

Informe Mensual

DICIEMBRE 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: 31-12-2003. Datos provisionales

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

Depósito Legal: M-14212-2001



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Generación y Demanda

INFORME MENSUAL

Diciembre 2003

- La demanda de energía eléctrica en el mes de diciembre alcanzó los 19.975 GWh, con un crecimiento del 8,5% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 6,0%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 45,2% por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 58,5% de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de diciembre desde 1973.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	4.790	13,6	38.824	72,4	38.824	72,4
NUCLEAR	5.704	-2,0	61.835	-1,9	61.835	-1,9
Hulla + Antracita	2.600	9,2	36.701	-9,0	36.701	-9,0
Lignito Pardo	1.134	19,4	14.143	-9,6	14.143	-9,6
Lignito Negro	662	38,0	8.222	-14,5	8.222	-14,5
Carbón Importación	987	0,5	13.290	0,7	13.290	0,7
TOTAL CARBÓN	5.383	12,3	72.357	-8,1	72.357	-8,1
Gas Natural	1.204	56,8	18.708	58,8	18.708	58,8
Fuel-Oil	160	-16,2	4.335	-56,7	4.335	-56,7
PRODUCCIÓN BRUTA	17.240	9,2	196.059	5,4	196.059	5,4
Consumos Producción	657	7,5	8.051	-3,5	8.051	-3,5
PRODUCCIÓN NETA	16.583	9,3	188.008	5,8	188.008	5,8
Adquirida Autoproduct.	3.909	6,1	39.295	12,1	39.295	12,1
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	20.492	8,7	227.303	6,8	227.303	6,8
Consumos en Bombeo	403	-41,1	4.681	-32,7	4.681	-32,7
Saldo Internacional	-113	-	1.270	-76,2	1.270	-76,2
DEMANDA	19.975	8,5	223.892	6,0	223.892	6,0

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh													
Concepto	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	DIC.	T. Año Móvil
2003													
Hidroeléctrica	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.339	2.030	1.612	1.784	2.001	3.070	4.790	38.824
Térmica Nuclear	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.660	5.652	5.556	4.338	4.743	5.532	5.704	61.835
Térmica Convencional	6.054	6.922	6.560	5.684	6.588	9.641	10.274	10.007	10.010	9.378	7.537	6.746	95.401
PRODUCCION BRUTA	17.343	16.344	15.803	14.146	15.019	16.640	17.956	17.175	16.132	16.122	16.139	17.240	196.059
Consumos Producción	634	618	623	554	603	727	784	766	718	694	673	657	8.051
PRODUCCION NETA	16.709	15.726	15.180	13.592	14.416	15.913	17.172	16.409	15.414	15.428	15.466	16.583	188.008
Adquirida Autoprod.	3.937	3.273	3.343	3.545	3.315	2.845	2.924	2.591	2.812	3.309	3.492	3.309	39.295
PROD. TOTAL NETA	20.646	18.999	18.523	17.137	17.731	18.758	20.096	19.000	18.226	18.737	18.958	20.492	227.303
Consumos en Bombeo	587	380	369	219	266	416	420	472	437	390	322	403	4.681
Saldo Internacional	26	51	247	-37	134	409	237	123	160	55	-24	-113	1.270
DEMANDA	20.084	18.671	18.400	16.882	17.598	18.751	19.915	18.651	17.950	18.402	18.612	19.975	223.892
Δ % Mensual	3,9	9,9	4,4	-0,7	2,5	8,0	7,9	12,6	6,0	4,7	4,8	8,5	-
Δ % 365 días	2,5	3,1	3,3	2,5	2,5	3,0	3,3	4,4	4,7	4,6	5,1	6,0	6,0

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh AGOSTO 2003													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	102	1.495	1.825	3.573	416	3.173	83	0	2.317	422	3.986	17.392	
Térmica Nuclear	3.820	12.397	5.310	30.080	—	—	0	330	0	0	1.193	53.130	
Térmica Convencional	2.631	26.518	11.865	2.949	3.976	19.284	56	7.261	1.096	2.611	222	78.469	
PROD.TOTAL NETA I	6.553	40.410	19.000	36.602	4.392	22.457	139	7.591	3.413	3.033	5.401	148.991	
Saldo Internacional	-87	-593	123	-4.509	229	3.021	390	1.388	774	424	-615	545	
Consumos en Bombeo	130	749	472	592	77	832	105	0	361	62	381	3.741	
DEMANDA 2													
Mensual	6.336	39.068	18.651	31.501	4.544	24.646	424	8.979	3.826	3.395	4.425	145.795	
Δ %	-0,7	3,4	12,6	4,8	9,0	11,6	-0,2	1,6	5,1	9,4	1,7	6,1	
Año Móvil	83.959	506.959	218.665	443.732	49.104	318.737	6.075	109.740	51.508	42.155	59.049	1.889.673	
Δ %	1,5	2,2	4,4	1,6	2,6	3,3	1,1	1,3	-0,5	3,8	1,2	2,3	
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 2.042 MW y 10.297 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 3.611 MW y máximo de 9.790 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.059 MW y un máximo de 6.740 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 0 MW y un máximo 1.828 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.793 MW y los 6.457 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.401 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

