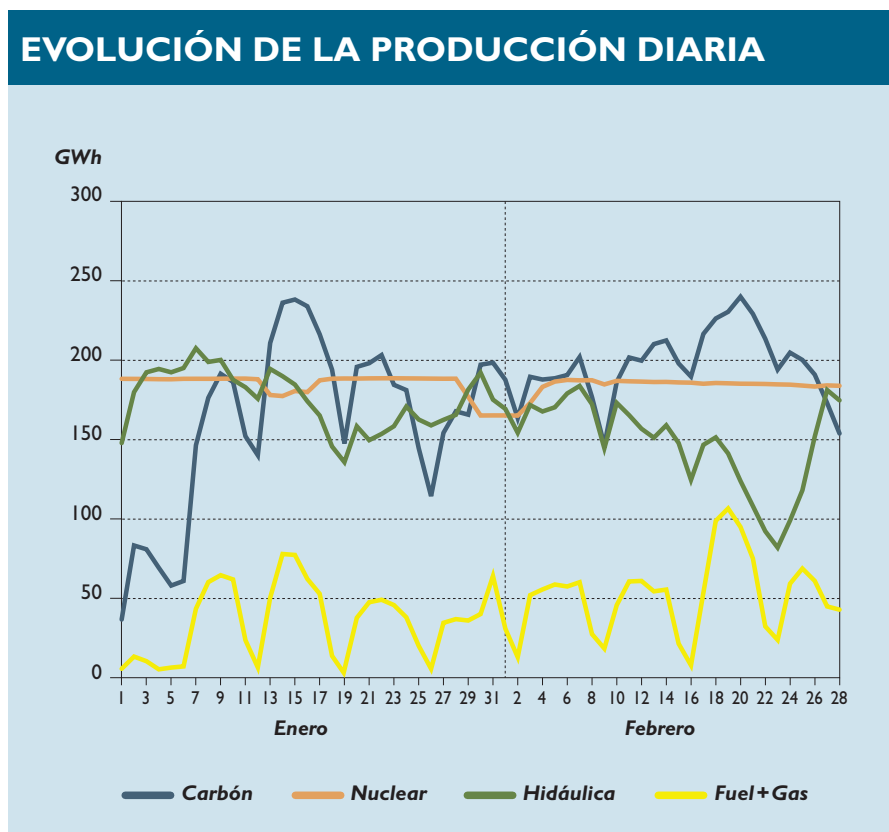


GRÁFICO 11



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	FEBRERO			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
Hulla + Antracita	0,95	0,00	0,05	0,96	0,00	0,04
Lignito Pardo	0,83	0,17	0,00	0,91	0,08	0,01
Lignito Negro	0,97	0,00	0,03	0,98	0,00	0,02
Carbón Importación	0,96	0,00	0,04	0,97	0,00	0,03
TOTAL CARBÓN	0,93	0,03	0,04	0,96	0,01	0,03
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,79	0,00	0,21	0,78	0,00	0,22

R.A.: Revisión anual
 Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

DÍA	NUEVA INSTALACIÓN	COMENTARIOS
4	Condensador S.E. 400 kV Galapagar	100 MVA _r
16	L-220 kV Trinitat-Besós Nuevo	
17	S.E. 220 kV Vallejera L-220 Villalcampo-Mudarra ID-Palencia-Vallejera L-220 kV Vallejera-Villalbilla	Configuración doble barra con acoplamiento. Desaparece la L-220 kV Villalcampo-Mudarra-ID Palencia-Villalbilla 2
26	S.E. 220 kV Carrasquillo L-220 kV Carrasquillo-Vallejera	Configuración de barra simple

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 4, disparó la L-132 kV Irún-Arka-le, y posteriormente las líneas a 30 kV Irún-Oyarzun 1 y 2, produciéndose un cero de tensión en Irún 30 kV y 132 kV, que provocó la pérdida de la interconexión Irún-Errondena, que estaba alimentando, en antena, un mercado francés de 15 MW. A las 18:48 h se repuso el 94% del mercado perdido. A las 19:01 h disparó uno de los circuitos de 30 kV, volviéndose a perder parte del mercado, que quedó finalmente repuesto a las 20:56 h. Se ha estimado una pérdida de mercado de 112 MWh.

El día 5, a las 21:26 h, desconectaron en la subestación de Sabón las alimentaciones a 66 kV por un fallo en el aislamiento de barras, originando un cero de tensión que afectó a parte de la ciudad de La Coruña durante 2 minutos. La energía no suministrada fue de 2,5 MWh.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado importador alcanzando un total mensual de 50 GWh, lo que representa un incremento de un 67% sobre el saldo importador del mes pasado.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 78% (287 GWh). EDF, EGL, IBERDROLA GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN y ELECTRABEL han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 111, 1, 1, 0,7 y 0,2 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, actuando como agente externo vendedor, ha efectuado operaciones de venta de energía en el mercado español por un total mensual de 76 GWh. A estas importaciones, se han unido las realizadas por ENDESA ENERGÍA (13 GWh), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA (12 GWh), UNIÓN FENOSA GENERACIÓN (10 GWh) y UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA (8 GWh).

En esta misma interconexión, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, ENDESA ENERGÍA, EDP ENERGÍA, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN y REN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 118, 53, 28, 12, 7 y 5 GWh, respectivamente.

