

Informe Mensual

OCTUBRE 2004



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

Información elaborada con datos disponibles a 2 de noviembre de 2004

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

Depósito Legal: M-14212-2001



- La demanda de energía eléctrica en el mes de octubre alcanzó los 18.722 GWh, sin variación respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 3,4%.
- Aunque el mes no ha sido húmedo, la energía producible hidráulica registrada este mes representa el 96,7% de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 41,7% de su capacidad total, cuarto valor más alto registrado en un mes de octubre desde los últimos cinco años.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2004		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	1.826	-8,8	25.541	-17,5	33.320	-10,4
NUCLEAR	4.596	-3,1	52.773	4,3	63.812	2,9
Hulla + Antracita	3.096	-8,4	32.012	2,7	37.474	2,2
Lignito Pardo	1.333	1,6	13.098	11,5	15.458	10,4
Lignito Negro	902	0,2	7.140	4,4	8.507	5,4
Carbón Importación	1.184	-5,1	10.695	-5,5	12.628	-6,1
TOTAL CARBÓN	6.515	-4,8	62.945	3,1	74.067	2,6
Gas Natural	3.463	57,2	27.008	69,3	29.748	69,0
Fuel-Oil	306	-8,4	3.139	-23,3	3.468	-24,3
PRODUCCIÓN BRUTA	16.706	3,6	171.407	5,4	204.414	5,6
Consumos Producción	768	10,7	7.213	7,3	8.544	6,8
PRODUCCIÓN NETA	15.938	3,3	164.195	5,3	195.870	5,5
Adquirida Autoproduct.	3.541	-2,6	35.718	7,2	43.275	7,0
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	19.479	2,2	199.913	5,6	239.144	5,8
Consumos en Bombeo	416	6,5	3.764	-4,8	4.473	-14,1
Saldo Internacional	-341	-	-3.203	-	-3.368	-
DEMANDA	18.722	0,0	192.946	3,3	231.303	3,7

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh														
Concepto	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	T. Año Móvil *	
	2003			2004										
Hidroeléctrica	3.070	4.739	3.521	3.195	2.950	2.750	3.093	2.675	2.089	1.792	1.651	1.826	33.351	
Térmica Nuclear	5.532	5.744	5.692	5.347	5.151	5.328	5.040	5.376	5.759	5.644	4.842	4.596	64.051	
Térmica Convencional	7.537	6.620	8.045	8.580	9.710	7.517	8.041	9.408	10.881	9.872	10.755	10.284	107.250	
PRODUCCION BRUTA	16.139	17.103	17.258	17.122	17.811	15.595	16.174	17.459	18.729	17.308	17.248	16.706	204.652	
Consumos Producción	673	668	691	674	709	592	649	755	802	767	805	768	8.553	
PRODUCCION NETA	15.466	16.435	16.567	16.448	17.102	15.003	15.525	16.704	17.927	16.541	16.443	15.938	196.099	
Adquirida Autoprod.	3.749	4.182	4.129	3.421	3.947	3.826	3.555	3.292	3.332	3.350	3.325	3.541	43.649	
PROD. TOTAL NETA	19.215	20.617	20.696	19.869	21.049	18.829	19.080	19.996	21.259	19.891	19.768	19.479	239.748	
Consumos en Bombeo	322	400	405	276	339	329	393	426	404	386	390	416	4.486	
Saldo Internacional	-24	-119	-316	-297	-230	-635	-302	-319	-239	-456	-68	-341	-3.346	
DEMANDA	18.870	20.098	19.975	19.294	20.479	17.865	18.385	19.251	20.616	19.048	19.310	18.722	231.913	
Δ % Mensual	5,6	8,7	-1,1	2,9	11,2	5,1	3,6	1,8	2,8	1,7	6,1	0,0	-	
Δ % 365 días	5,8	6,8	6,2	5,2	5,7	6,4	6,4	5,6	5,0	4,0	4,2	3,7	3,7	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh JUNIO 2004													
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total	
Hidroeléctrica	79	2.047	3.068	6.036	402	5.671	69	0	3.934	580	4.034	25.920	
Térmica Nuclear	3.709	11.133	5.120	30.499	—	—	0	323	0	0	1.554	52.338	
Térmica Convencional	2.522	25.765	11.807	2.908	3.487	18.312	251	6.930	1.349	2.498	238	76.067	
PROD.TOTAL NETA I	6.310	38.945	19.995	39.443	3.889	23.983	320	7.253	5.283	3.078	5.826	154.325	
Saldo Internacional	458	1.100	-319	-5.107	365	3.371	278	1.401	-731	621	-834	603	
Consumos en Bombeo	91	755	426	505	57	886	86	0	317	49	308	3.480	
DEMANDA 2													
Mensual	6.677	39.290	19.250	33.831	4.197	26.468	512	8.654	4.235	3.650	4.684	151.448	
Δ %	2,1	2,6	1,8	0,4	-7,8	-5,4	5,8	1,0	14,3	6,8	4,0	0,5	
Año Móvil	85.910	509.260	229.086	466.542	50.007	320.027	6.211	110.444	54.127	44.438	60.608	1.936.660	
Δ %	1,2	0,8	5,6	3,7	-0,9	1,6	2,3	0,8	5,3	5,3	2,9	2,4	
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 365 MW y 5.439 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 3.454 MW y máximo de 9.712 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.351 MW y un máximo de 9.382 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 250 MW y un máximo 2.198 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 1.560 MW y los 6.328 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 5.963 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