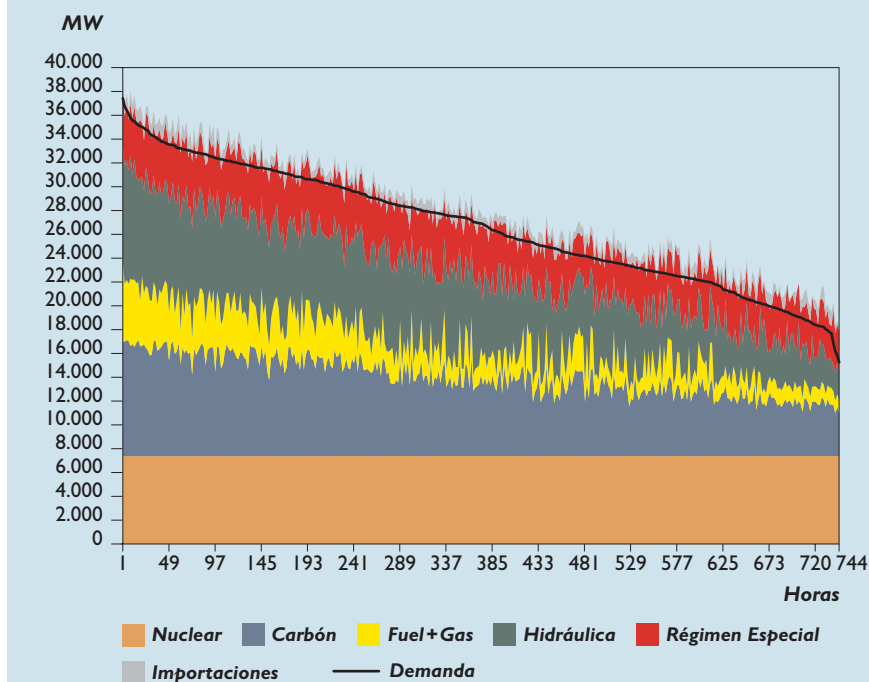


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

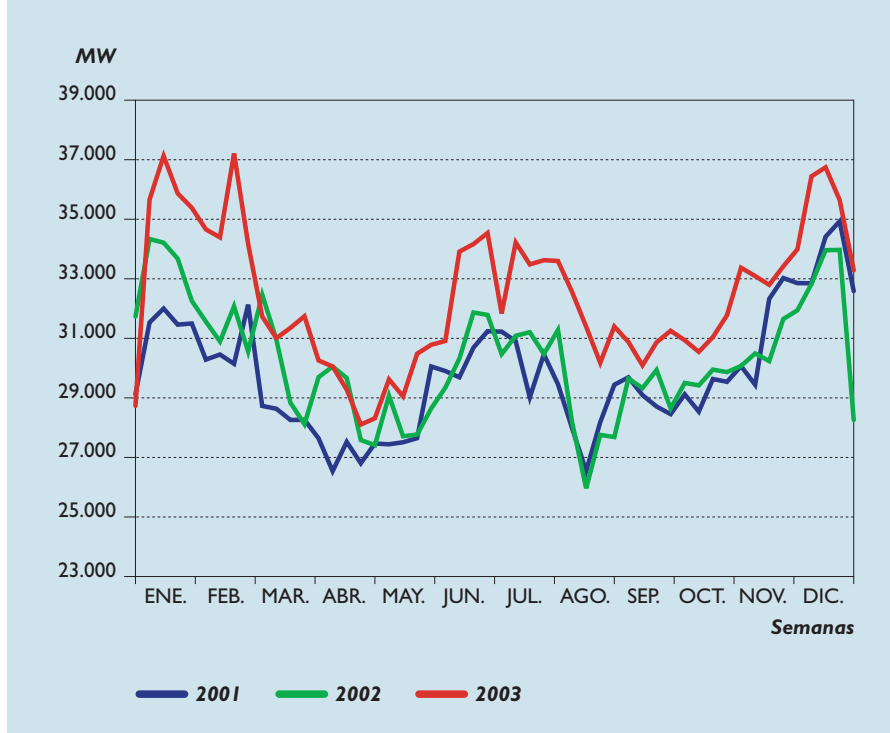


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 9 con 36.744 MW a las 19 horas. Este valor es superior en 2.774 MW al máximo registrado en el mes de diciembre de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 8,5%. En diciembre, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, aportando 1,8 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,7 puntos positivos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% ⁽²⁾
Demanda Total	19.975	8,5
COMPONENTES ⁽¹⁾		
Efecto Laboralidad		0,7
Efecto Temperatura ⁽³⁾		1,8
Efecto Act. Económica y Otros		6,0
Acumulado Año		
Demanda Total	223.892	6,0
COMPONENTES ⁽¹⁾		
Efecto Laboralidad		0,2
Efecto Temperatura ⁽³⁾		1,1
Efecto Act. Económica y Otros		4,7

(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)

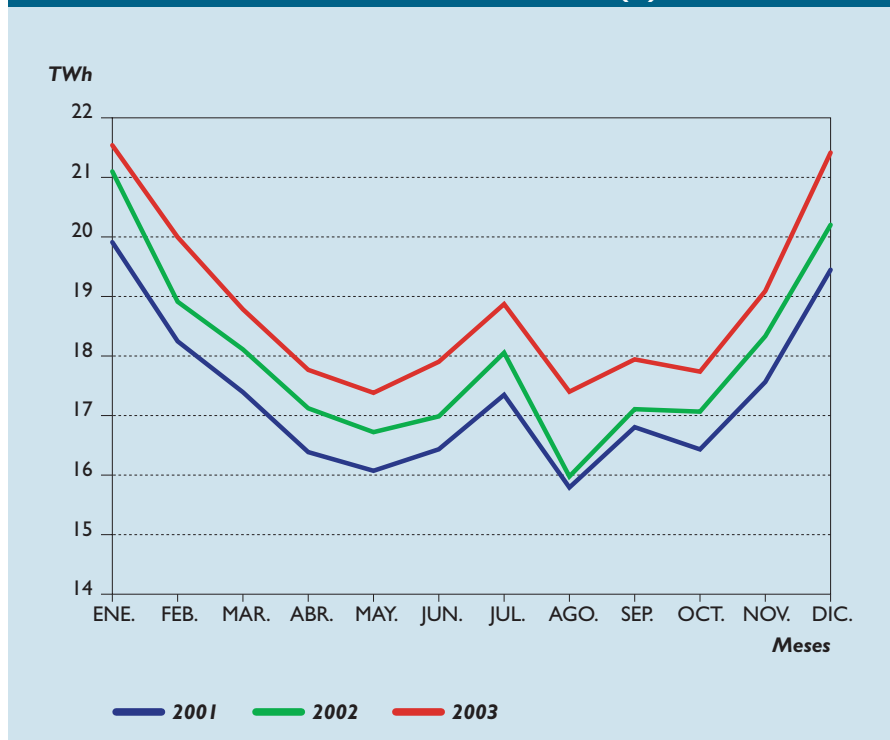


GRÁFICO 3

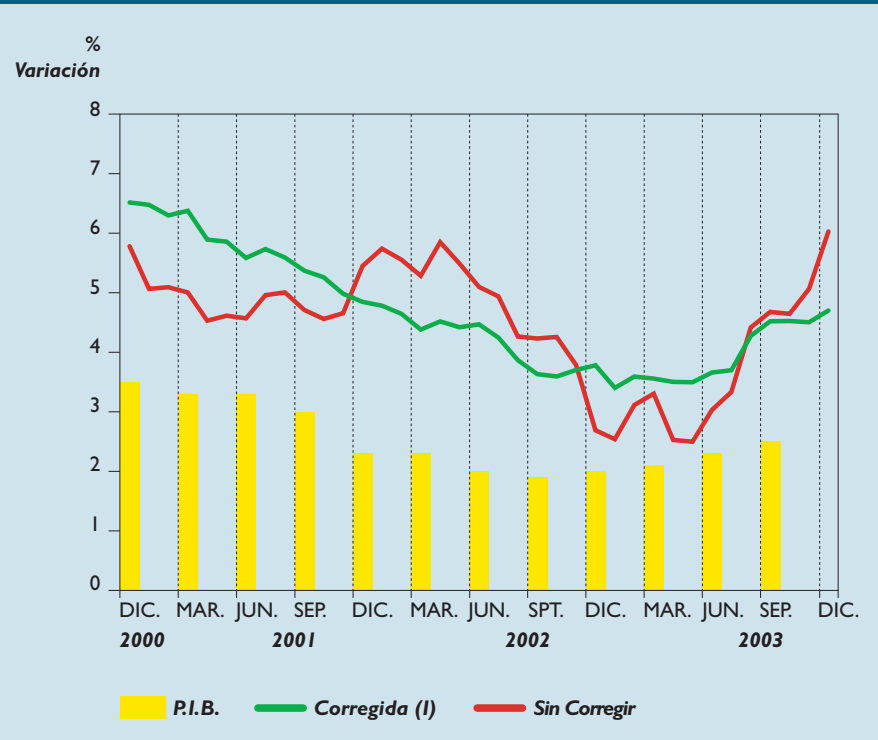
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 6,0%, superior en 2,1 puntos al crecimiento experimentado en diciembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 6,0%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,7% en el mismo período. Este crecimiento es superior al experimentado desde principios del año 2003.

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

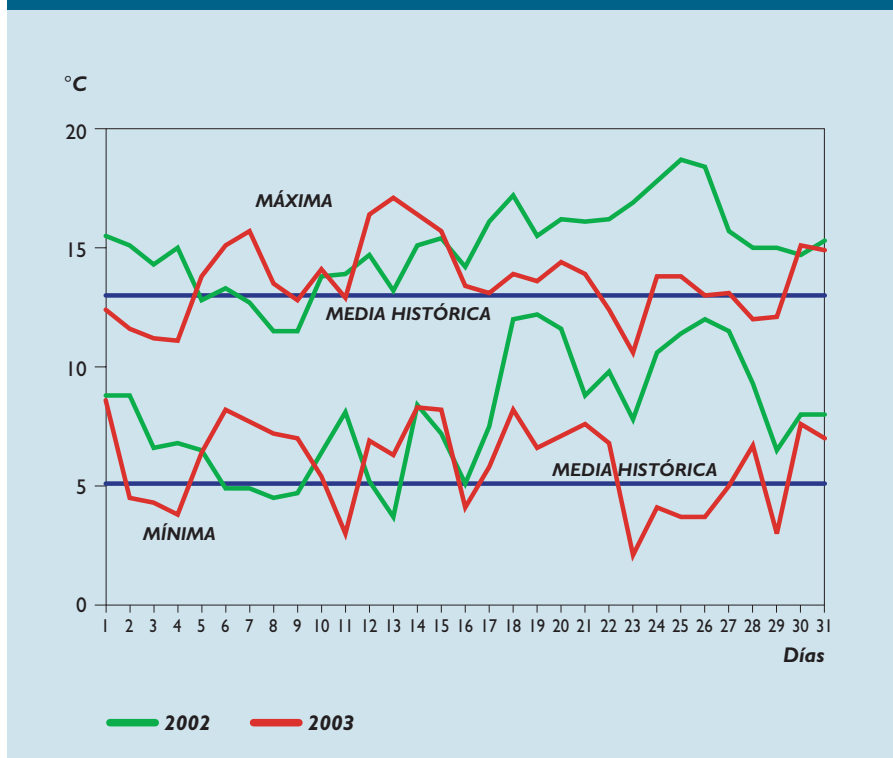


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas inferiores a las del año anterior y superiores al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de diciembre fue de 9,8 °C, inferior en 1,7 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron inferiores a las registradas en diciembre de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 13,6 °C, inferior a los 15,1 °C registrados en diciembre del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 6,0 °C frente a los 8,0 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 153 GWh, superior en 50 GWh al valor característico de un mes de diciembre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico el mes ha sido húmedo, registrándose un producible mínimo de 92 GWh el día 27 y un máximo de 248 GWh el día 11.