En la interconexión con Marruecos se han ejecutado operaciones de exportación de energía a través de la participación directa de ONE como agente externo comprador en el mercado de producción español (98 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 42 GWh.

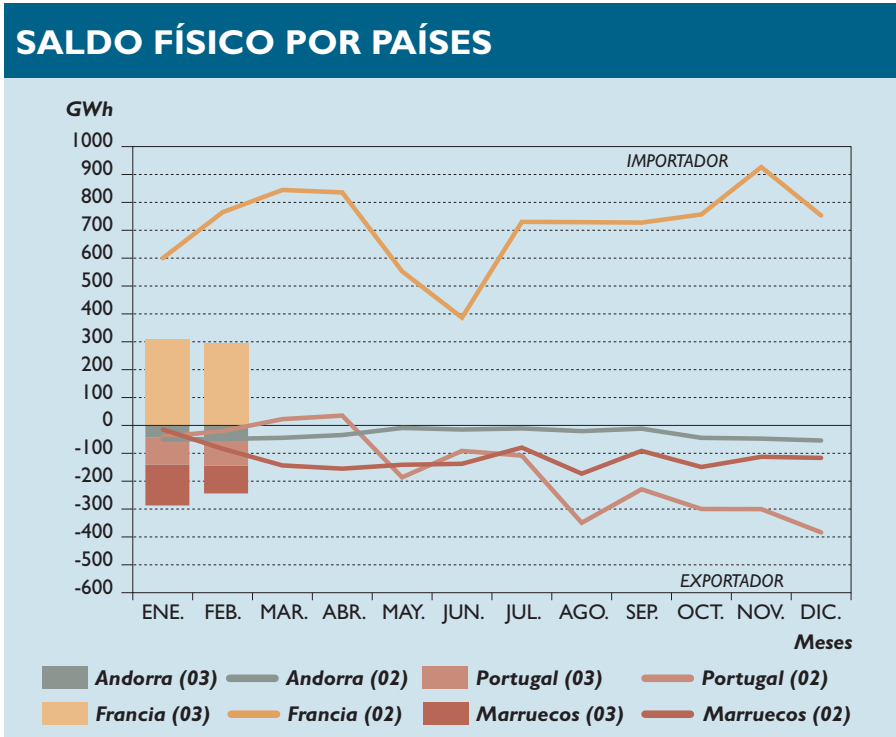


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	41,6	0,0	-41,6
España-Francia	55,5	352,8	297,3
España-Portugal	389,9	288,2	-101,7
España-Marruecos	100,2	0,5	-99,7
TOTAL	587,2	641,5	54,3

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾	Energía ⁽³⁾	
			Renovable	No Renov.
Ene.	19,06	37,84	46,30	53,70
Feb.	18,00	22,10	46,26	53,74
Mar.				
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	18,55	29,93	46,28	53,72

(1) Participación de la energía adquirida a autoprodutores en la demanda peninsular.
 (2) Variación de la energía adquirida respecto mismo período año anterior.
 (3) Procedencia, según tipo de central, de la energía adquirida a autoprodutores.

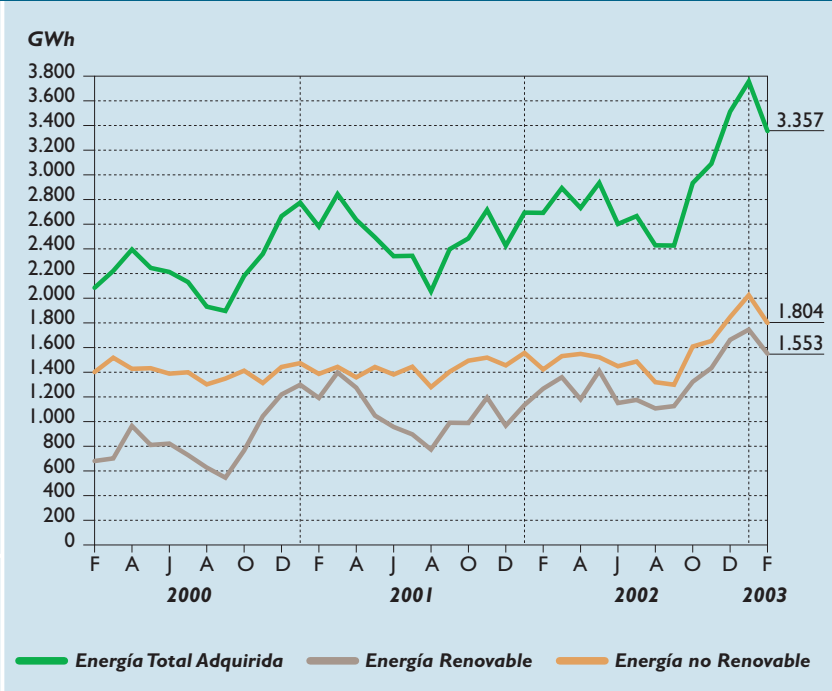


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 5,469 c€/kWh y mínimo de 2,357 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,206 c€/kWh y los 0,500 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