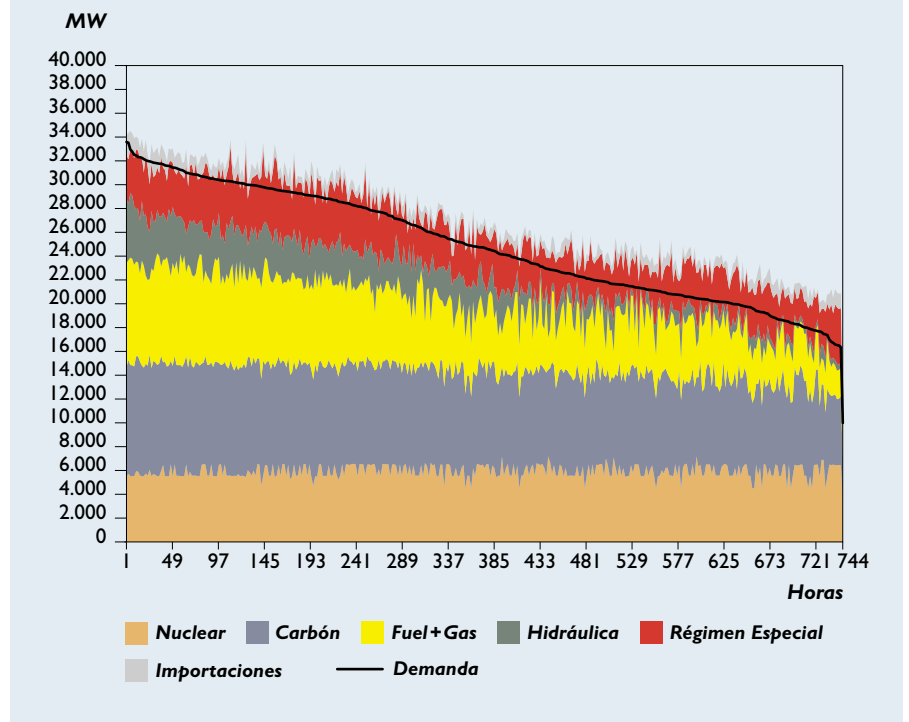


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

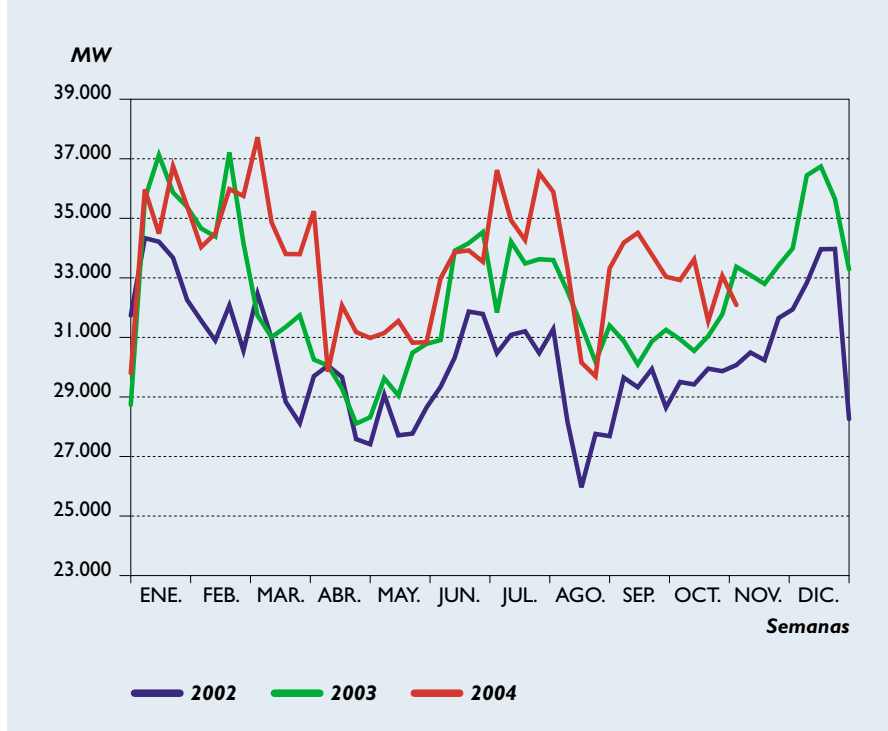


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 6 con 33.562 MW a las 21 horas. Este valor es superior en 190 MW al máximo registrado en el mes de octubre de 2003.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. no ha variado con respecto al mismo mes del año anterior. En octubre, las temperaturas fueron más altas que las del año anterior, restando 1,4 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 2 puntos negativos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.722	0,0
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-2,0
Efecto Temperatura (3)		-1,4
Efecto Act. Económica y Otros		3,4
Acumulado Año		
Demanda Total	192.946	3,3
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,3
Efecto Temperatura (3)		-0,4
Efecto Act. Económica y Otros		3,4

(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)

