

Informe Mensual

MARZO 2001



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: 05-04-2001. Datos provisionales

Fotocomposición e Impresión: EPES, Industrias Gráficas, S. L.
Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de marzo alcanzó los 16.968 GWh, con un crecimiento del 3,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 5,7%.
- Marzo ha sido el quinto mes consecutivo muy húmedo, registrándose un índice de energía producible del 2,1 del año medio, siendo éste el valor registrado más alto en un mes de marzo desde 1920.
- Las reservas de los embalses de régimen anual finalizaron el mes al 81,1% de su capacidad. Este es el segundo valor registrado más alto desde 1965.

1. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2001		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	6.329	304,0	18.242	219,3	40.372	60,9
NUCLEAR	4.883	-5,7	15.601	-3,7	61.606	0,6
Hulla + Antracita	1.624	-55,0	5.251	-51,9	33.790	-13,0
Lignito Pardo	955	-13,4	2.908	-12,6	13.841	0,0
Lignito Negro	133	-86,3	512	-81,0	6.875	-9,8
Carbón Importación	870	-23,0	2.611	-26,9	12.643	-1,5
TOTAL CARBÓN	3.582	-47,5	11.282	-45,0	67.149	-8,2
Gas Natural	231	-67,6	544	-61,3	3.518	-1,8
Fuel-Oil	228	-53,5	912	-39,8	5.265	14,5
PRODUCCIÓN BRUTA	15.254	3,3	46.582	2,7	177.911	6,1
Consumos Producción	483	-29,6	1.524	-24,6	7.328	-0,6
PRODUCCIÓN NETA	14.771	4,9	45.058	4,0	170.582	6,4
Adquirida Autoproduct.	2.663	19,9	7.570	15,0	27.511	10,5
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	17.434	6,9	52.628	5,5	198.093	7,0
Consumos en Bombeo	399	15,3	1.245	21,2	5.124	40,6
Saldo Físico I. Internacionales	-68	-116,1	-85	-108,2	3.322	-41,2
DEMANDA	16.968	3,6	51.298	2,8	196.290	4,8

CUADRO 1



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	T. Año Móvil
	2000									2001			
Hidroeléctrica	2.195	3.345	2.269	1.745	1.752	1.883	1.789	2.487	4.666	6.277	5.636	6.329	40.373
Térmica Nuclear	4.667	5.099	5.470	5.611	5.243	4.222	4.617	5.288	5.788	5.733	4.984	4.883	61.605
Térmica Convencional	6.516	5.386	6.945	7.872	7.420	8.598	7.954	7.400	5.104	4.637	4.061	4.042	75.935
PRODUCCION BRUTA	13.378	13.830	14.684	15.227	14.414	14.703	14.360	15.175	15.558	16.647	14.681	15.254	177.913
Consumos Producción	578	578	650	721	680	682	661	677	576	556	485	483	7.327
PRODUCCION NETA	12.800	13.252	14.034	14.506	13.734	14.021	13.699	14.498	14.982	16.091	14.196	14.771	170.586
Adquirida Autoprod.	2.392	2.238	2.204	2.122	1.922	1.848	2.104	2.356	2.753	2.537	2.370	2.663	27.509
PROD. TOTAL NETA	15.192	15.490	16.238	16.628	15.656	15.869	15.803	16.853	17.735	18.628	16.566	17.434	198.095
Consumos en Bombeo	514	618	330	323	246	257	363	451	776	540	307	398	5.123
Saldo Internacional	519	684	174	259	209	341	444	516	261	-38	22	-68	3.323
DEMANDA	15.197	15.556	16.082	16.564	15.618	15.953	15.884	16.918	17.220	18.050	16.281	16.968	196.295
Δ% Mensual	8,3	6,3	6,8	1,9	6,6	6,4	6,3	4,1	1,3	1,1	3,8	3,6	-
Δ% 365 días	6,7	6,6	6,6	6,3	6,2	6,2	6,5	5,9	5,5	4,5	5,1	4,8	4,8

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCPTÉ GWh DICIEMBRE 2000												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	170	1.523	5.074	6.336	362	3.548	104	-	2.693	2.533	2.692	25.035
Térmica Nuclear	4.294	14.711	5.553	36.448	--	--	--	339	--	--	2.383	63.728
Térmica Convencional	2.597	29.011	7.109	3.432	3.646	18.154	27	4.203	1.604	957	230	70.970
PROD.TOTAL NETA 1	7.061	45.245	17.736	46.216	4.008	21.702	131	4.542	4.297	3.490	5.305	159.733
Saldo Internacional	513	-89	261	-6.443	-67	4.321	498	1.777	428	-27	-30	1.142
Consumos en Bombeo	155	530	777	712	81	867	117	--	106	38	124	3.507
DEMANDA 2												
Mensual	7.419	44.626	17.220	39.061	3.860	25.156	512	6.319	4.619	3.425	5.151	157.368
Δ %	-2,0	-1,8	1,3	-5,3	5,3	0,8	6,9	1,5	-1,8	2,6	-2,9	-1,6
Año Móvil	82.037	491.468	194.905	423.716	44.617	298.548	5.835	71.824	49.282	38.049	56.421	1.756.702
Δ %	2,4	2,3	5,7	2,0	7,2	4,4	3,3	1,4	3,3	6,3	2,5	3,2
1.- Incluye autoprodutores en B, D, E, F, GR y P					B: Bélgica			GR: Grecia		A: Austria		
2.- Representatividad por comparación con los valores globales del país (%)					D: Alemania			I: Italia		P: Portugal		
					E: España			L: Luxemburgo		CH: Suiza		
					F: Francia			NL: Holanda				

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 6.071 MW y 11.063 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 1.490 MW y máximo de 8.830 MW; el fuel - gas tuvo un máximo de 2.696 MW; las importaciones alcanzaron un máximo 1.510 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.689 MW y los 4.501 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 6.310 MW.