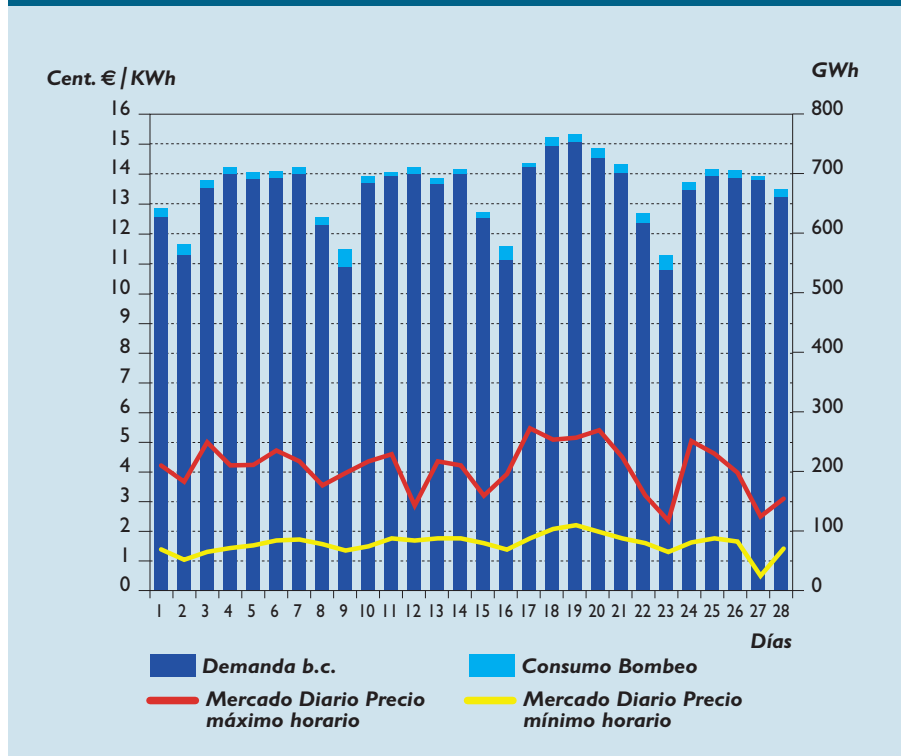


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	16.034	81,6	Distribuidoras	10.988	55,9
- Producción Interior	15.617		- Mercado Diario	10.964	
- Importación	418		- Mercados Intradiarios	24	
Francia	368		Comercializadoras	4.852	24,7
Portugal	50		- Mercado Diario	4.546	
Marruecos	0		- Mercado Intradiarios	306	
Mercados Intradiarios	661	3,4	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	600		Demanda Bombeo	422	2,1
- Importación	61		Exportación	463	2,4
Francia	14		- Portugal	220	
Portugal	47		- Marruecos	100	
Marruecos	0		- Andorra	44	
Indisponibilidades	-40	-0,2	- Francia	99	
Operación del Sistema (1)	67	0,3	Ajuste demanda	-3	0,0
TOTAL MERCADO	16.722	85,1	TOTAL MERCADO	16.722	85,1
Contratos Bilaterales (2)	87	0,4	Contratos Bilaterales (2)	87	0,4
Energía programada en Régimen Especial	2.838	14,4	Energía adquirida al Régimen Especial	2.838	14,4
TOTAL	19.647	100	TOTAL	19.647	100

(1) Regulación, restricciones, desvíos, mecanismo excepcional de resolución.

(2) Según PBF; Programa Base de Funcionamiento

CUADRO 7





RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Red de Transporte

INFORME MENSUAL

Febrero 2003

- Durante el mes 33 líneas de 220 kV han registrado cargas máximas superiores al 70%, y 8 de ellas han registrado cargas medias superiores al 50%.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		<u>400 kV</u>	<u>220 kV</u>	<u>Otras Tensiones</u>
Líneas	Longitud (km)	15.877	16.251	123,5
Subestaciones	Posiciones	728	1.511	11
Transformación (1)	Número de unidades	115	458	-
Reactancias	Número de unidades	21	-	36
Cables	Número de Circuitos	1	-	-
Submarinos (2)	Longitud (km)	13,2	-	-
Cables	Número de Circuitos	1	18	-
Subterráneos	Longitud (km)	2,06	81,20	-

(1) En caso de los transformadores, la tensión de referencia corresponde a la parte de alta tensión.

(2) El cable submarino se refiere a la interconexión España-Marruecos.

* Los datos de kilómetros de 220 kV puestos en servicio por las empresas eléctricas, están pendientes de confirmar con la información de cierre de las mismas.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

INSTALACIONES DE 400 kV DE LA RdT

Propiedad		RED ELÉCTRICA	Otras Empresas
Tensión		400 kV	400 kV
Líneas	Longitud (km)	15.526	351
Subestaciones	Posiciones	598	130
Transformación	Nº de unidades	43	72
	MVA	22.463	27.844
Reactancias	Nº de unidades	20	1
	MVAr	3.000	150
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13,2	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2,06	-

CUADRO 2

INSTALACIONES DE 220 kV DE LA RdT

Propiedad		RED ELÉCTRICA		Otras Empresas	
Tensión		220 kV	Tensiones < 220 kV	220 kV	Tensiones < 220 kV
Líneas	Long. (km)	4.334,9	74,7	11.915,8	48,8
Subestaciones	Posiciones	208	3	1.303	8
Transformación	Nº unidades	1	-	457	-
	MVA	63	-	45.818	-
Reactancias	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
Cable	Nº Circuitos	-	-	18	-
Subterráneo	Long. (km)	-	-	81,2	-

CUADRO 3



En 400 kV dos líneas, han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque ninguna de ellas ha superado una carga media del 39% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, treinta y tres líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y 8 de ellas han superado una carga media superior al 50%.