(I) «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 mas favorables.

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

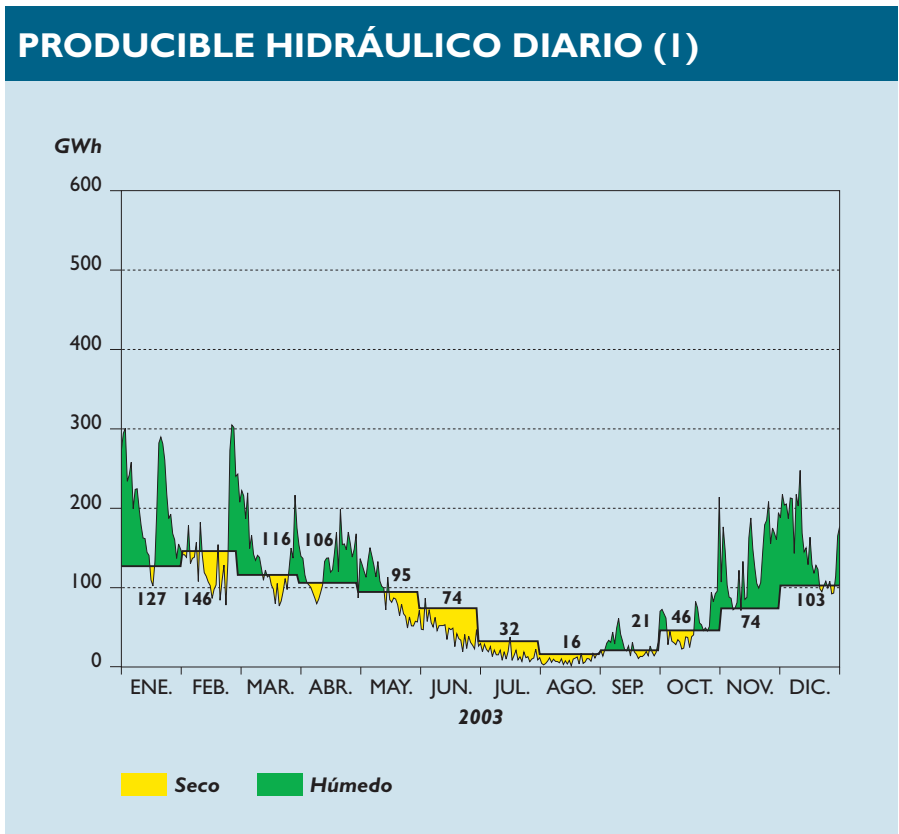


GRÁFICO 6

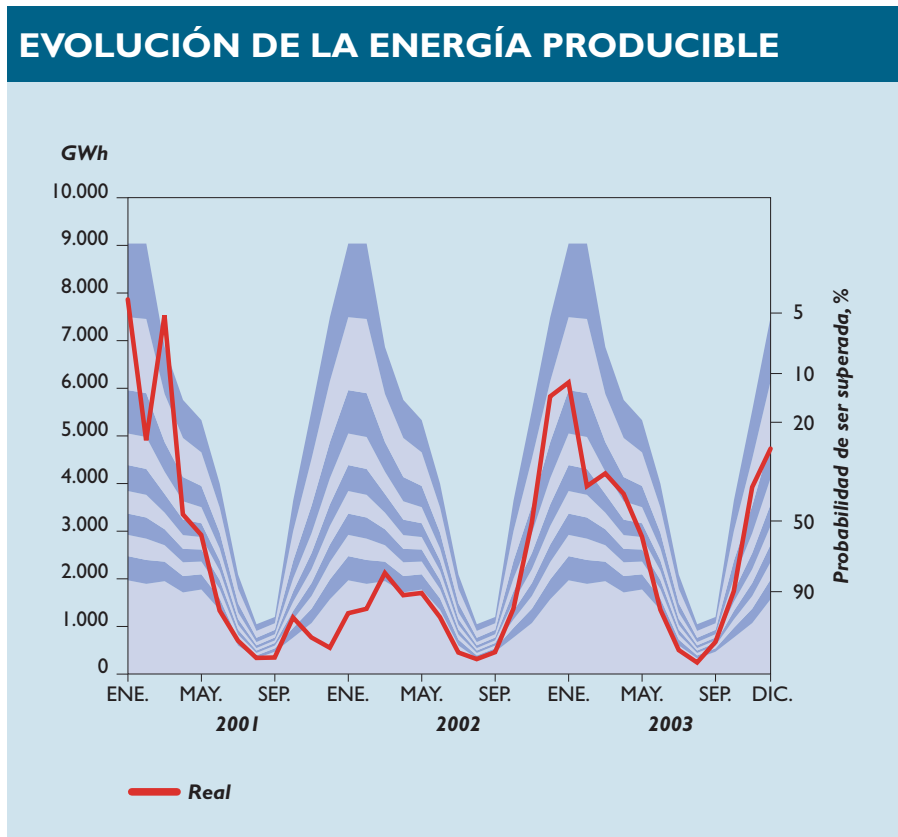


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,49 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 21%.

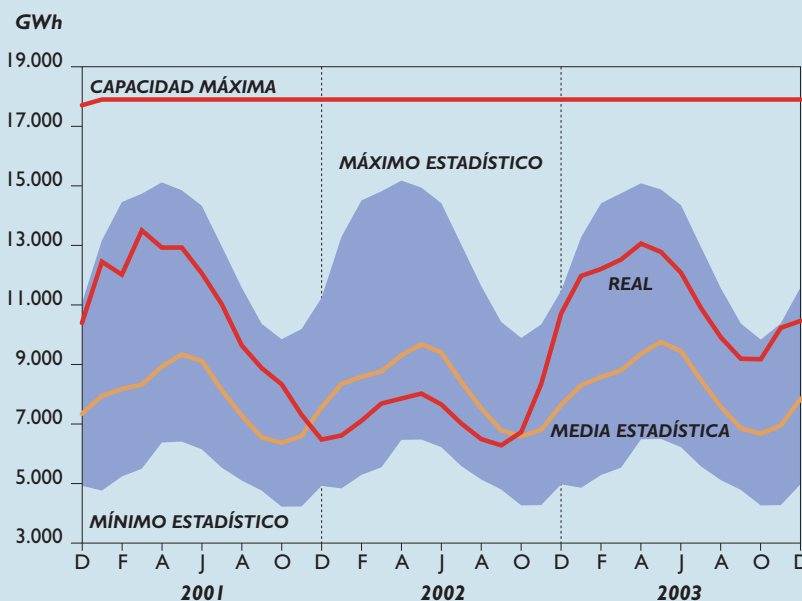
En los doce meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,16 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 25%.

(I) «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 58,5% de su capacidad, inferior en 1,4 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

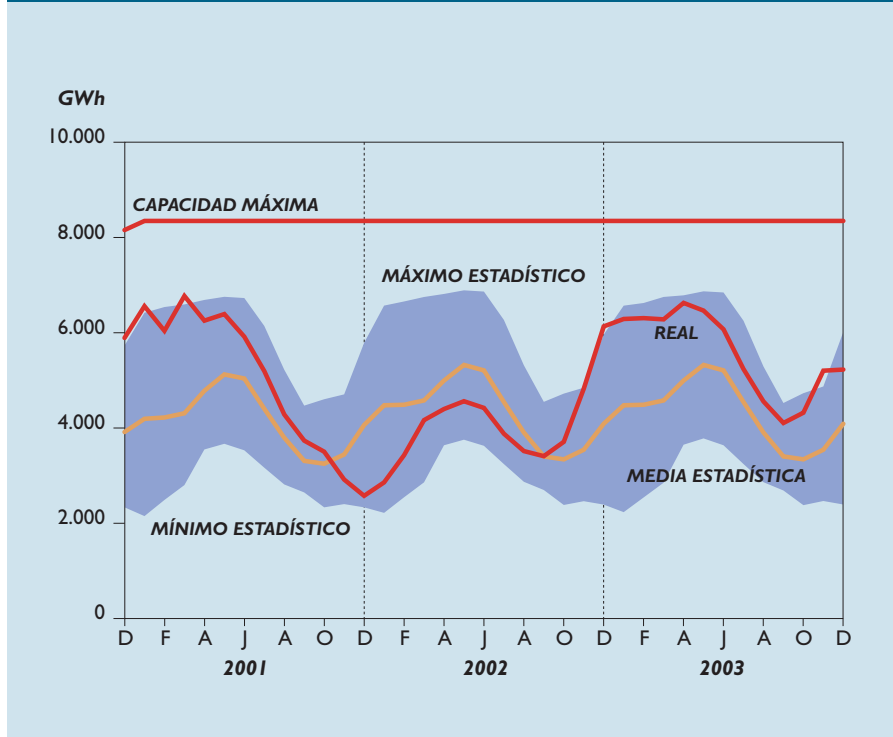


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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