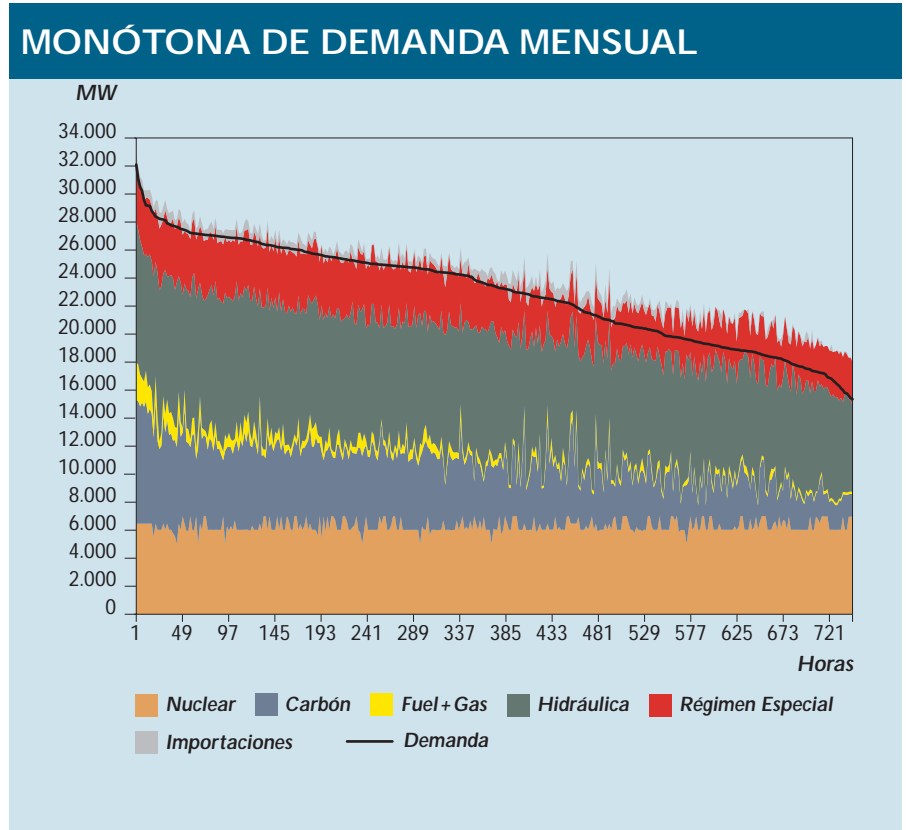


GRÁFICO 1

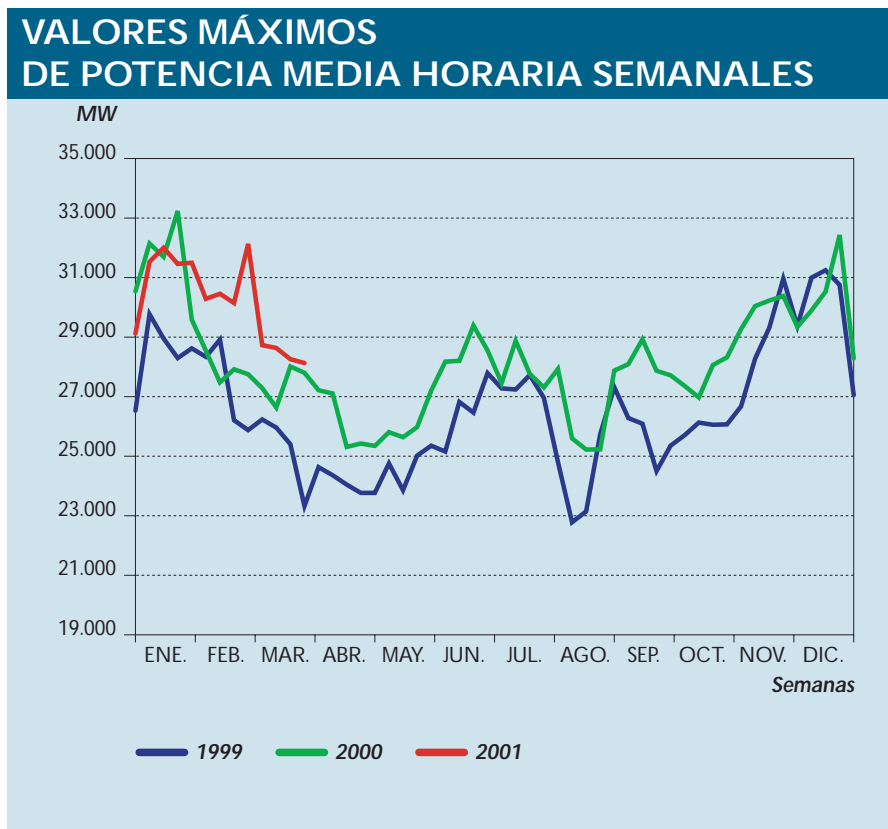


GRÁFICO 2

Las puntas máximas semanales fueron superiores a las del año anterior en todas las semanas del mes.

El valor máximo de potencia media horaria se registró el día 1 con 32.136 MW, valor superior en un 14,7% al máximo registrado en marzo del año anterior.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 3,6%. En marzo, las temperaturas fueron más suaves que las del año anterior, restando 1,6 puntos al crecimiento de la demanda.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	16.968	3,6
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,5
Efecto Temperatura (3)		-1,6
Efecto Act. Económica y Otros		5,7
Acumulado Año	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	51.298	2,8
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,5
Efecto Temperatura (3)		-1,7
Efecto Act. Económica y Otros		5,0

(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 (1)

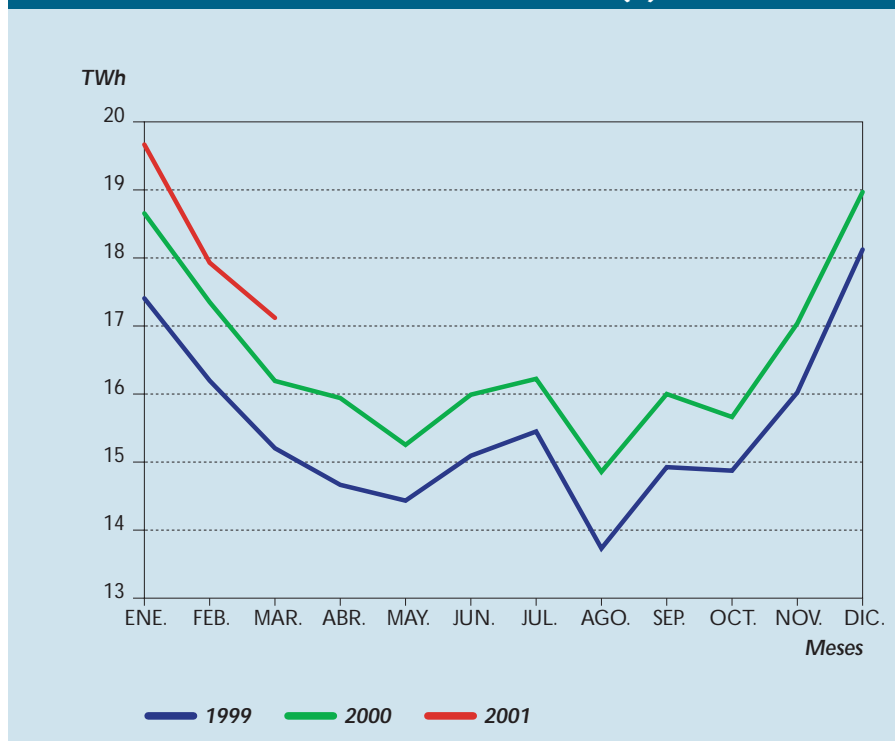


GRÁFICO 3

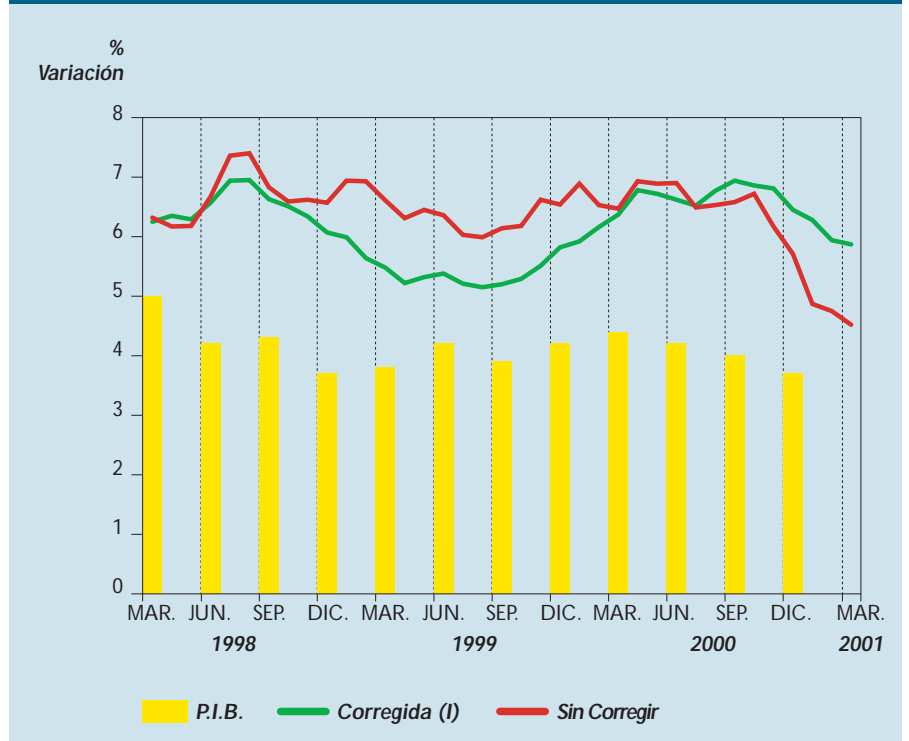
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 5,7%, valor inferior en casi 1 punto al crecimiento realizado en marzo anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 4,8%, inferior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 5,9% en el mismo periodo, crecimiento similar al experimentado hasta el mes de febrero.

VARIACIONES DE LA DEMANDA EN B.C. Año móvil



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

GRÁFICO 4

TEMPERATURAS DIARIAS



GRÁFICO 5

En el mes, la temperatura media fue superior al valor característico del mes y a la del año anterior. La temperatura media diaria fue de 14,0 °C; 1,8 °C más que en 2000.

Tanto las máximas como las mínimas en el conjunto del mes fueron superiores a las del año anterior y a sus correspondientes valores característicos para este mes. Las temperaturas máximas registraron un valor medio diario de 18,5 °C; 1,1 °C más que el año anterior, y las mínimas registraron un valor medio de 9,6 °C; 2,5 grados más que en 2000.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 243 GWh, muy superior a los 116 GWh correspondientes a la hidráulicidad diaria característica del mes.

Todos los días del mes registraron producibles hidráulicos muy superiores al valor característico. Se registró un producible diario mínimo de 125 GWh el día 1, y un máximo de 589 GWh el día 4.

(1) «La energía producida, 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 más favorables.