En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de líneas que superan, en algún momento, el 70% de la capacidad térmica de transporte de invierno.

La capacidad de invierno es la máxima del año, mientras que en verano es inferior en un 25% aproximadamente.

LÍNEAS DE LA RdT con carga superior al 70%

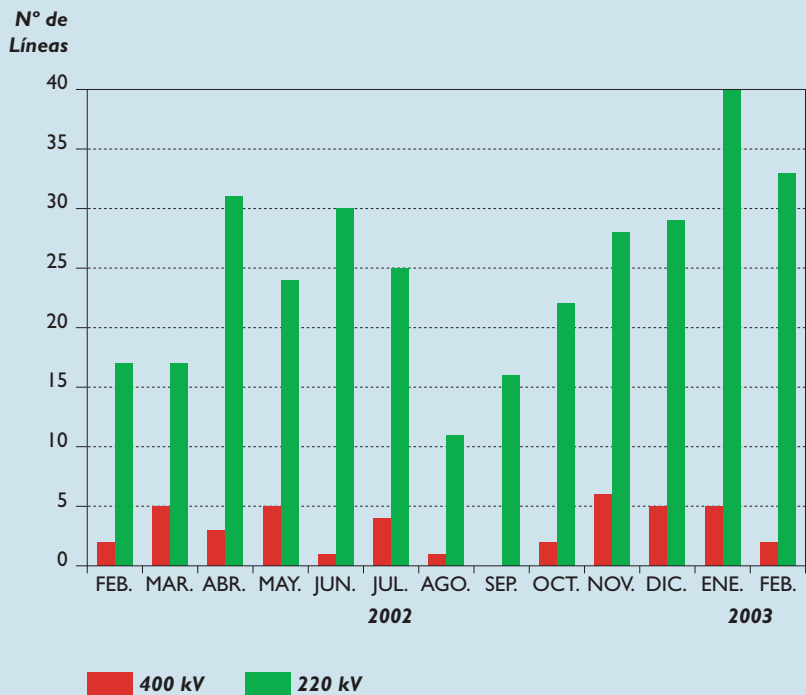


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

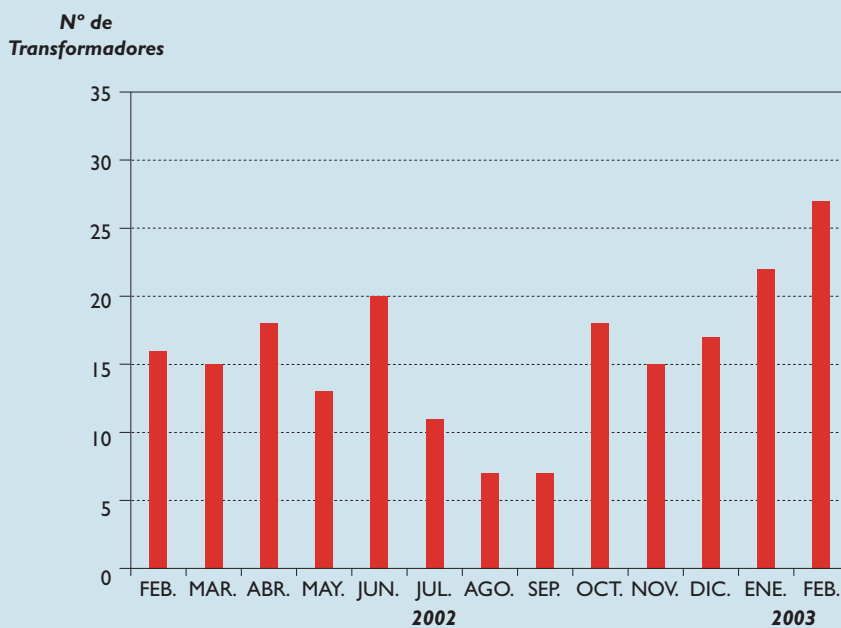


GRÁFICO 2

Este mes han sido siete los transformadores que han superado una carga media del 70%: autotransformador 5 de La Eliana, autotransformador 1 de Moraleja, los tres autotransformadores de San Sebastián de los Reyes, autotransformadores de Fuencarral y Begues.

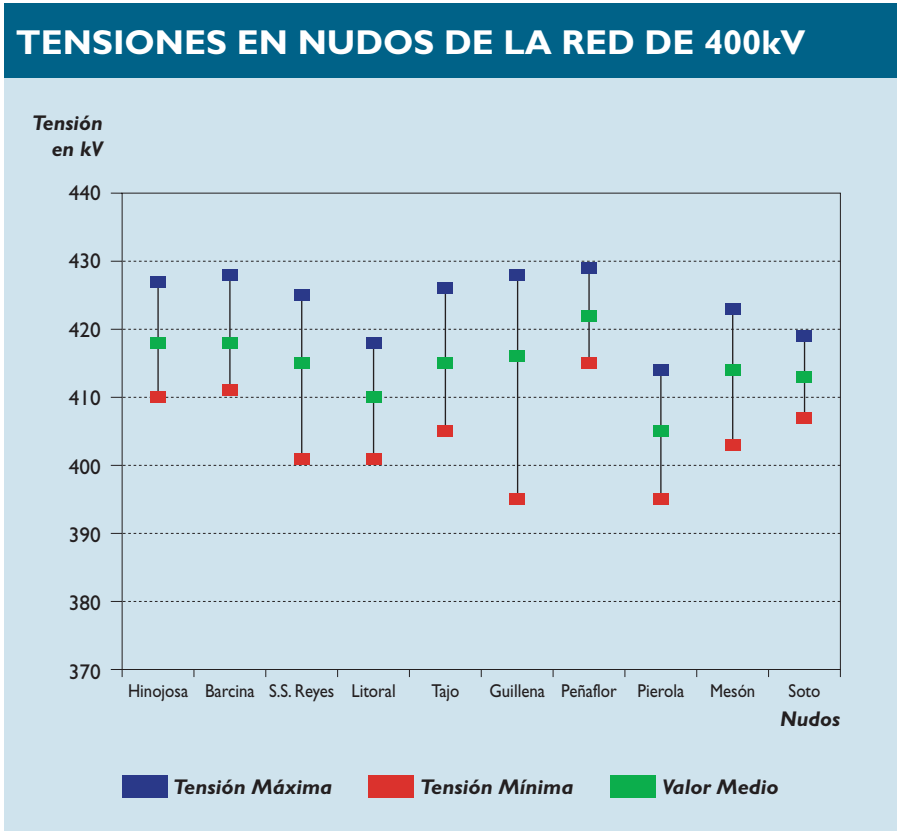
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.

Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 109.



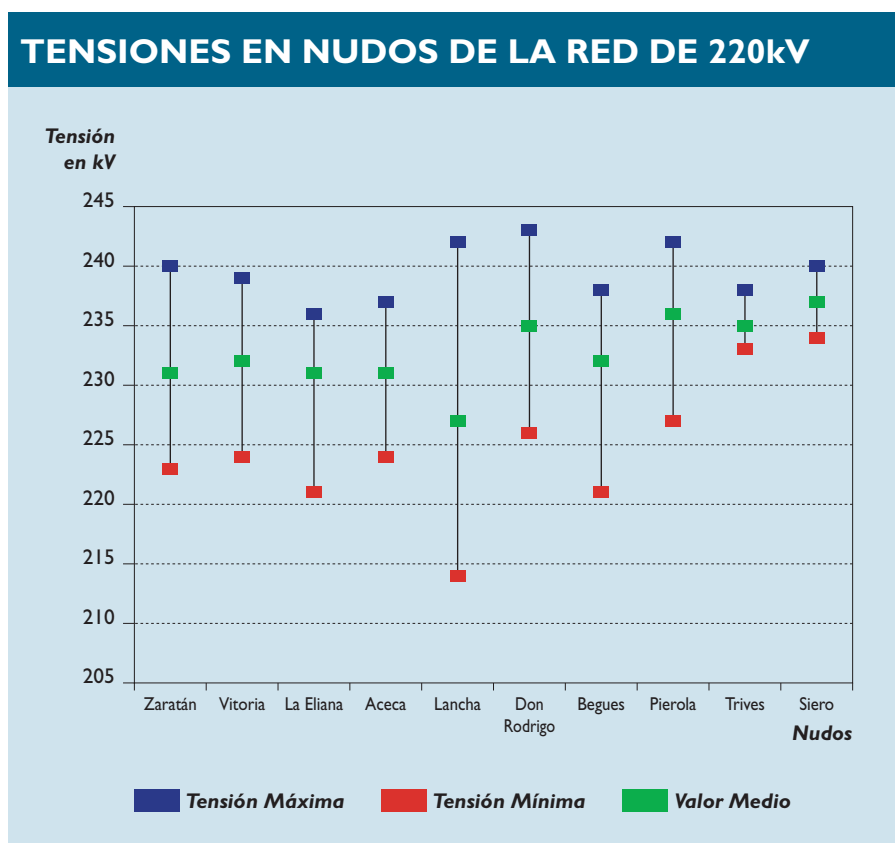
3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 437 kV de Grijota y los 389 kV de Vic. Cabe mencionar que la tensión ha sido superior a 420 kV durante más de 500 horas en 8 nudos de la red de transporte.



En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 400 kV.

GRÁFICO 3



En la red de 220 kV, las tensiones han variado entre 209 y los 249 kV, registrados ambos valores extremos en Benahadux. Cinco nudos han registrado durante más de 100 h tensiones superiores a los 240 kV.

En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 400 kV Guillena-Valdecaballeros para instalar salvapájaros y retirar nidos.
- Línea de 400 kV Trillo-Olmedilla I, para mantenimiento de elementos de la línea.
- Línea de 400 kV Santurce-Ziébena para colocar salvapájaros.
- Línea de 400 kV Grijota-Vitoria para reponer los apoyos caídos por temporal.

La evolución anual de los descargos tiene una tendencia fuertemente estacional con objeto de maximizar el uso de las horas de luz natural y la coordinación con los descargos de los equipos generadores.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO

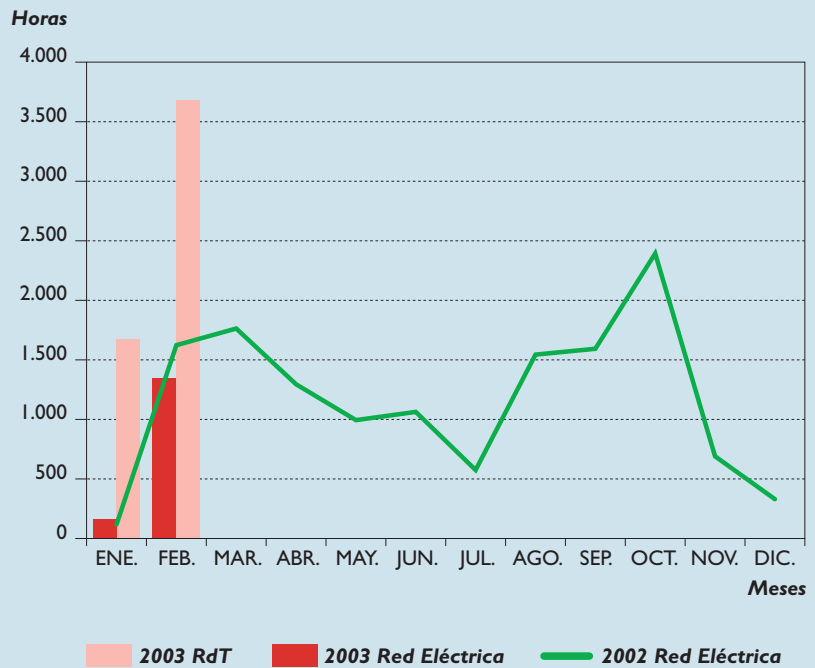


GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

(Horas)	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	583,8	510,0	11,0	0
220 kV	763,5	672,0	0	0
< 220 kV	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 220 kV Sanabria-Mudarra para instalar salvapájaros.
- Línea de 220 kV Aceca-Picón para mantenimiento de línea.
- Línea de 220 kV Grado-Monzón para recrecido del apoyo 43.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Don Rodrigo, interruptores del trafo 2 y central de la calle de Guillena para revisión ordinaria.
- Subestación de 400 kV Morata posiciones centrales de Almaraz y Cofrentes para revisar los interruptores.
- Subestación de 400 kV Pierola, interruptores de la posición Ascó y Vandellós para revisión.
- Subestación de 400 kV Pierola, posición reactancia, para revisión del interruptor, reactancia y protecciones.
- Subestación de 400 kV Pinar, interruptores adyacentes a barras 2 del trafo y de la reactancia, e interruptor central de Mellousa para revisión.

La evolución anual de los descargos en subestaciones está muy condicionada a las necesidades de disponibilidad de las instalaciones para la explotación.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

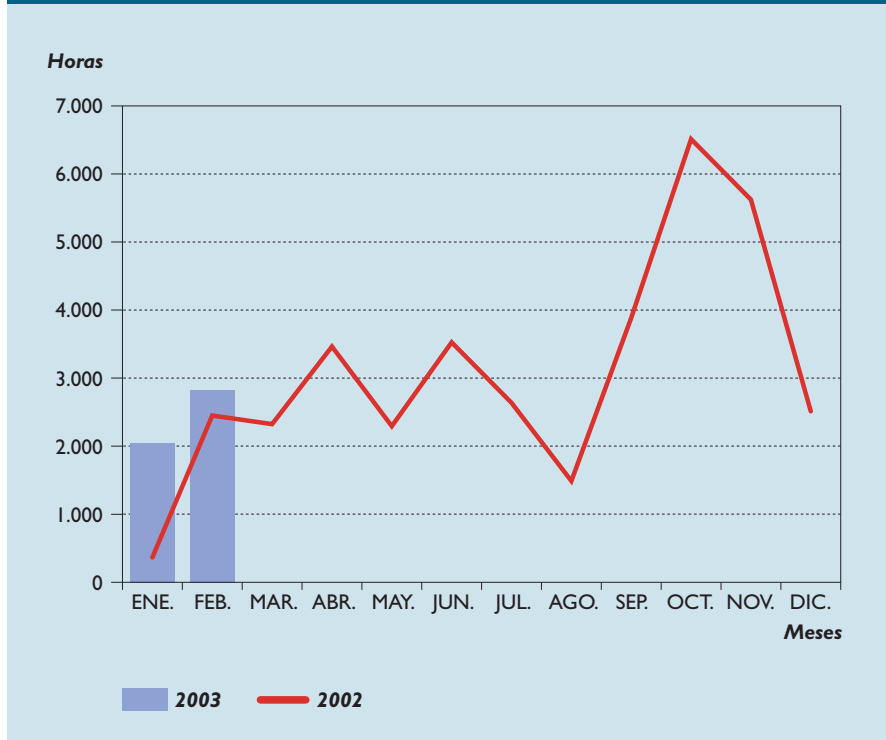


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	2.201	610	2.811
Barras	15	0	15
TOTAL	2.215	610	2.825