GRÁFICO 8

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS EMBALSES DE RÉGIMEN ANUAL



Los embalses de régimen anual registraron a final de mes un nivel de reservas del 62,6%; 0,2 puntos más que en el mes de noviembre. Es el quinto valor más alto registrado en un mes de diciembre desde 1990.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 54,9% de su capacidad, superior en 2,3 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

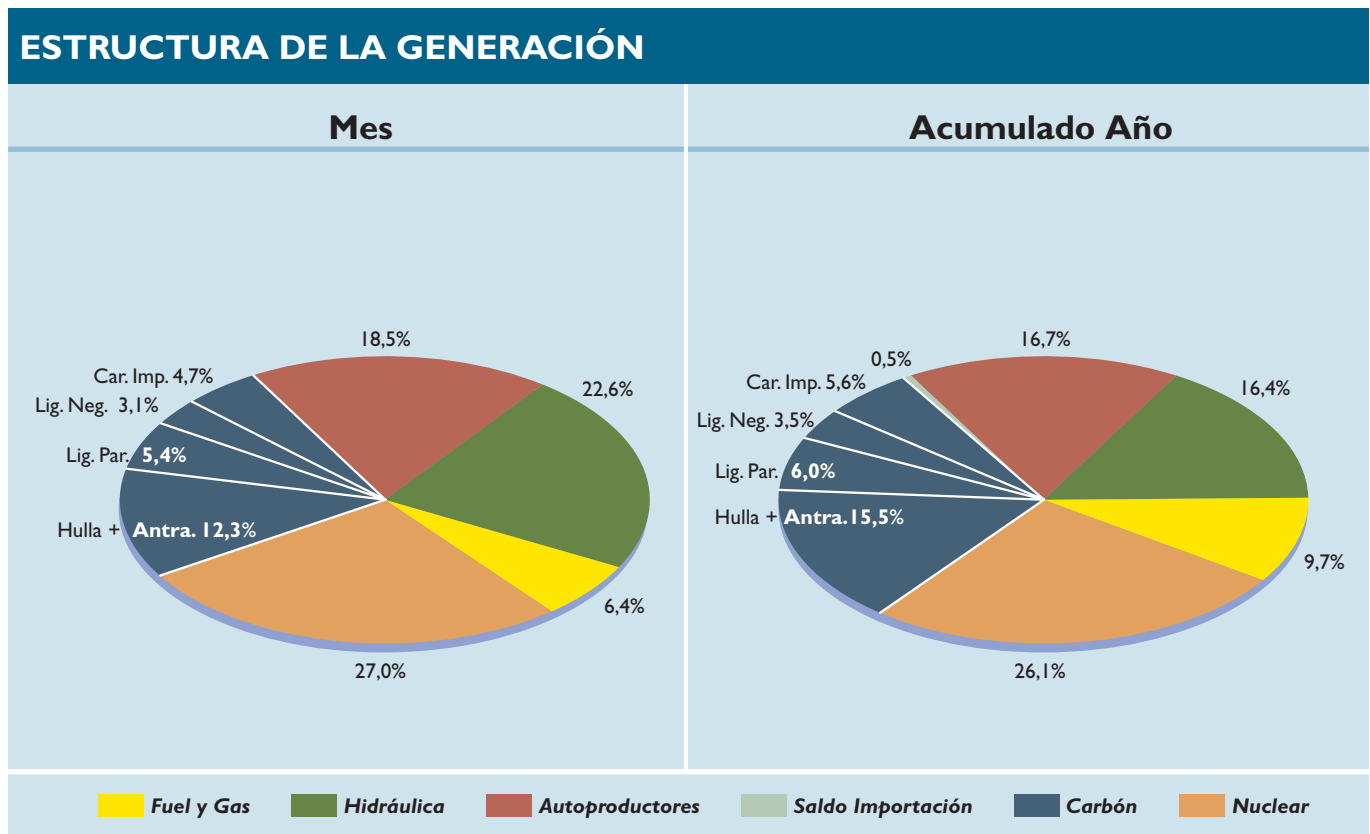


GRÁFICO 10

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

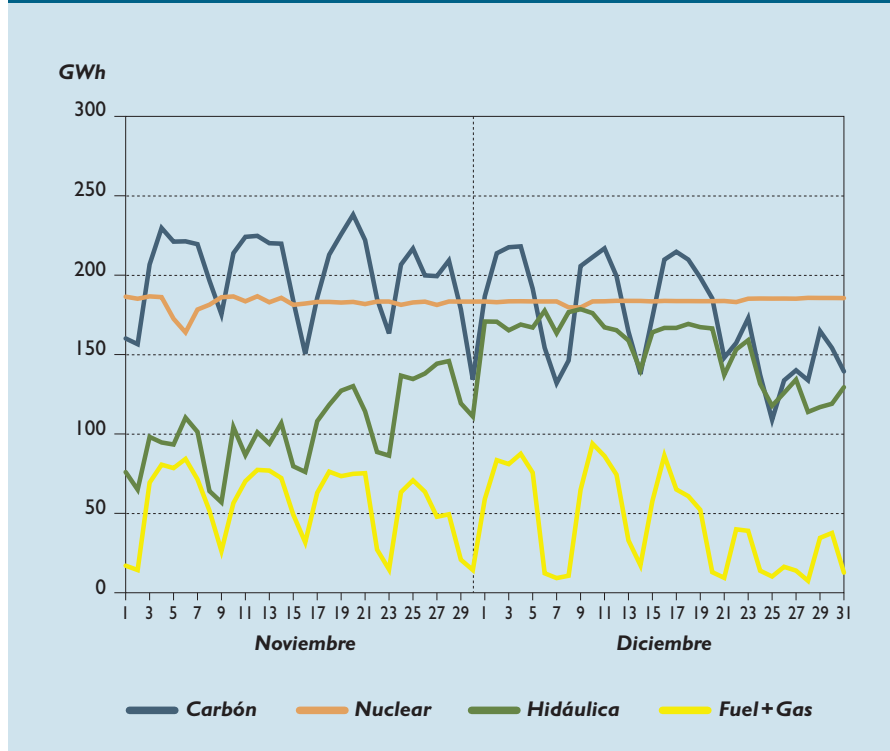


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 218 GWh y un mínimo de 134 GWh; la hidráulica entre 179 GWh y 117 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 94 GWh y mínimo de 13 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 184 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	DICIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,98	0,02	0,00	0,92	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,96	0,00	0,04	0,91	0,02	0,07
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,96	0,03	0,01
Lignito Negro	1,00	0,00	0,00	0,89	0,05	0,06
Carbón Importación	0,98	0,00	0,02	0,93	0,03	0,04
TOTAL CARBÓN	0,98	0,00	0,02	0,92	0,03	0,05
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,91	0,00	0,09	0,85	0,03	0,12

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

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
4	Reactancia 2 en S.E. Rueda de Jalón	150 MVA _r
5	L-400 kV Arcos de la Frontera-D. Rodrigo 2 L-400 kV Arcos de la Frontera-Pinar	Desaparecen la L-400 kV Don Rodrigo-Pinar I
5	L-220 kV Valle-San Pedro	
6	S.E. 220 kV Adrall L-220 kV Adrall-Cercs L-220 kV Adrall-Llavorsí	Configuración de barra única. Desaparece la L-220 kV Cercs-Llavorsí
17	L-220 kV Cartelle-Castrolo 2 L-220 kV Cartelle-Velle	Desaparece la L-220 kV Castrolo-Velle
22	AT-6 400/132 La Eliana	450 MVA _r
23	S.E. 220 kV Sanchinarro C-220 kV Fuencarral-Sanchinarro	Configuración de doble barra con acoplamiento
27	AT-I 400/220 Fuencarral	600 MVA
30	L-400 kV Guadame-Valdecaballeros 2	

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 24 a las 22:23 horas se producen los disparos de las líneas de 220 kV Loeches-Arganda y Valdemoro-Aceca, en los cuatro extremos excepto en Valdemoro salida Aceca, debido a una avería en la cabeza terminal de la fase central de la Subestación de 220 kV Arganda posición Loeches. Esto provoca un corte de mercado de 37 MW durante 10 minutos, que afecta a 40.000 clientes de Arganda (Madrid).