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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (1)

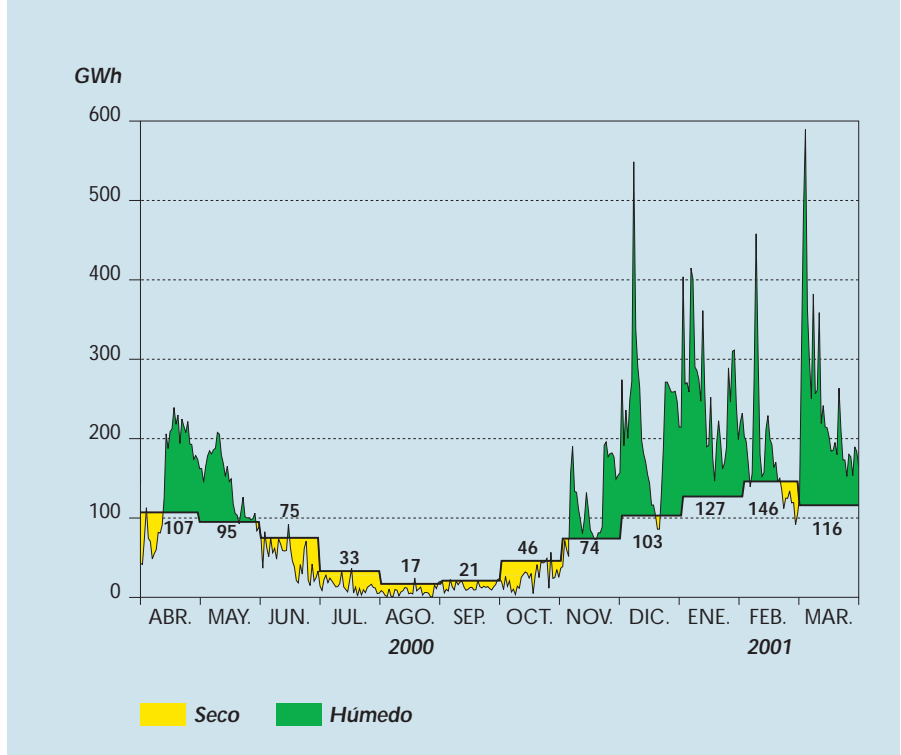


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

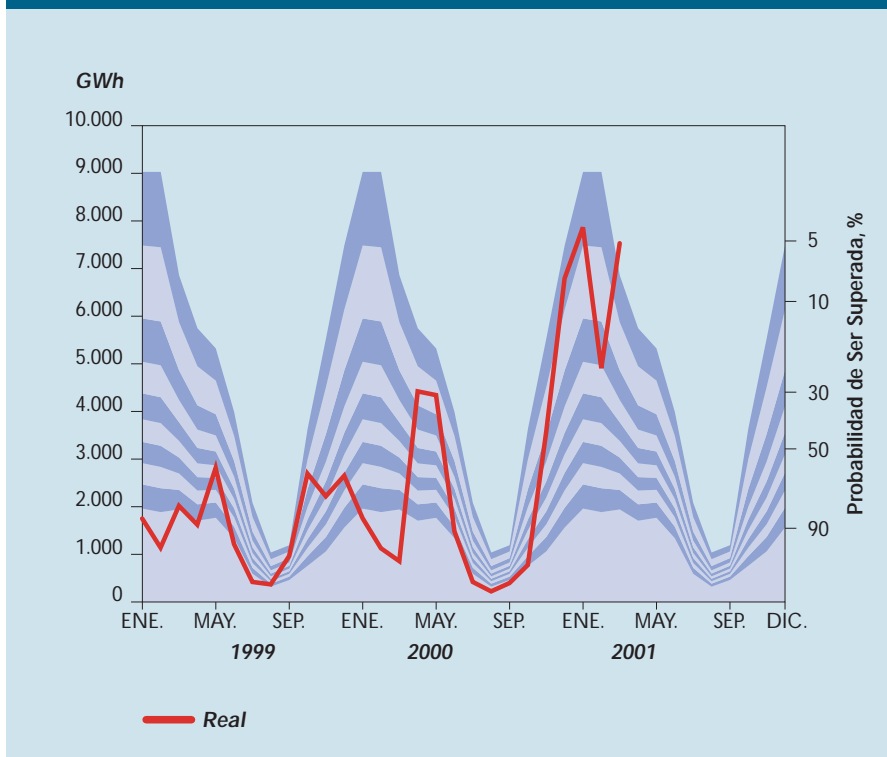


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 2,09 del año medio, con una probabilidad de ser superado del 3%.

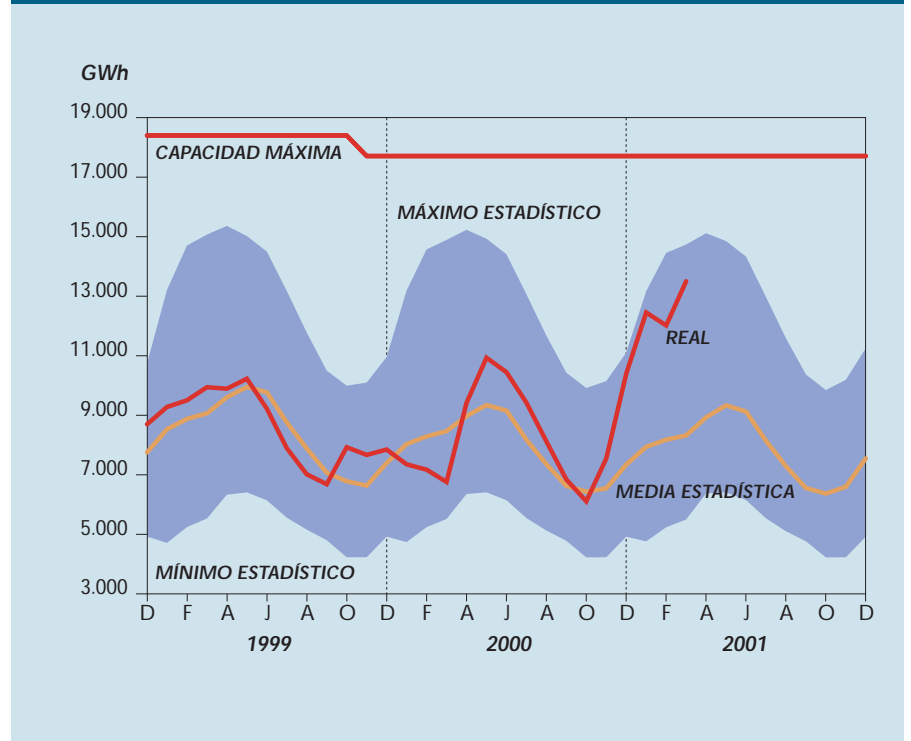
En el primer trimestre del año, el índice de producible hidráulico acumulado es del 1,76, con una probabilidad de ser superado del 7%.

(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 75,4% de su capacidad, superior en 37,3 puntos respecto al valor registrado el año anterior. Este es el cuarto valor registrado más alto desde 1965.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (1)

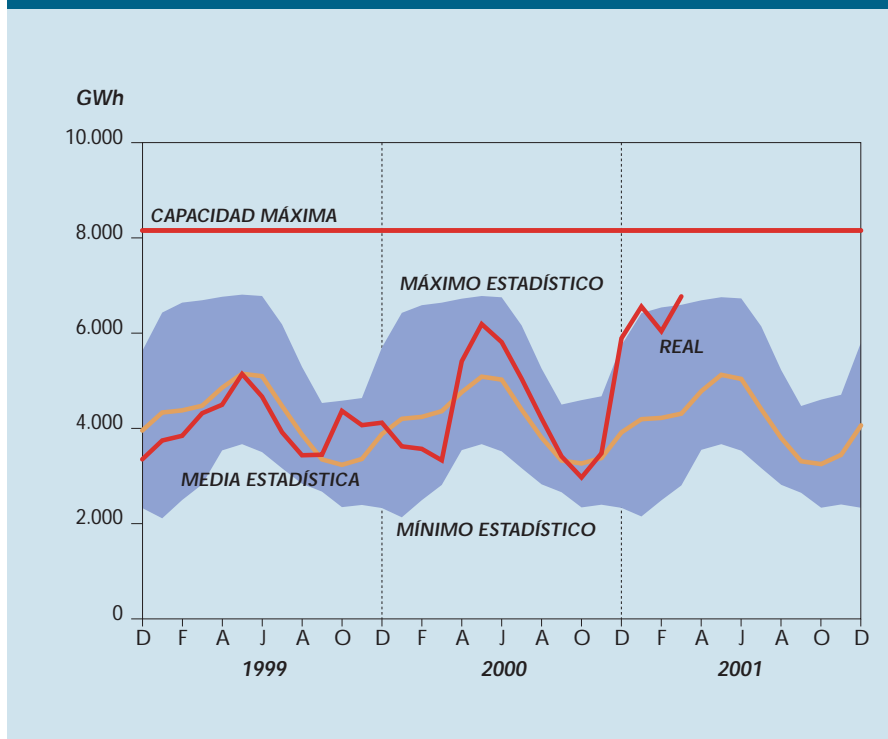


(1) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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

GRÁFICO 8

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL



Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 81,1%; 8,8 puntos más que en el mes de febrero de 2001.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 70,5% de su capacidad, superior en 7,9 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