CUADRO 5

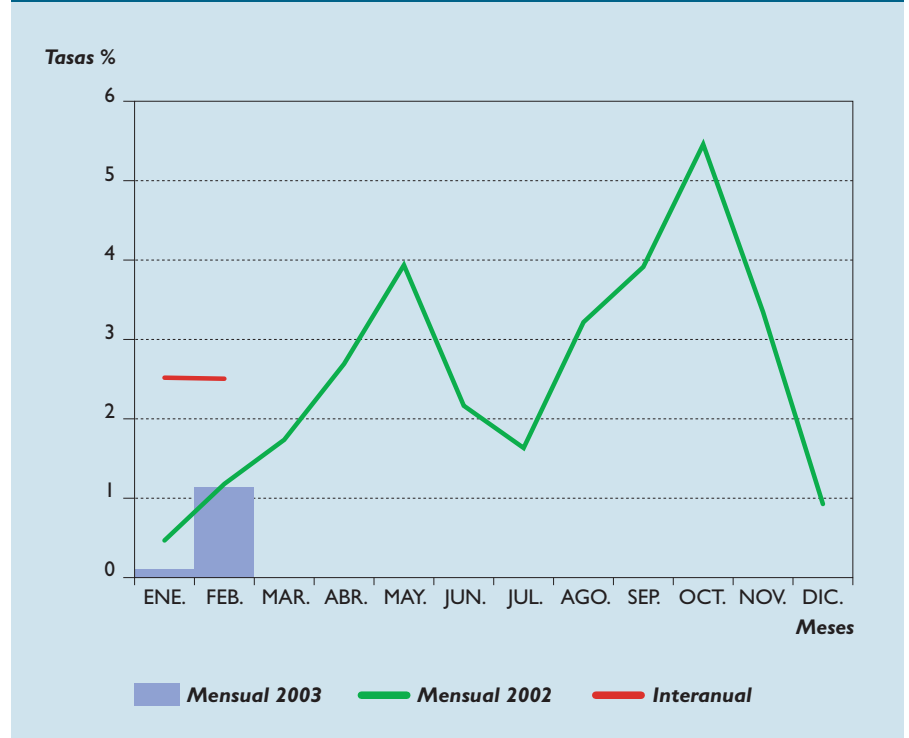
- Subestación de 400 kV Loeches, posición central de la reactancia para revisión del interruptor.
- Subestación de 400 kV Olmedilla posición central de Romica para revisar la posición.
- Subestación de 220 kV Añover posición Aceca, para revisar interruptor.
- Subestación de 220 kV Escatrón posición Villanueva I para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Itxaso posición Orcoyen 2 para revisión de la posición.
- Subestación de 220 kV Monzón posición Grado para revisión de la posición.

El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.



5. DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

EVOLUCIÓN DE LA TASA DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



La indisponibilidad de las líneas indica el porcentaje de tiempo total durante el que han estado indisponibles para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación.

GRÁFICO 7

TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	Mensual	Interanual	%
Mantenimiento Preventivo	0,5745	1,2502	
Indisponibilidades Fortuitas	0,0493	0,0464	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,6238	1,2967	
Por Otras Causas	0,5220	1,2085	
TOTAL	1,1458	2,5052	

La indisponibilidad de las líneas se ha clasificado por causas, incluyendo en el apartado otras causas, las debidas a motivos tales como: nuevas instalaciones, trabajos por cuentas de terceros, ampliaciones, etc.

TASA TOTAL

$$Tasa = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * PN_i}{\sum_{i=1}^n T_i * PN_i} * 100$$

en la que:

t_i = tiempo de indisponibilidad, en horas, de cada línea, dentro del periodo T_i

n = número total de líneas de Red Eléctrica

T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

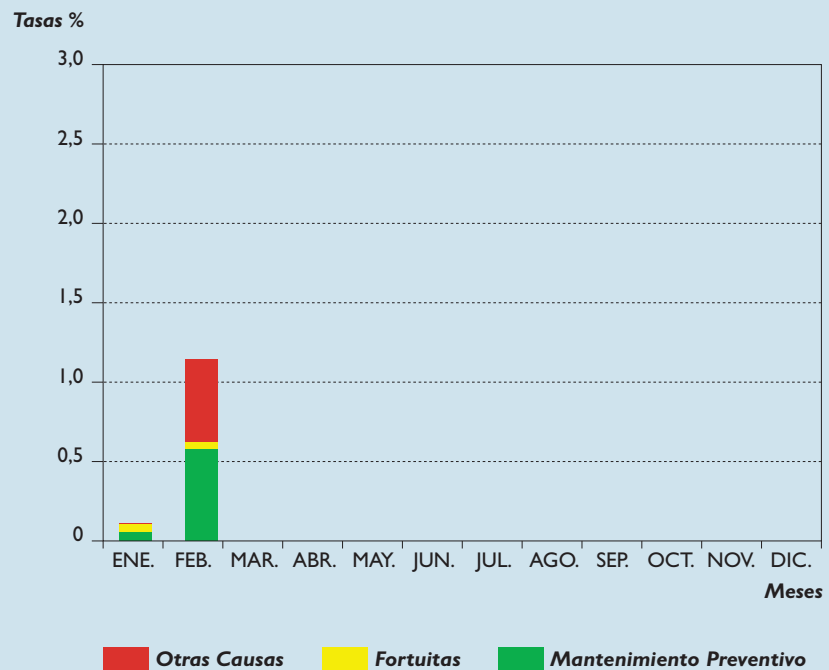
PN_i = potencia nominal de cada línea

CUADRO 6



DISPONIBILIDAD DE LAS INSTALACIONES

CAUSAS DE INDISPONIBILIDAD DE RED ELÉCTRICA



La evolución de la indisponibilidad anual está muy relacionada con los programas de descargos en líneas.