El día 31 debido al disparo de la línea de 220 kV Sabiñánigo-La Fortunada-Escalona- Sesue-Pobla se produce un corte de mercado de 3,4 MW en Fortunada de 16:27 horas a 16:30 horas, de 16:32 horas a 16:34 horas, y de 16:37 horas a 16:41 horas (durante 9 minutos) y de 3 MW en Eriste de 16:27 horas a 16:30 horas, y de 16:37 horas a 16:41 horas (durante 7 minutos).



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado, por segundo mes consecutivo, exportador, 125 GWh, resultando este valor el máximo alcanzado hasta la fecha.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 91% (372 GWh). EDF, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, ENDESA GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, LUSEO ENERGÍA y ENBW han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 41, 29, 10, 6, 3, 1, 0,3 y 0,2 GWh.

A través de esta interconexión, EDF, IBERDROLA GENERACIÓN, EGL, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, LUSEO ENERGÍA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 75, 74, 33, 19, 17, 15, 12 y 5 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, UNIÓN FENOSA COM., HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, ENDESA ENERGÍA, EGL, ENDESA GENERACIÓN, EGL ESPAÑA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor de 69, 17, 9, 8, 8, 4, 2, 1 y 1 GWh.

En esta misma interconexión, ENDESA ENERGÍA, EDP ENERGÍA IBÉRICA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA y REN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 114, 88, 54, 33, 10, 4 y 4 GWh.

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 (104 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 45 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

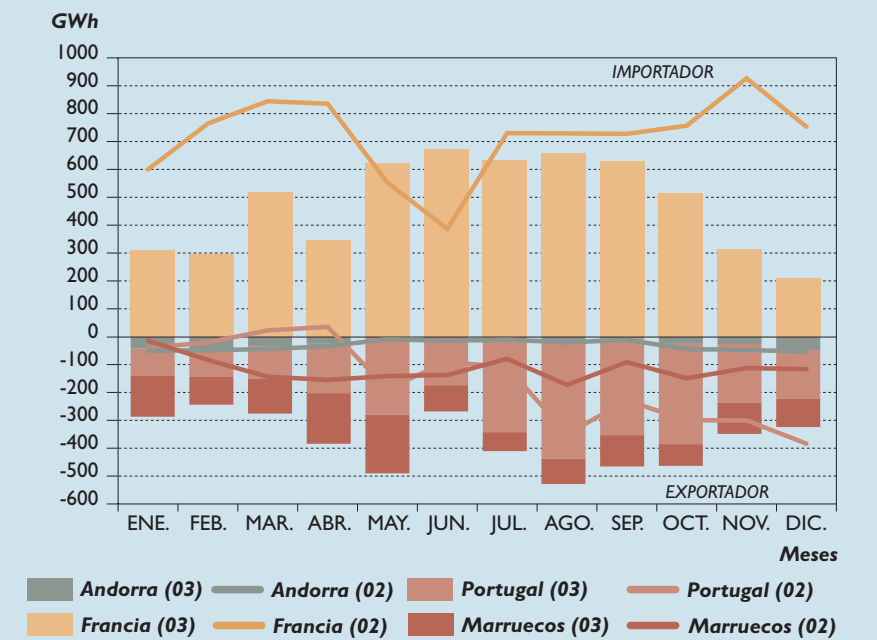


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	46,4	0,0	-46,4
España-Francia	102,8	312,6	209,7
España-Portugal	451,2	275,4	-175,8
España-Marruecos	103,5	2,5	-101,0
TOTAL	704,0	590,5	-113,5

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda ⁽¹⁾	Variación ⁽²⁾	Energía ⁽³⁾	
			Renovable	No Renov.
Ene.	19,60	42,89	56,22	43,78
Feb.	17,53	18,22	50,88	49,12
Mar.	18,17	11,79	49,27	50,73
Abr.	21,00	25,60	53,81	46,19
May.	18,83	7,53	49,64	50,36
Jun.	15,17	5,33	44,73	55,27
Jul.	14,69	5,50	43,58	56,42
Ago.	13,89	2,97	53,23	46,77
Sep.	15,67	13,21	54,01	45,99
Oct.	17,98	5,58	53,35	46,65
Nov.	18,76	4,62	57,84	42,16
Dic.	19,57	6,15	59,88	40,12
ACUM.	17,55	12,12	52,55	47,45

(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.

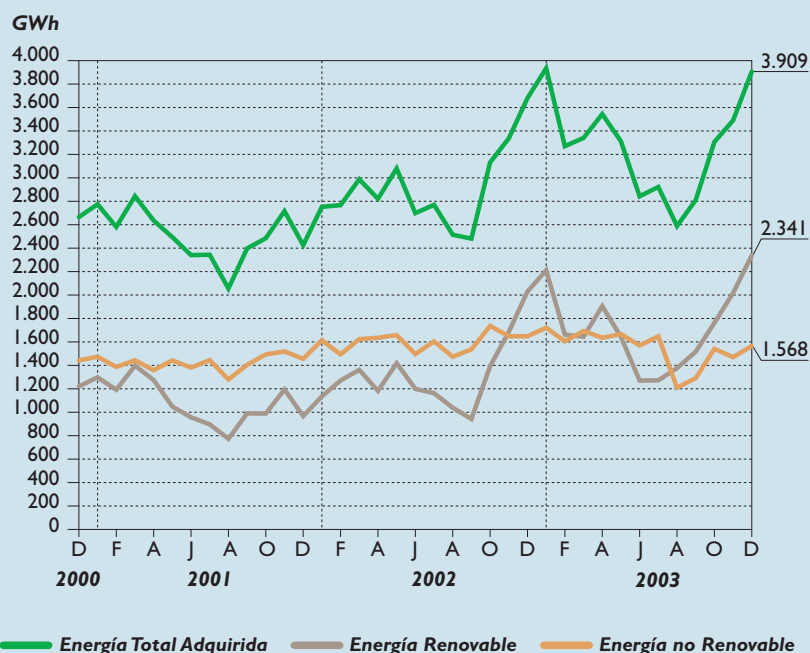


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,246 c€/kWh y mínimo de 2,200 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 1,800 c€/kWh y los 0,412 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