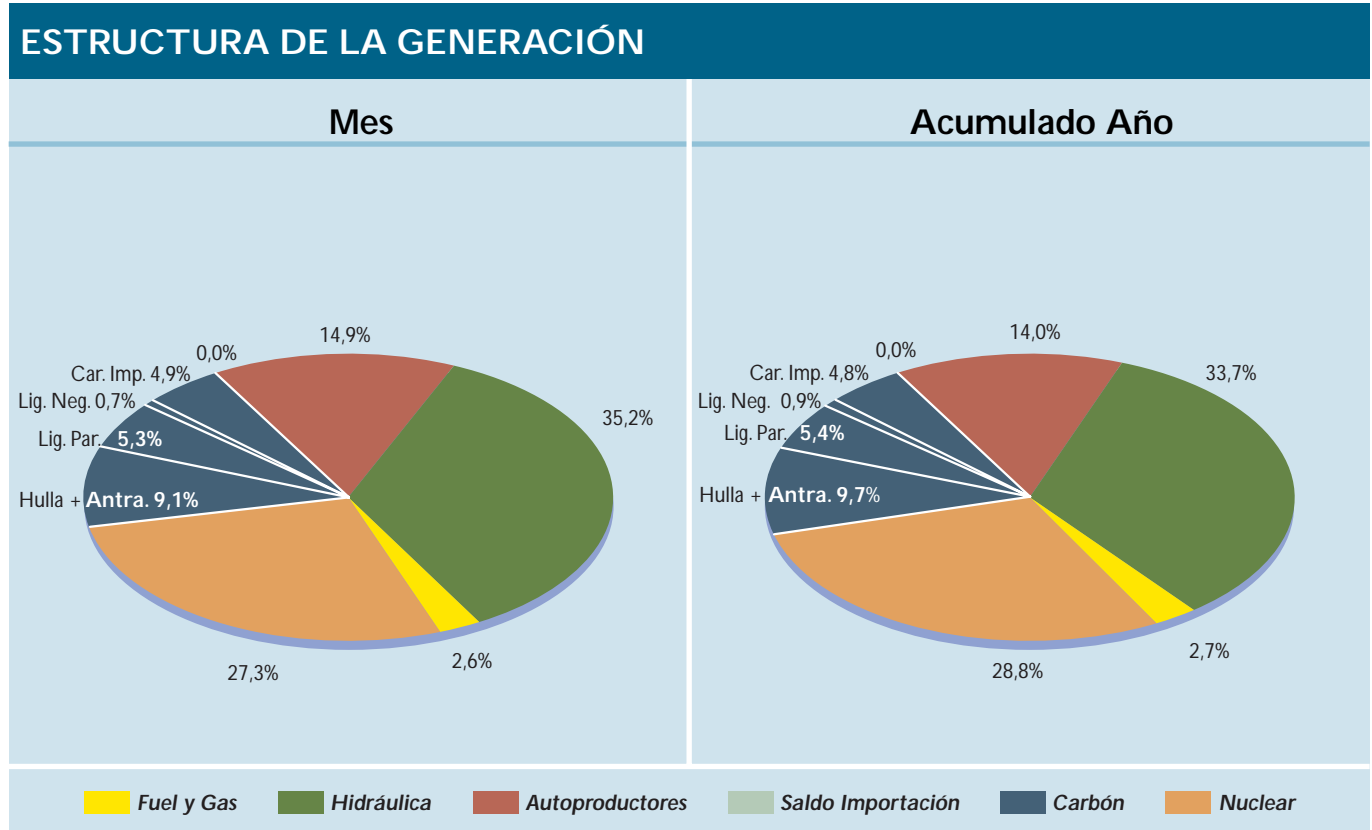


GRÁFICO 10

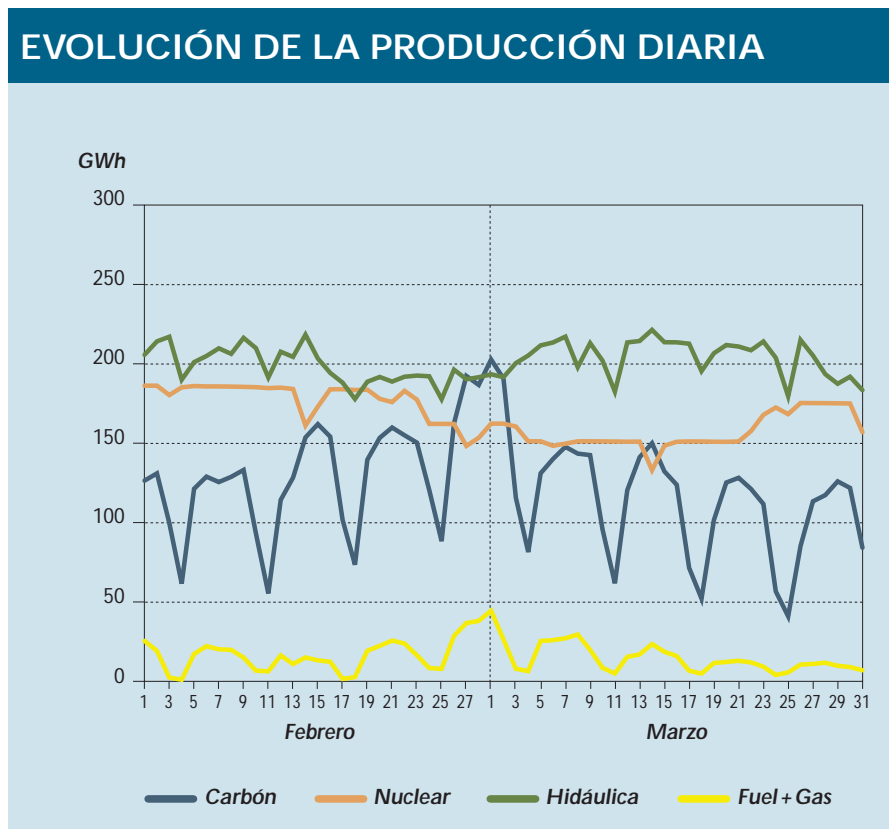


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 203 GWh y un mínimo de 57 GWh; la hidráulica entre 222 GWh y 184 GWh; y la realizada con fuel - gas tuvo un máximo de 45 GWh y un mínimo de 4 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 158 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	Marzo			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,95	0,05	0,00	0,95	0,05	0,00
Hulla + Antracita	0,98	0,00	0,02	0,98	0,00	0,02
Lignito Pardo	0,97	0,00	0,03	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
Carbón Importación	0,95	0,00	0,05	0,97	0,00	0,03
TOTAL CARBÓN	0,97	0,00	0,03	0,98	0,00	0,02
FUEL + GAS	0,89	0,00	0,11	0,89	0,00	0,11

R.A.: Revisión anual

Nota: Coeficientes calculados en base a las incidencias registradas.

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO E INCIDENTES

NUEVAS INSTALACIONES

El día 4 queda en servicio la L-220 kV Grela 2-Repsol.

El día 16 queda en régimen normal de explotación la nueva subestación de Torrecilla y la entrada / salida en dicha subestación de la Morata-Villaverde 1.

INCIDENTES

El día 6 a las 17:10 horas, la C.N. Cofrentes queda limitada su potencia por problemas en válvulas de flujo de lazo A de recirculación. El problema persiste hasta el día siguiente.

El día 14 a las 0:50 horas, la C.N. Cofrentes baja carga por pérdida de líquido electrohidráulico en válvula 1 de turbina, desacoplando a las 2:39 horas. Este mismo día a las 12:52 horas alcanza la plena carga.

El día 19 se produce un cero de tensión en la barra 2 de Onuba 220 kV, perdiéndose las salidas conectadas a

esta barra (Guillena, ENCE y TF-2 220/66 kV).

El día 21 se produce un cero de tensión en S.E. 132 kV Lancha por el desprendimiento de un latiguillo de la línea Andujar 1 sobre la barra 1. Disparan, también, en S.E. 220 kV Santiponce la salida a Lancha y en la S.E. 220 kV Guadame la salida a Lancha. Se produce un corte de mercado de 120 MW durante 1 minuto en Córdoba capital y de 50MW entre 10 y 38 minutos en la provincia.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados es exportador por 5 GWh.

Por Francia, EDF y ENBW, vendieron al mercado por un total de 32,1 GWh. IBERDROLA, EDF, ENRON, ENDESA, ENBW, ENDESA ENERGÍA y ELECTRABEL realizaron operaciones de compra por un total de 233,5 GWh. El contrato de suministro con EDF tuvo una utilización del 69,7%. A estas operaciones, se añaden las exportaciones realizadas por IBERDROLA mediante contratos bilaterales por 32 GWh.

Por Portugal, REN realizó operaciones de venta 78 GWh. ENDESA ENERGÍA, IBERDROLA HIDROCANÁBRICO y REN exportaron 53 GWh. A estas transacciones, se añaden las operaciones mediante contratos bilaterales físicos de importación, efectuadas por HIDROCANÁBRICO, por un total de 18 GWh y de exportación realizadas por IBERDROLA e UNIÓN FENOSA por 26 GWh.

Con Marruecos, ONE, ENDESA, IBERDROLA y UEF exportaron 68 GWh. Y por la ejecución de contratos bilaterales IBERDROLA y UEF exportaron 26 GWh. Este mes, el contrato entre RED ELÉCTRICA y ONE tuvo una utilización del 57,3%. Este mes IBERDROLA y UNION FENOSA realizaron operaciones de importación por 1,4 GWh.