GRÁFICO 8

6. COMPORTAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

CAUSAS Y DURACIÓN DE INCIDENTES				
Número de Incidentes				
Causas		Fallo Líneas	Fallo Subestaciones	Agentes Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	1	6	45
	220 kV	1	0	36
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	2

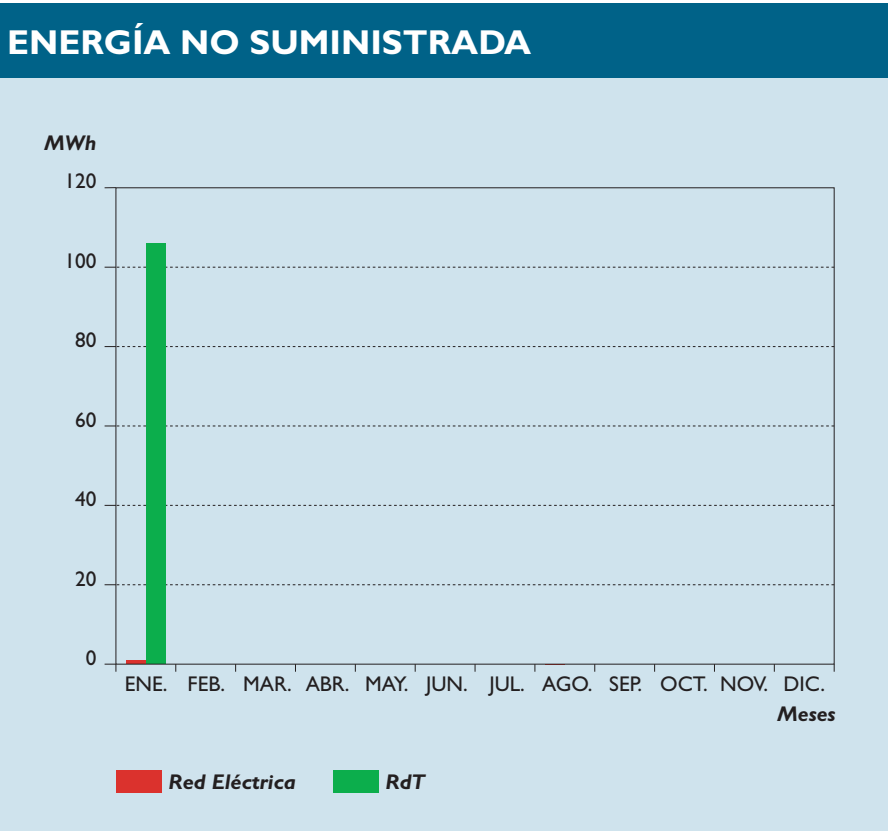
Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	6	22	24
	220 kV	1	16	20
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	3	0

CUADRO 7



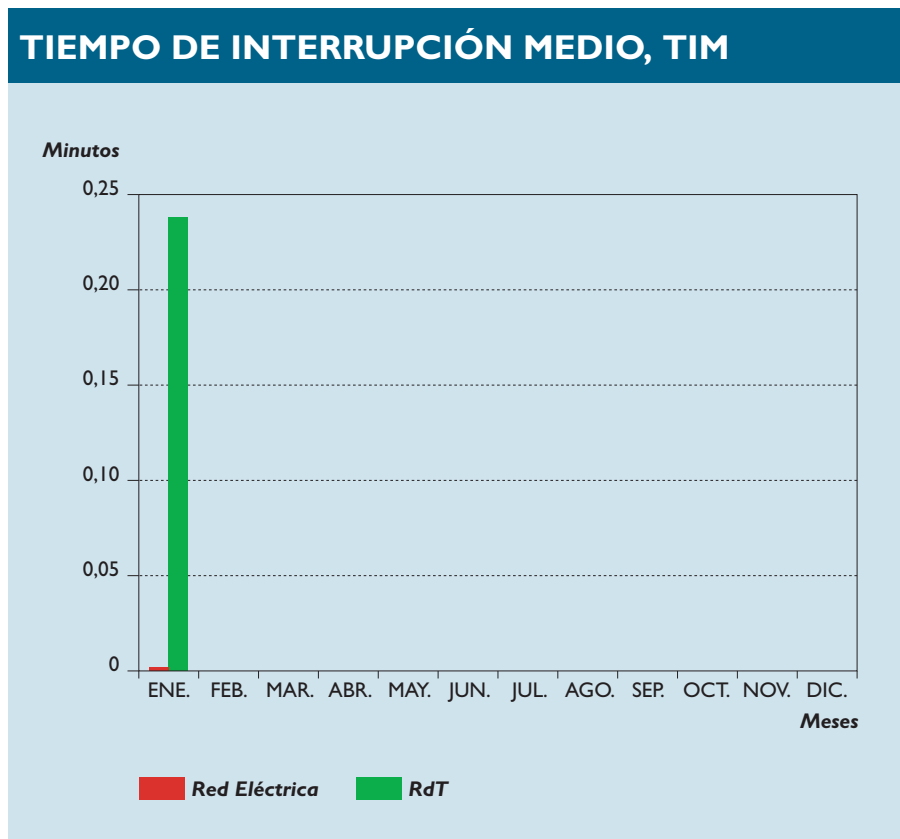
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de febrero no se ha registrado ningún corte de mercado en la red de transporte.



Energía No Suministrada, ENS, mide la energía cortada al sistema eléctrico peninsular, MWh, por interrupciones del servicio debidas a incidentes acaecidos en la red de 400 y 220 kV del sistema eléctrico peninsular, RdT.

GRÁFICO 9



El tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica en el mes de febrero ha sido de 0 minutos y el de la Red de Transporte fue de 0 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio acumulado en los últimos 12 meses, TIM, definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = 8760 \times 60 \times (ENS / DA)$$

DA = Demanda anual del Sistema en MWh, últimos 12 meses.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es