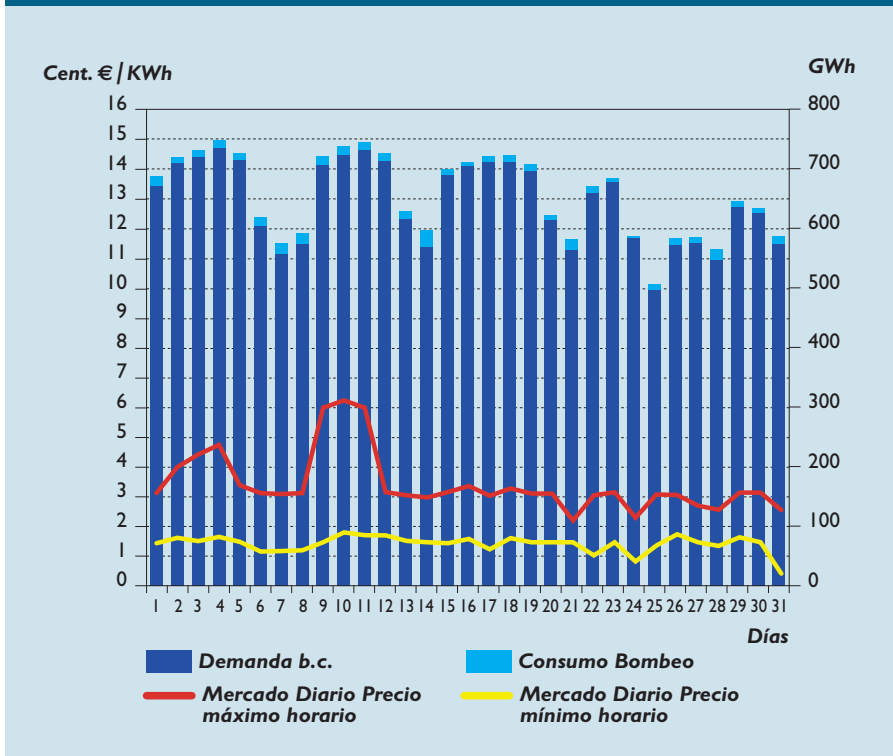


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	17.227	82,1	Distribuidoras	11.449	54,6
- Producción Interior	16.698		- Mercado Diario	11.377	
- Importación	529		- Mercados Intradiarios	72	
Francia	453		Comercializadoras	5.477	26,1
Portugal	76		- Mercado Diario	5.160	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	317	
Mercados Intradiarios	653	3,1	Consumidores Cualificados	1	0,0
- Producción Interior	621		Demanda Bombeo	403	1,9
- Importación	32		Exportación	595	2,8
Francia	10		- Portugal	243	
Portugal	22		- Marruecos	106	
Marruecos	0		- Andorra	38	
Indisponibilidades	-31	-0,1	- Francia	208	
Operación del Sistema (1)	-242	-1,2	Ajuste demanda	-318	-1,5
TOTAL MERCADO	17.606	83,9	TOTAL MERCADO	17.606	83,9
Contratos Bilaterales (2)	164	0,8	Contratos Bilaterales (2)	164	0,8
Energía programada en Régimen Especial	3.204	15,3	Energía adquirida al Régimen Especial	3.204	15,3
TOTAL	20.975	100	TOTAL	20.975	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

Diciembre 2003

- Se ha puesto en servicio el segundo circuito de la L-400 kV Valdecaballeros-Guadame.
- Mayor número de elementos cargados de la red de transporte respecto al mismo mes del año anterior.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.541	16.301 (*)
Subestaciones	Posiciones	783	1.757
Transformación (I)	Número de unidades	93	1
Reactancias	Número de unidades	23	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2	-

(I) Solamente se consideran los transformadores pertenecientes a la Red de Transporte.

(*) Incluye cable subterráneo.

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 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
Líneas	Longitud (km)	16.051	205	16.256	285
Subestaciones	Posiciones	646	42	688	95
Transformación	Nº de unidades	51	10	61	32
	MVA	27.113	4.440	31.553	16.506
Reactancias	Nº de unidades	22	1	23	-
	MVA _r	3.300	150	3.450	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Subterráneos	Longitud (km)	2	-	2	-

(*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.395	6.855 (I)	11.250	5.051 (I)
Subestaciones	Posiciones	228	901	1.129	628
Transformación	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
Reactancias	Nº de unidades	9	7	16	26
	MVA _r	550	308	858	1.656

(*) Pendiente de revisión por inventario de adquisición de activos a Endesa y Unión Fenosa.
 (I) Incluido cable subterráneo.
 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 3



En 400 kV seis líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, aunque tan sólo la L-400 kV J. M. Oriol-Arañuelo ha alcanzado una carga media del 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV veintiocho líneas han registrado cargas medias superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y cinco de ellas han alcanzado 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%

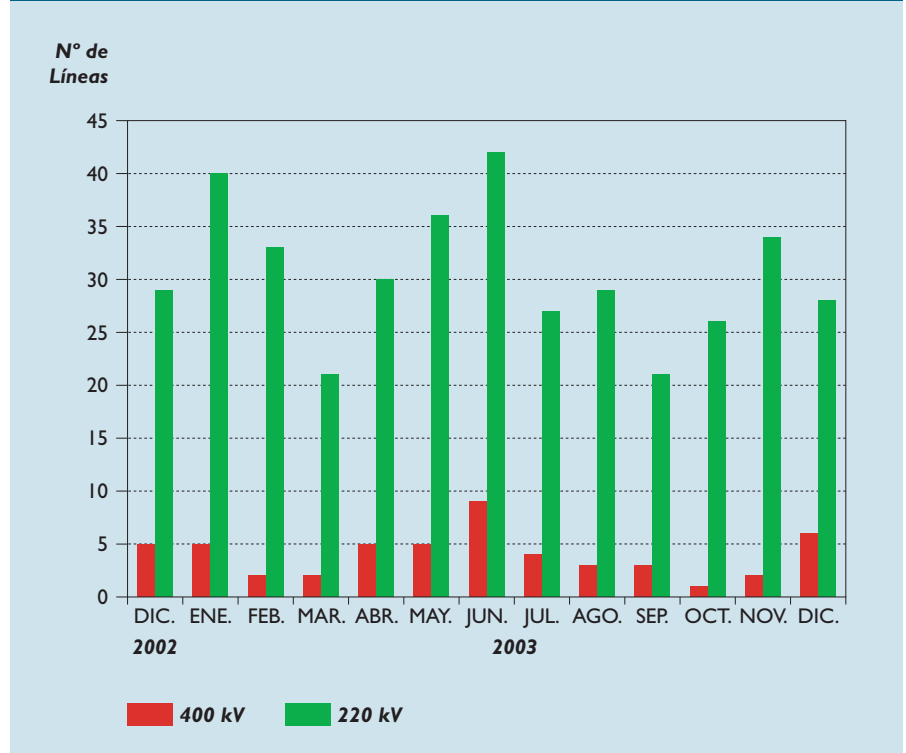


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

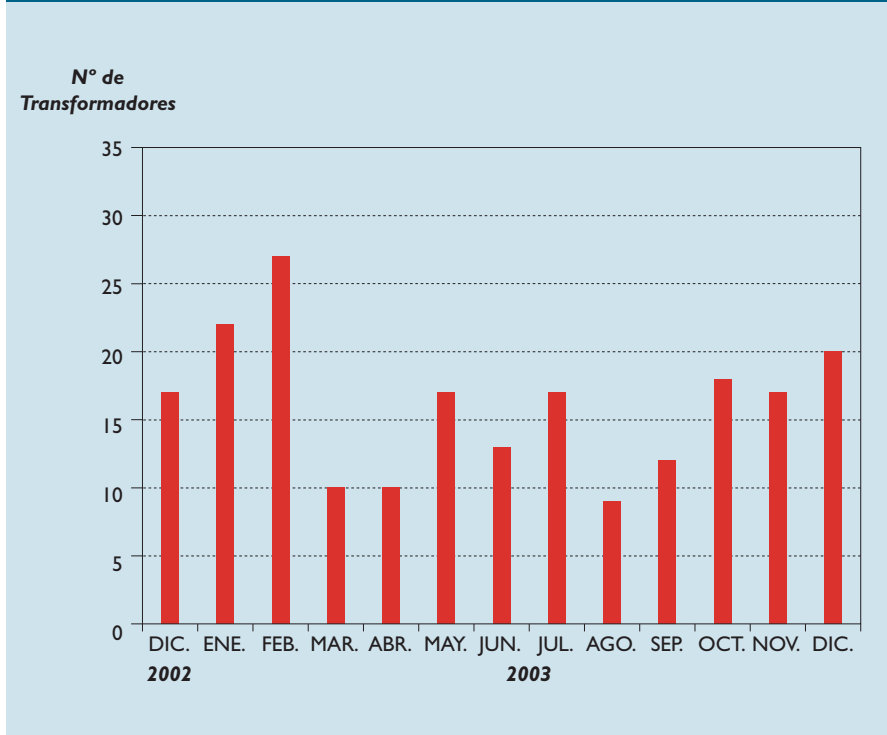


GRÁFICO 2

Este mes veinte transformadores han superado una carga máxima del 80%, siete de ellos registran una carga media superior al 70%, seis de ellos son de la zona Centro.

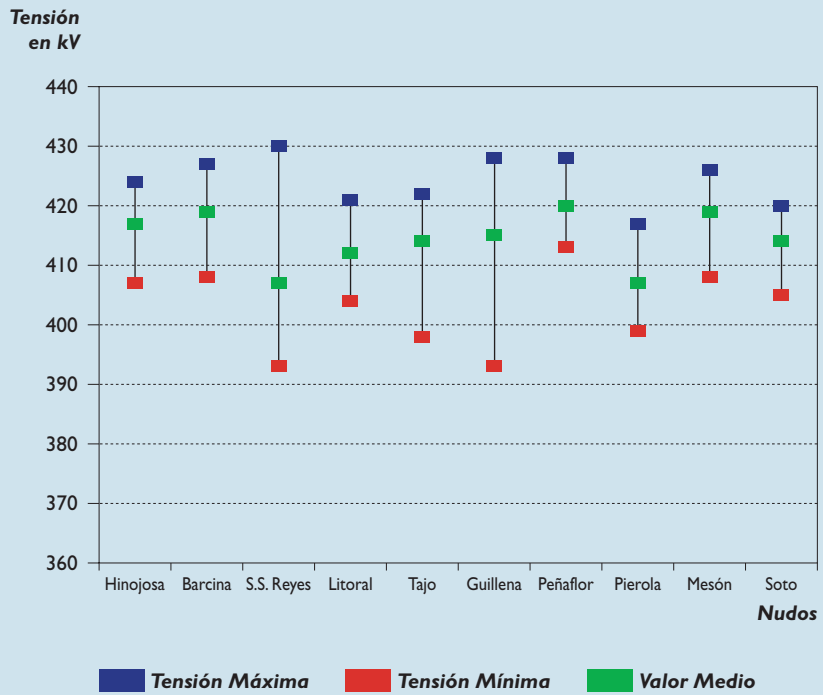
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 390 kV en Balboa y los 443 kV en Pinilla. El 34% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 23% entre 420 y 425 kV. El 1% de las medidas superan los 430 kV.