Con Andorra, ENDESA ENERGÍA exportó 26 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

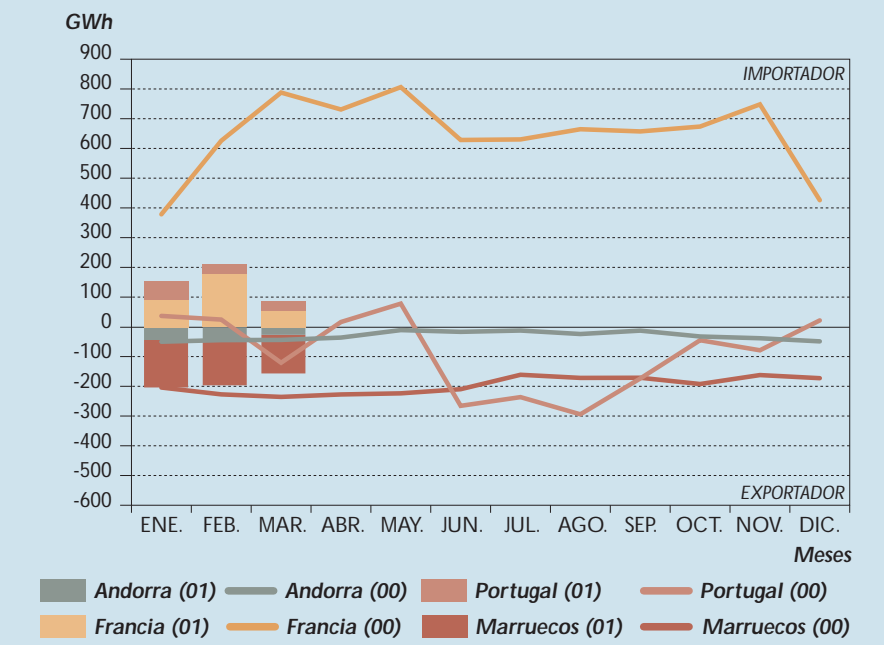


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	25,4	0,0	-25,4
España-Francia	221,4	275,5	54,1
España-Portugal	183,7	217,2	33,5
España-Marruecos	130,5	0,3	-130,2
TOTAL	561,0	493,0	-68,0

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾	Energía ⁽³⁾	
			S/1999	Renovable No Renov.
Ene.	14,06	11,32	43,75	56,25
Feb.	14,56	13,72	43,04	56,96
Mar.	15,69	19,95	40,22	59,78
Abr.				
May.				
Jun.				
Jul.				
Ago.				
Sep.				
Oct.				
Nov.				
Dic.				
ACUM.	14,76	12,47	42,29	57,71

(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.

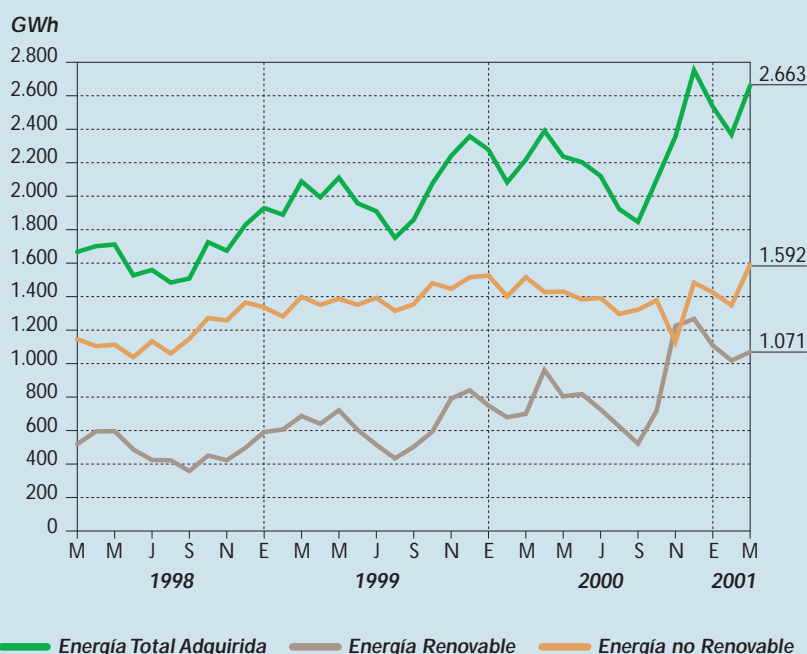


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 9,170 Céntimos €/kWh y mínimo de 2,105 Céntimos €/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 1,328 Céntimos €/kWh y las 0,006 Céntimos €/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

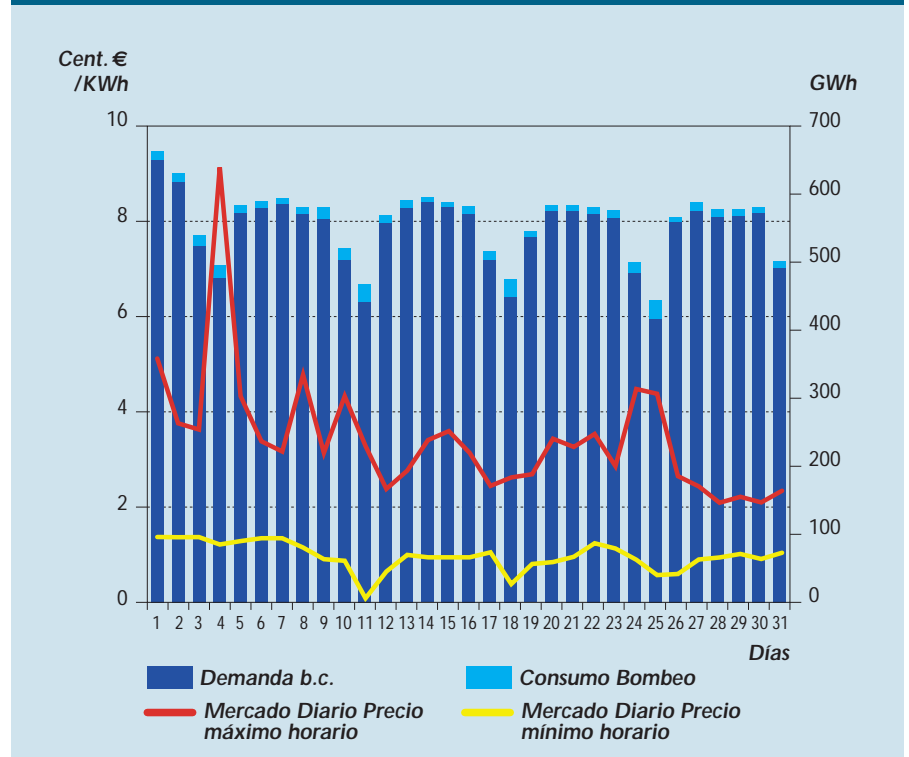


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	14.856	82,5	Distribuidoras	9.481	52,6
- Producción Interior	14.512		- Mercado Diario	9.503	
- Importación	345		- Mercados Intradiarios	-21	
Francia	292		Comercializadoras	5.096	28,3
Portugal	52		- Mercado Diario	4.787	
Bélgica	0		- Mercado Intradiarios	310	
Mercados Intradiarios	525	2,9	Consumidores Cualificados	0	0,0
- Producción Interior	455		Demanda Bombeo	438	2,4
- Importación	70		Exportación	422	2,3
Francia	36		- Portugal	52	
Portugal	33		- Marruecos	107	
Bélgica	0		- Andorra	26	
Marruecos	1		- Francia	237	
Indisponibilidades	-31	-0,2	Ajuste demanda	-192	-1,1
Operación del Sistema (1)	-105	-0,6	TOTAL MERCADO	15.246	84,6
TOTAL MERCADO	15.246	84,7	Contratos Bilaterales (2)	104	0,6
Contratos Bilaterales (2)	104	0,6	Energía adquirida al Régimen Especial	2.664	14,8
Energía programada en Régimen Especial	2.664	14,8	TOTAL	18.014	100
TOTAL	18.014	100			

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

(2) Según PBF; Programa Base de Funcionamiento

CUADRO 6





RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Red de Transporte

INFORME MENSUAL

Marzo 2001

- En dos líneas de 400 kV, en algún momento su carga ha superado el 70% de su capacidad térmica de invierno.
- En dos líneas de 220 kV, su carga media superó el 65% de su capacidad térmica de invierno.

1. 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)	14.902,97	16.757,2	123,5
Subestaciones	Posiciones	614	1.439	9
Transformación (1)	Número de unidades	106	432	-
Reactancias	Número de unidades	20	-	36
Cables	Número de Circuitos	1	-	-
Submarinos (2)	Longitud (km)	13,2	-	-
Cables	Número de Circuitos	1	10	-
Subterráneos	Longitud (km)	2,06	78,80	-

(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.

CUADRO 1



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)	14.642,97	260,0
Subestaciones	Posiciones	487	127
Transformación	Nº de unidades	38	68
	MVA	19.613	26.824
Reactancias	Nº de unidades	19	1
	MVAr	2.850	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)	4.280,2	74,7	12.477	48,8
Subestaciones	Posiciones	185	3	1.254	6
Transformación	Nº unidades	1	-	431	-
	MVA	63	-	43.444	-
Reactancias	Nº unidades	-	9	-	27
	MVAr	-	550	-	-
Cable	Nº Circuitos	-	-	18	-
Subterráneo	Long. (km)	-	-	78,8	-

CUADRO 3



En 400 kV las líneas J.M. Oriol-Arañuelo y Mudarra-Almazán, en algún momento han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno. Únicamente la línea J.M. Oriol-Arañuelo ha superado una carga media superior al 60% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV, las líneas cuya carga media han superado el 65% de su capacidad térmica de invierno han sido: Andujar-Guadame y Pierola-Can Jardí.

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.

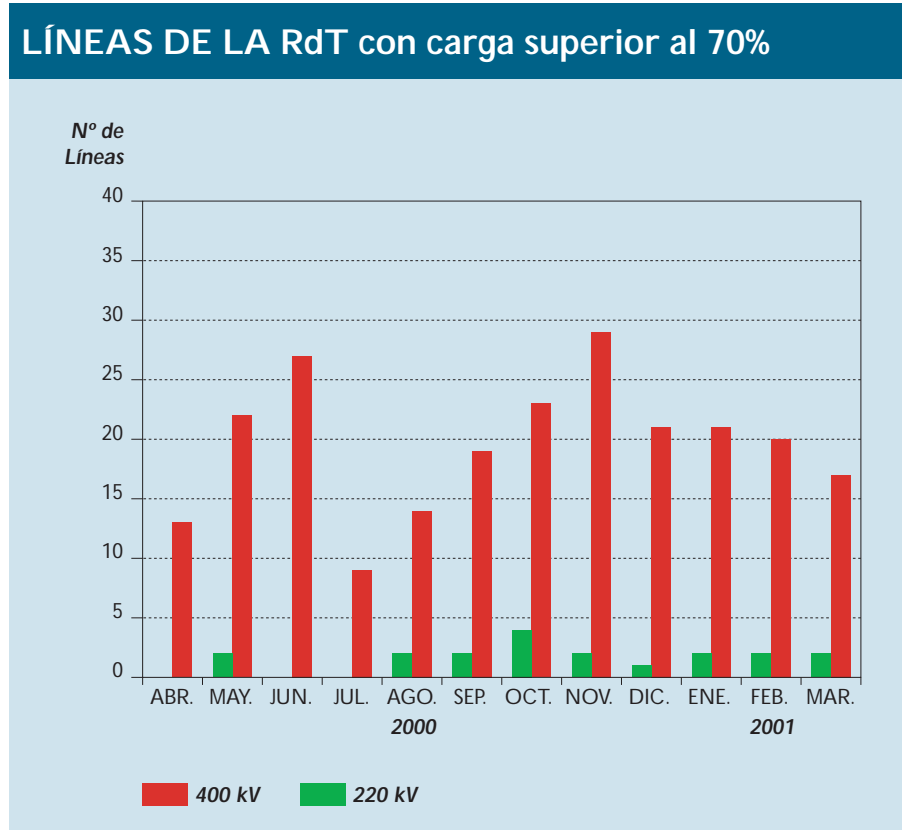


GRÁFICO 1

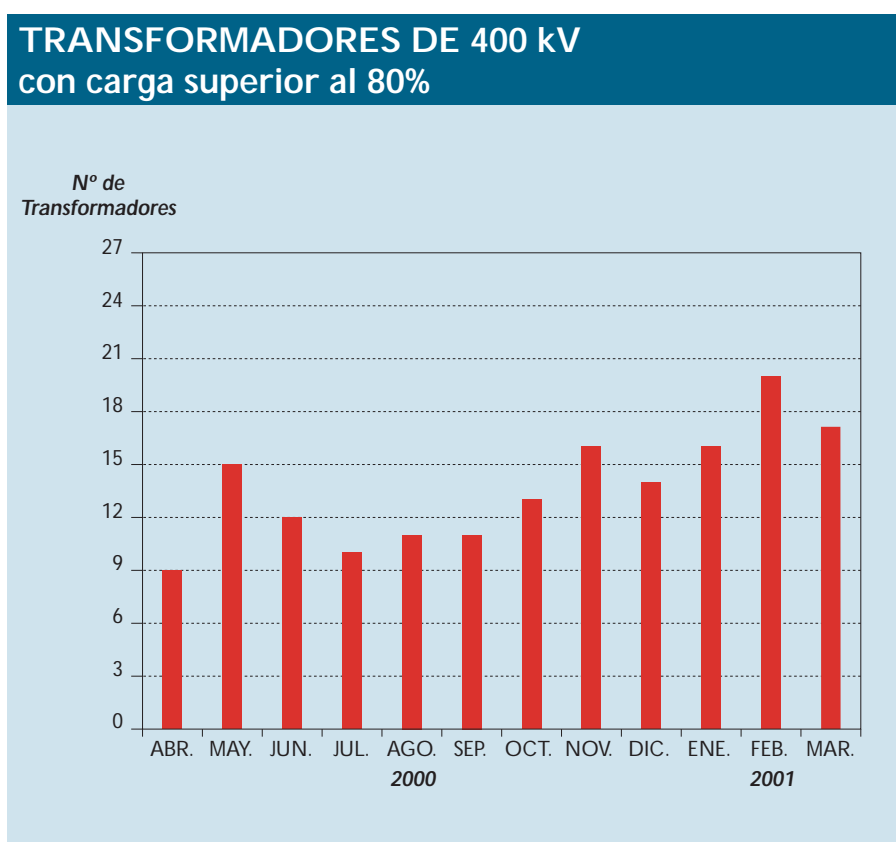


GRÁFICO 2

Este mes han sido siete los transformadores que han superado una carga media del 70%: Guadame, autotransformador 1; Lancha, autotransformadores 1 y 2; Begues, autotransformador 1; S. S. de los Reyes, autotransformadores 1,2 y 3.

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.

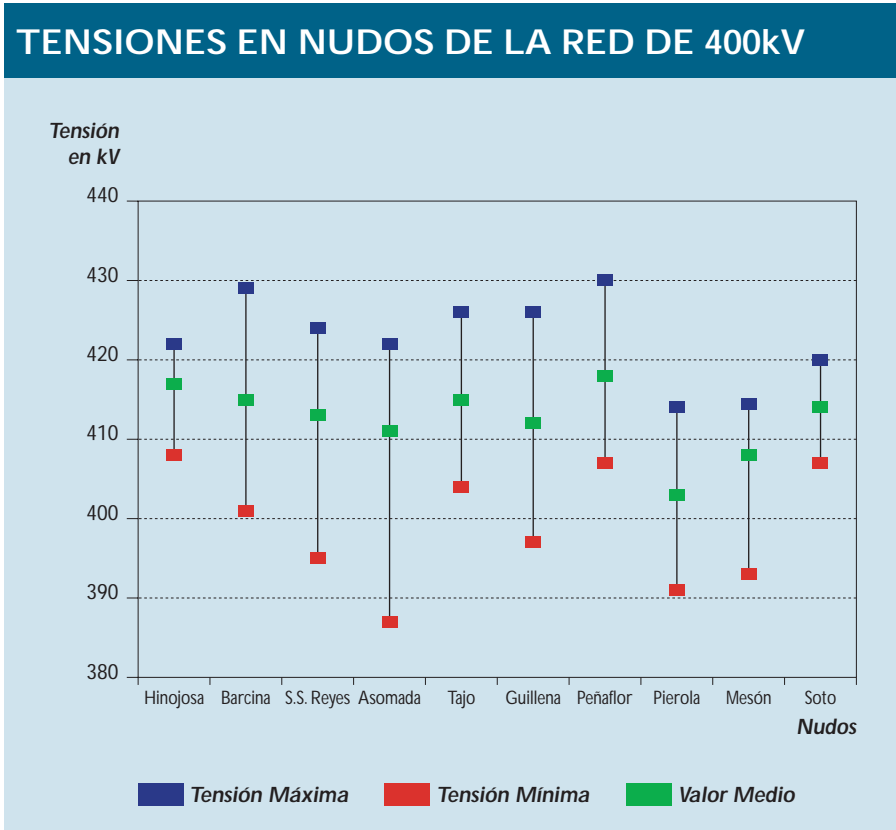
Las relaciones de transformación incluidas son 400/220, 400/132. El número de transformadores considerados es de 95.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