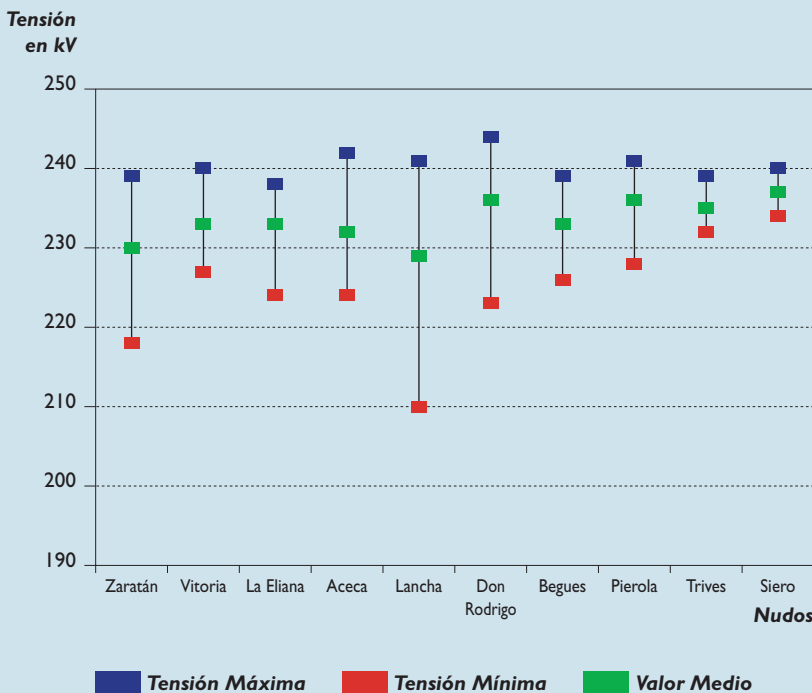
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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

GRÁFICO 3

TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 220kV



En la red de 220 kV, las tensiones han variado entre los 201 kV registrados en Benhadux y los 251 kV en Madridejos. El 46% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 33% entre 235y 240 kV. Un 4% de las medidas superan los 240 kV.

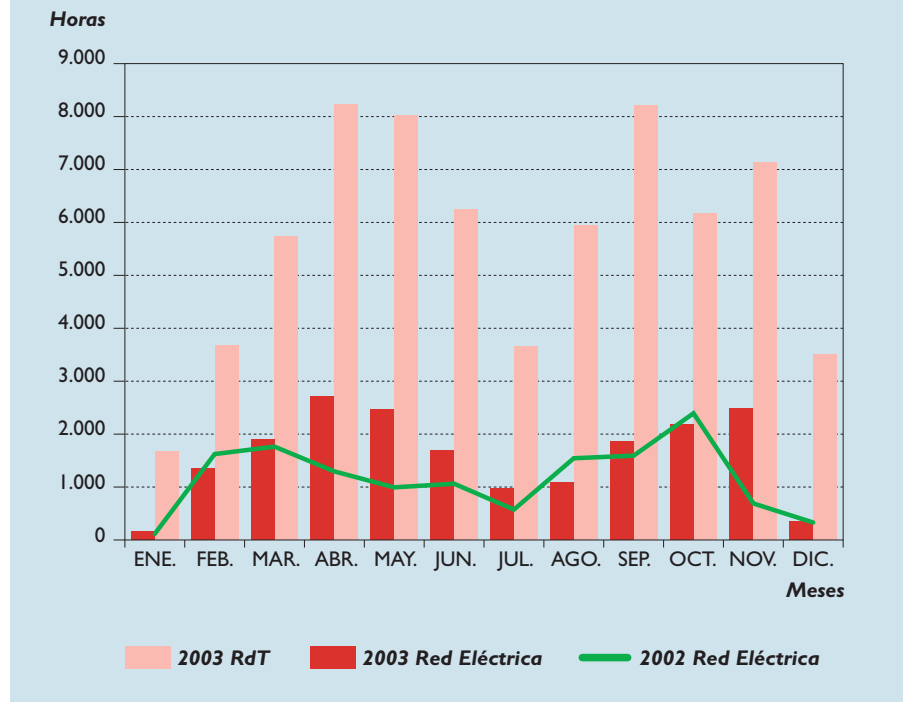
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Don Rodrigo-Pinar del Rey I por trabajos para la puesta en servicio de Arcos de la Frontera y cambio de aislamiento.
- Línea de 400 kV Hernani-Argía por montaje del segundo contador de energía.
- Línea de 220 kV Arkale-Argía por revisión y medidas del interruptor en Arkale.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



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

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	181	155	103	13
220 kV	60	94	0	0
< 220 kV	115	0	0	0

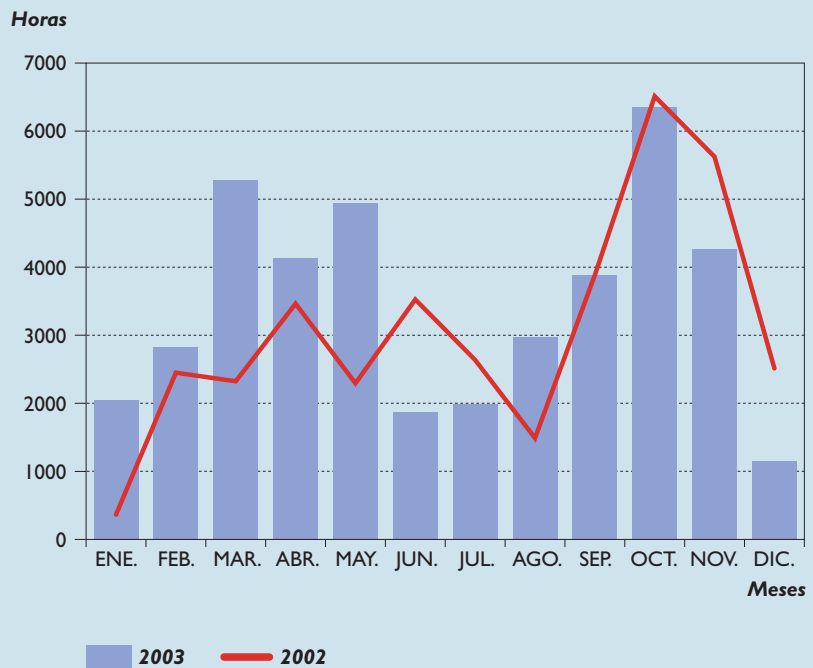
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Soto, posición adyacente a barras 2 de la salida Penagos para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Almaraz, posición central de la calle de Morata 2 para revisar interruptor.