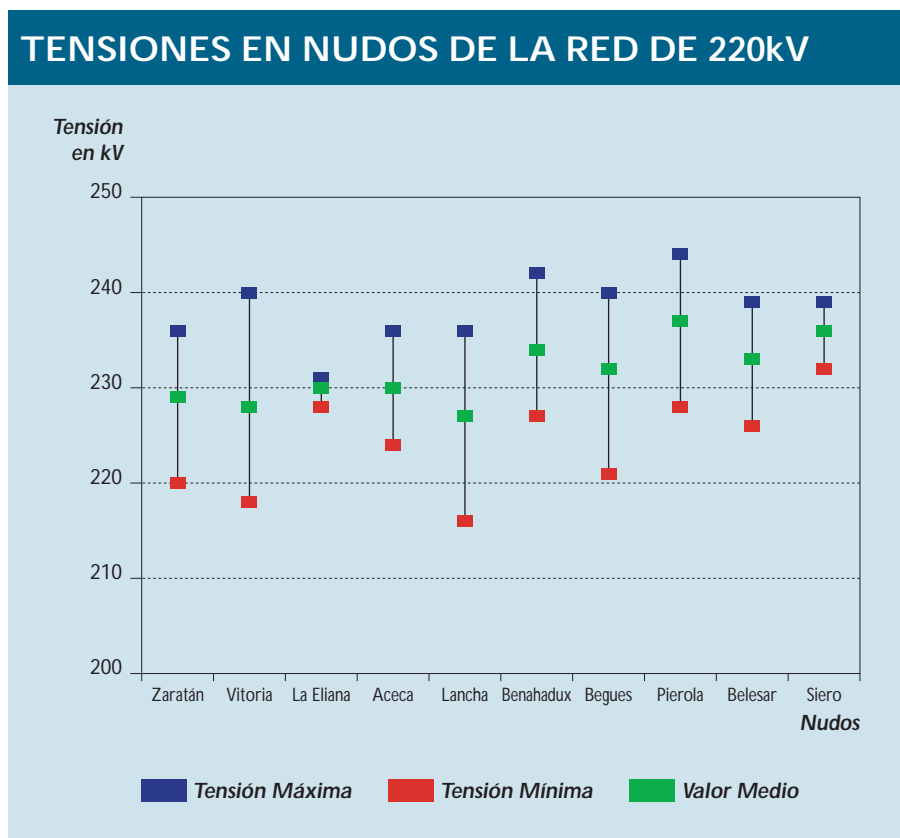
Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 432 kV de Pinilla y Vitoria; y los 379 kV de Sallente.

Cabe citar que en la subestación de Vitoria, la tensión han sido superior a 430 kV durante 2 horas.



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

GRÁFICO 3



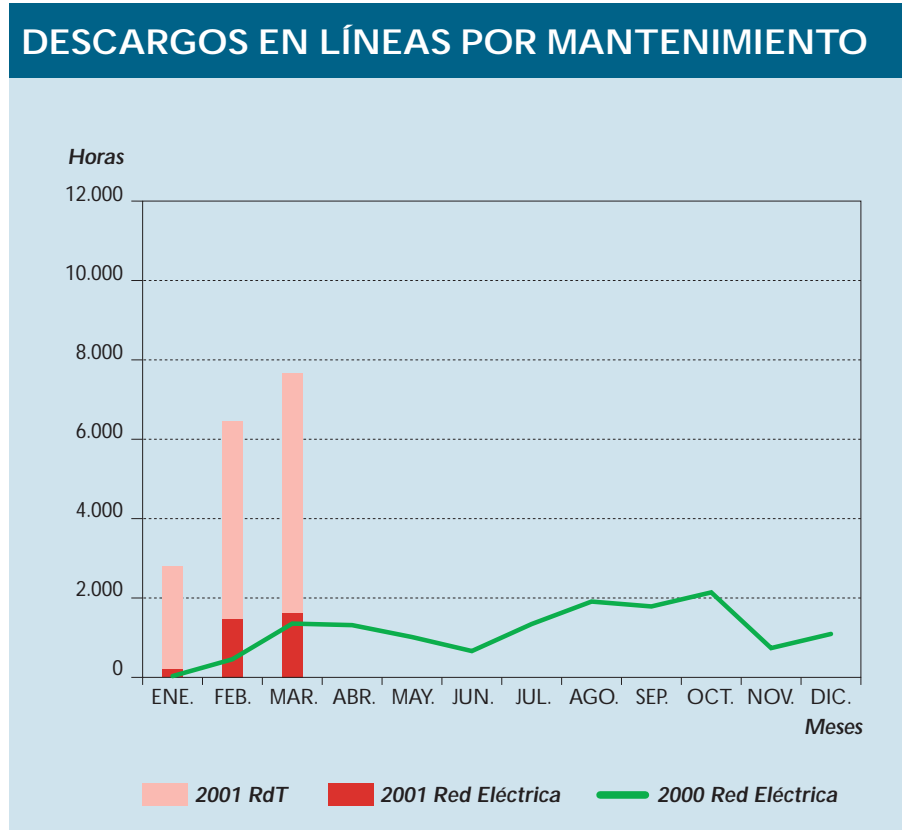
En la red de 220 kV, en la subestación de Benahadoux se han superado los 240 kV durante más de 60 horas.

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

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Itxaso-Vitoria, para reparar anomalías en la línea.
- Línea de 400 kV Cofrentes-Morata, por tendido de fibra óptica.
- Línea de 400 kV Mudarra-San Sebastián de los Reyes, por mantenimiento preventivo.
- Línea de 400 kV Olmedilla-Romica, para realizar cambio de fases a la entrada de la subestación de Romica.
- Línea de 400 kV Hernani-Itxaso, por tendido de fibra óptica por otra empresa en la línea de 220 kV Zumárraga-Itxaso.
- Línea de 400 kV Pinar-Tarifa, para eliminar punto caliente en la subestación de Fardioua.



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

GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

	Líneas				Transformadores			
	Por Mantenimiento		Otras Causas		Por Mantenimiento		Otras Causas	
	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas	Nº	Horas
400 kV	17	1.100,6	22	901,0	3	108	2	485,0
220 kV	7	490,9	2	9,0	0	0	0	0,0
< 220 kV	1	22,3	2	55,0	0	0	0	0

CUADRO 4

- Línea de 220 kV Prada-San Agustín, para sustituir cadenas de aislamiento cerámico y reparar un conductor.
- Línea de 220 kV Aceca-Picón, para mantenimiento preventivo.
- Línea de 220 kV Biescas-Pragneres, para realizar pruebas en el interruptor en Pragneres.



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Barcina, posición Itxaso, para una revisión ordinaria y detallada del interruptor.
- Subestación de 400 kV Lomba, posición Transformador 1, para revisar el transformador y las protecciones.
- Subestación de 400 kV Morata, posición Olmedilla, para sustituir los transformadores de intensidad.
- Subestación de 400 kV La Plana, posición Eliana, para reparar una borna de un transformador de tensión capacitivo.
- Subestación de 400 kV La Serna, posición Barcina, por construcción de una caseta de relés en la proximidad de la posición.

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

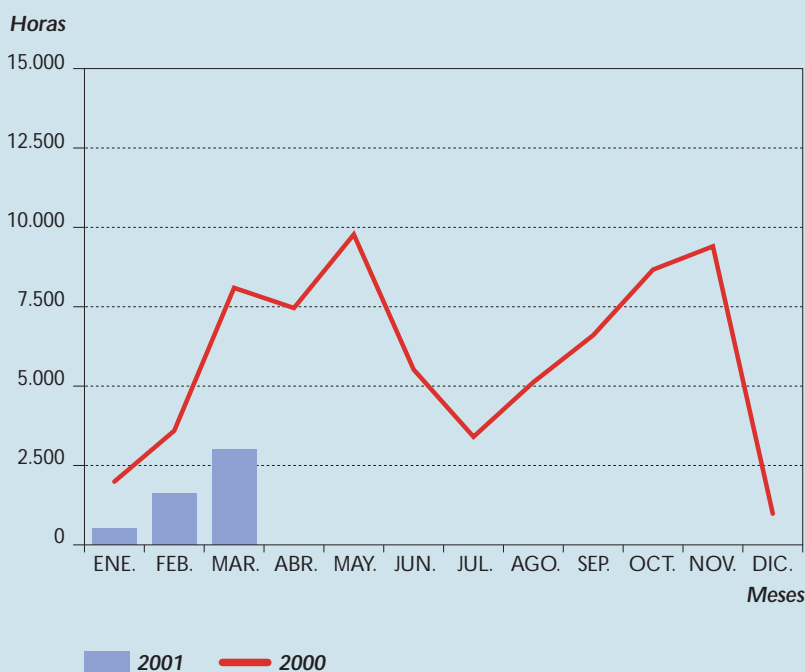


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.827	639	2.466
Barras	363	166	529
TOTAL	2.190	805	2.995