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA



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

GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	1.062	27	1.089
Barras	3	54	57
TOTAL	1.065	81	1.145

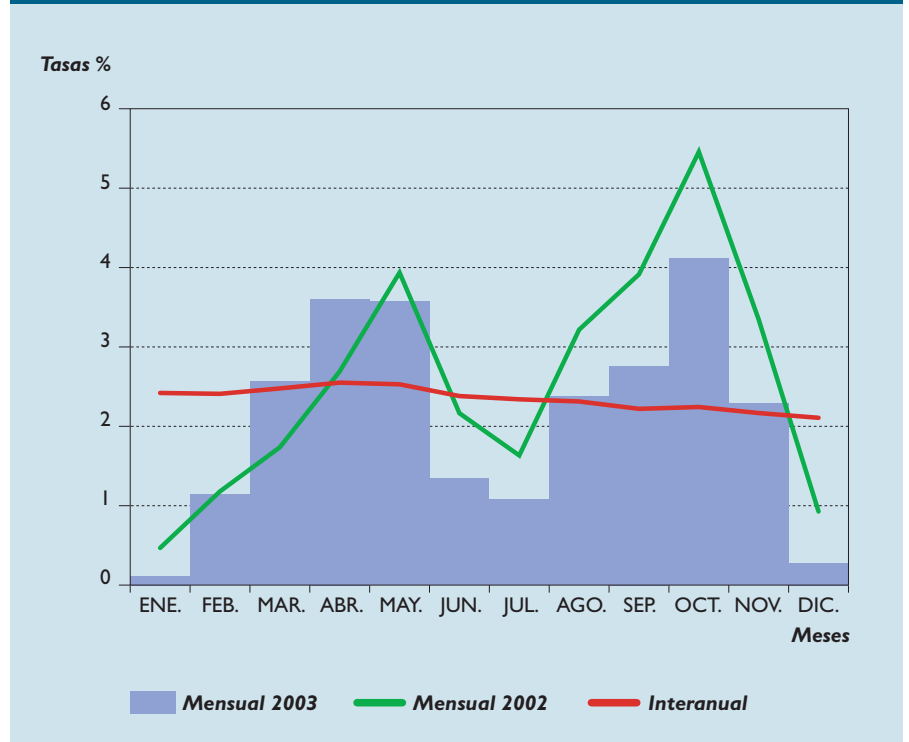
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad no incluye las instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

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	0,147	0,734	
Indisponibilidades Fortuitas	0,003	0,045	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,150	0,779	
Por Otras Causas	0,128	1,328	
TOTAL	0,278	2,107	

CUADRO 6

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

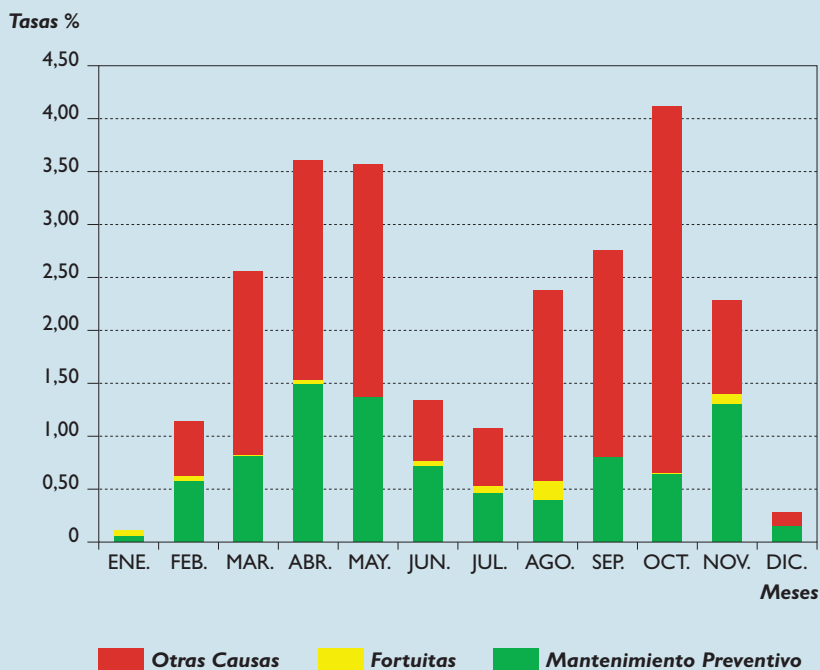
$$Tasa = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * PN_i}{\sum_{i=1}^n T_i * PN_i} * 100$$

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



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 DE INCIDENCIAS EN INSTALACIONES

Número de Incidentes

Causas		Fallo	Fallo	Agentes
		Líneas	Subestaciones	Atmosféricos y Otros
Líneas	400 kV	0	0	21
	220 kV	1	0	82
	< 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	1

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	0	0	21
	220 kV	1	0	82
	< de 220 kV	0	0	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	1

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de diciembre se han registrado cuatro cortes de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. El primero tuvo lugar en Madrid, con una energía no suministrada de 6,17 MWh y debido al fallo de un equipo. Los otros tres sucedieron en Aragón, de 0,32, 0,11 y 0,43 MWh respectivamente y debidos a agentes atmosféricos.

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.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

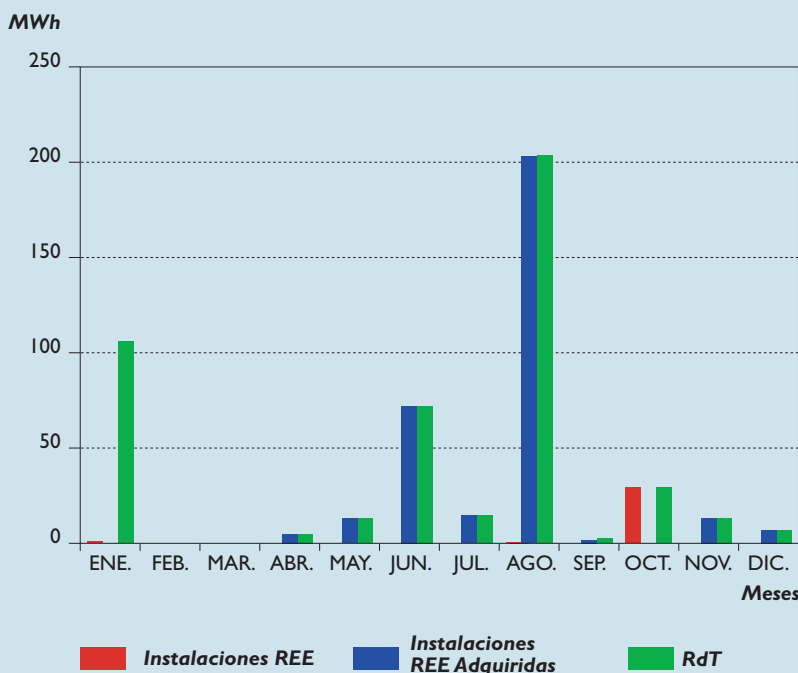


GRÁFICO 9

TIEMPO DE INTERRUCCIÓN MEDIO, TIM

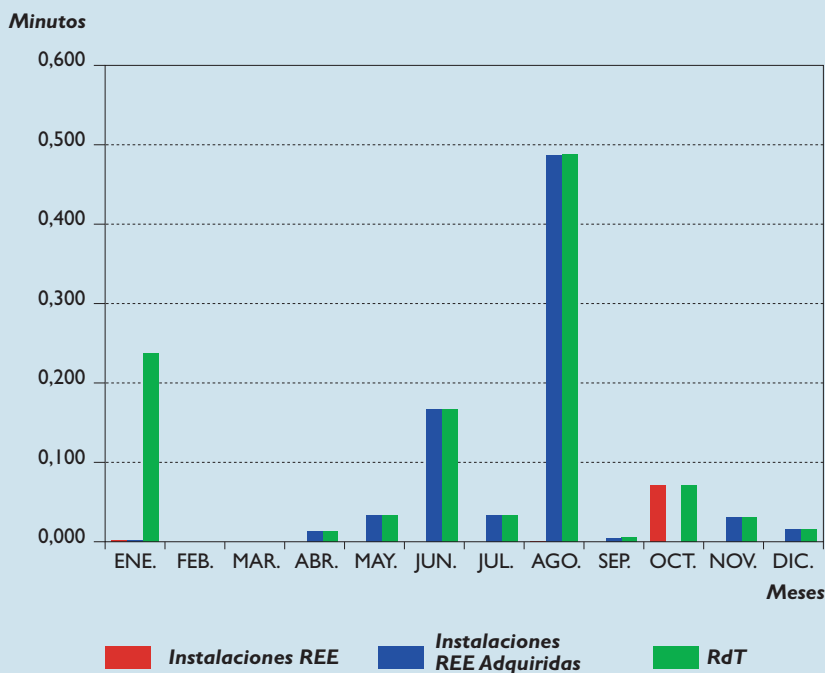


GRÁFICO 10

En el mes de diciembre el tiempo de interrupción medio (TIM) en la red de Red Eléctrica ha sido de 0 minutos y en las instalaciones adquiridas por ésta de 0,016 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,016 minutos.

Tiempo de Interrupción Medio (TIM), definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema. Se mide en minutos.

$$TIM = \frac{MM \times ENS}{DM}$$

MM= Minutos al mes
DM= Demanda mensual del sistema en MWh.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es