CUADRO 5

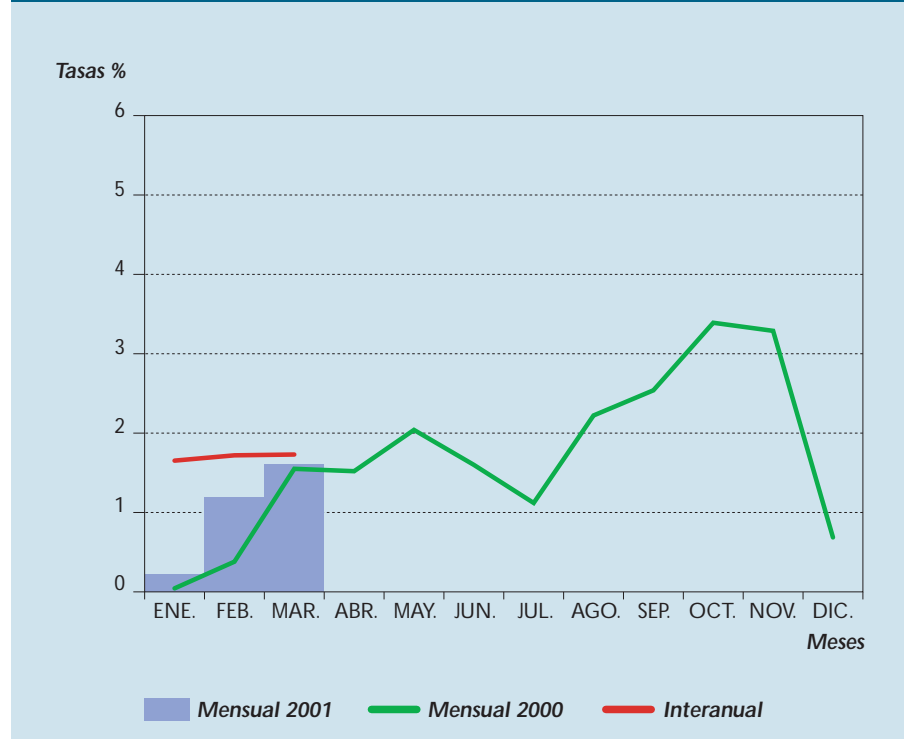
- Subestación de 220 kV Montearenas, posición Compostilla, para reformar y reparar los pantógrafos de barras.
- Subestación de 220 kV Soto de Ribera, posición Pereda, para medida reglamentaria de las tensiones de paso y contacto.
- Subestación de 220 kV Compostilla, posición Montearenas, para reparar puntos calientes en bobinas de bloqueo y revisión de protecciones.

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.

GRÁFICO 7

TASAS DE INDISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE RED ELÉCTRICA

Causas	%	
	Mensual	Interanual
Mantenimiento Preventivo	0,885	0,669
Indisponibilidades Fortuitas	0,197	0,078
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	1,082	0,747
Por Otras Causas	0,529	0,982
TOTAL	1,611	1,729

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 MENSUAL

Relación entre la duración total de interrupción del servicio durante el mes considerado y las horas de utilización posible.

TASA TOTAL INTERANUAL

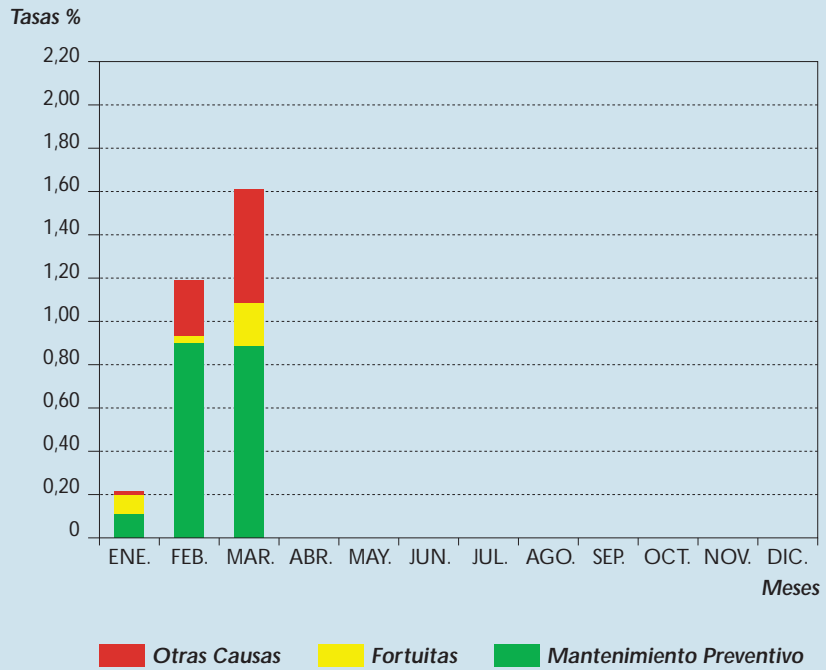
Relación entre la duración total de interrupción del servicio acumulada en los últimos 12 meses y las horas de utilización posible.

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	2	10
	220 kV	0	2	48
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	2	1

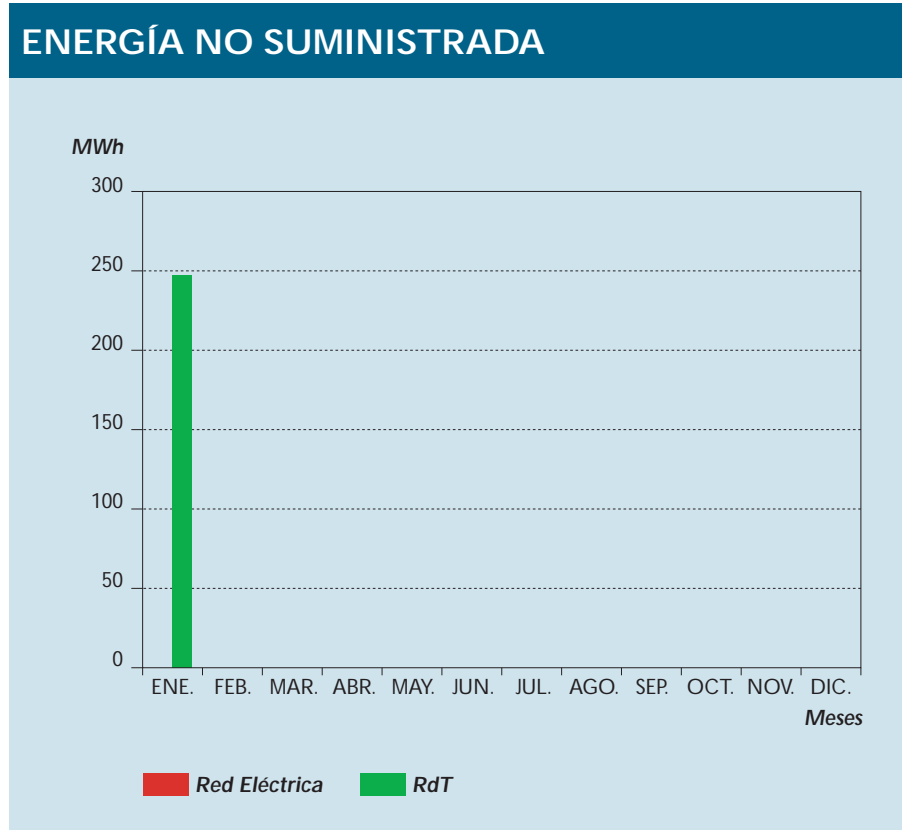
Duración		Más de 5 Horas	De 0 a 5 Horas	Con Reenganche
Líneas	400 kV	1	6	6
	220 kV	1	15	34
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	1	2	0

CUADRO 7



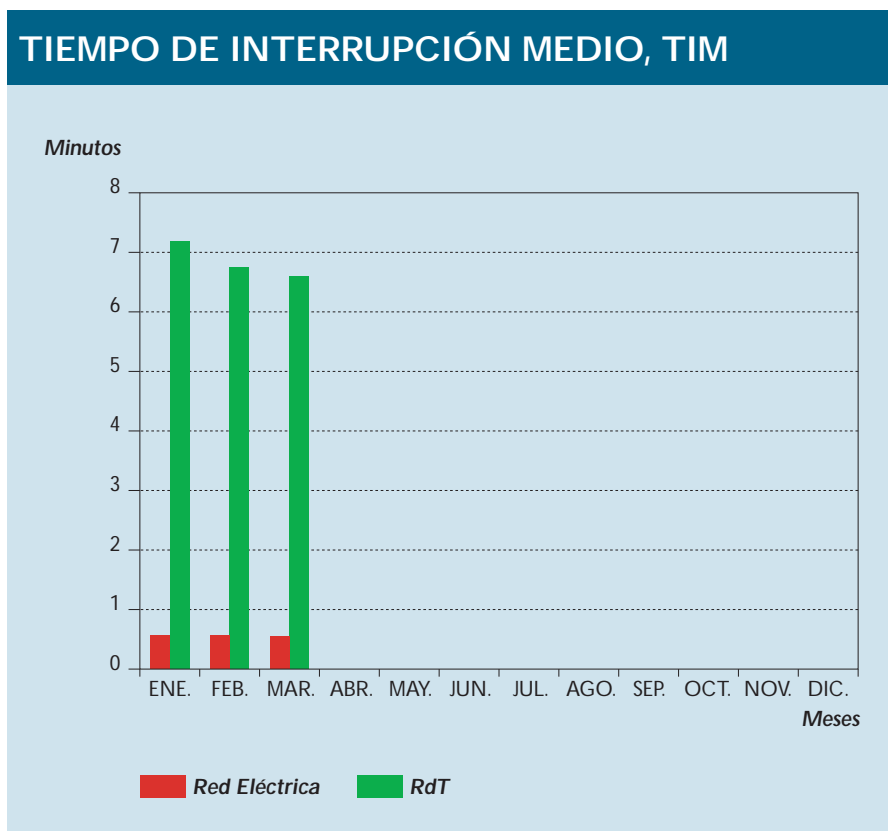
7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de marzo no se han registrado cortes de mercado, en instalaciones de la RdT.



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 REE de los últimos 12 meses ha sido de 0,544 minutos y el de la RdT fue de 6,594 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