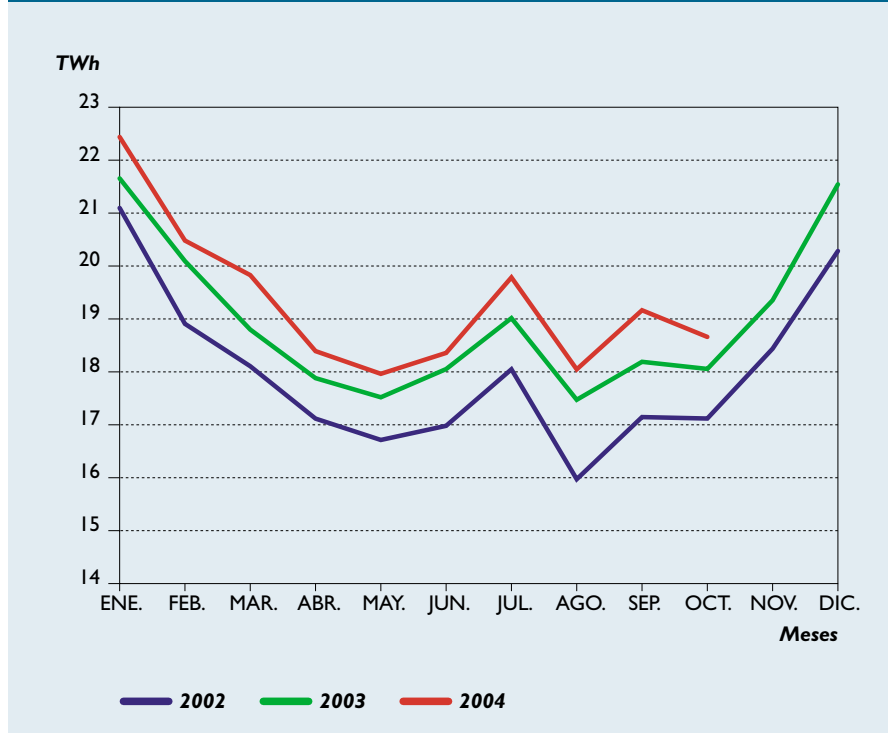


GRÁFICO 3

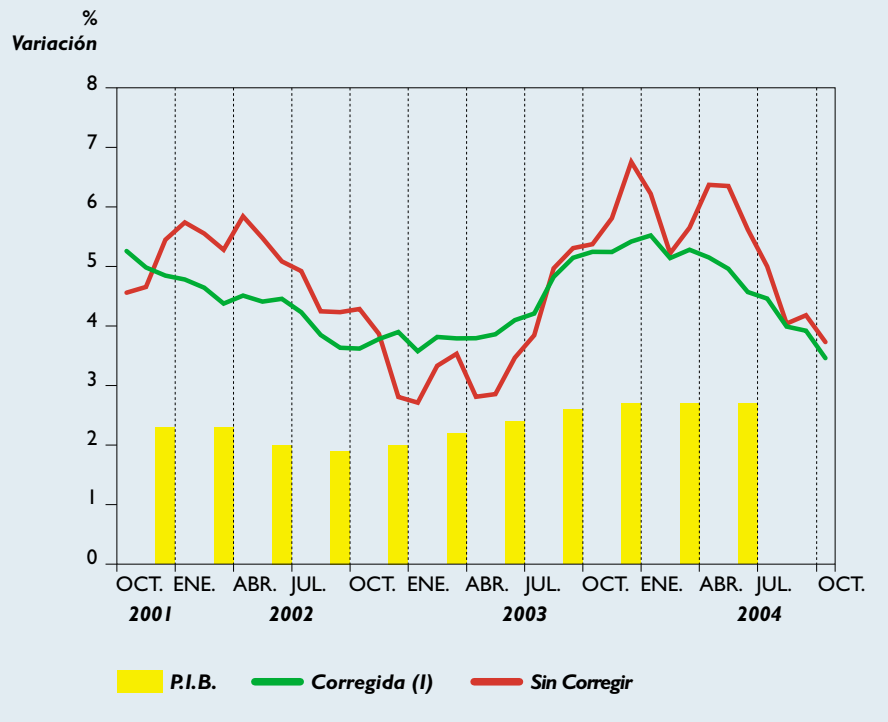
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 3,4%, inferior en 2,1 puntos al crecimiento experimentado en octubre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 3,7%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 3,5% en el mismo período. Este crecimiento es inferior al experimentado en los últimos meses.

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

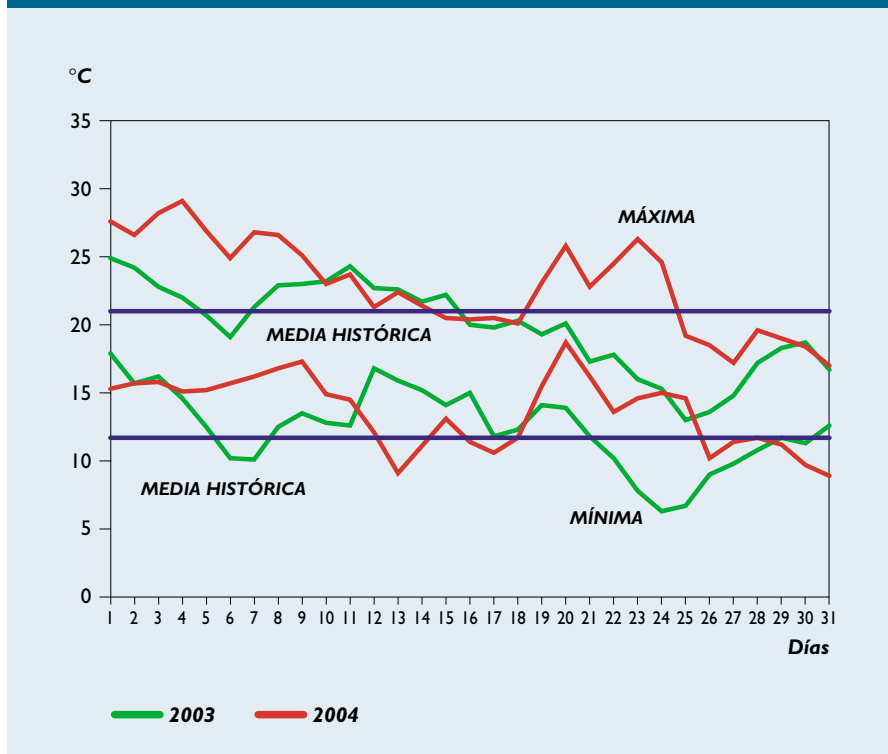


GRÁFICO 5

En el conjunto del mes, se registraron temperaturas superiores a las del año anterior y al valor característico para este periodo. La temperatura media registrada en el mes de octubre fue de 18,3 °C, superior en 2,1 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

Tanto las temperaturas máximas como las mínimas fueron superiores a las registradas en octubre de 2003. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 22,9 °C, superior a los 19,9 °C registrados en octubre del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 13,6 °C frente a los 12,4 °C del año pasado.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 45 GWh, inferior en 1 GWh al valor característico de un mes de octubre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico es un mes inferior a la media, registrándose un producible mínimo de 1 GWh el día 3 y un máximo de 125 GWh el día 20.

(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

PRODUCIBLE HIDRÁULICO DIARIO (I)

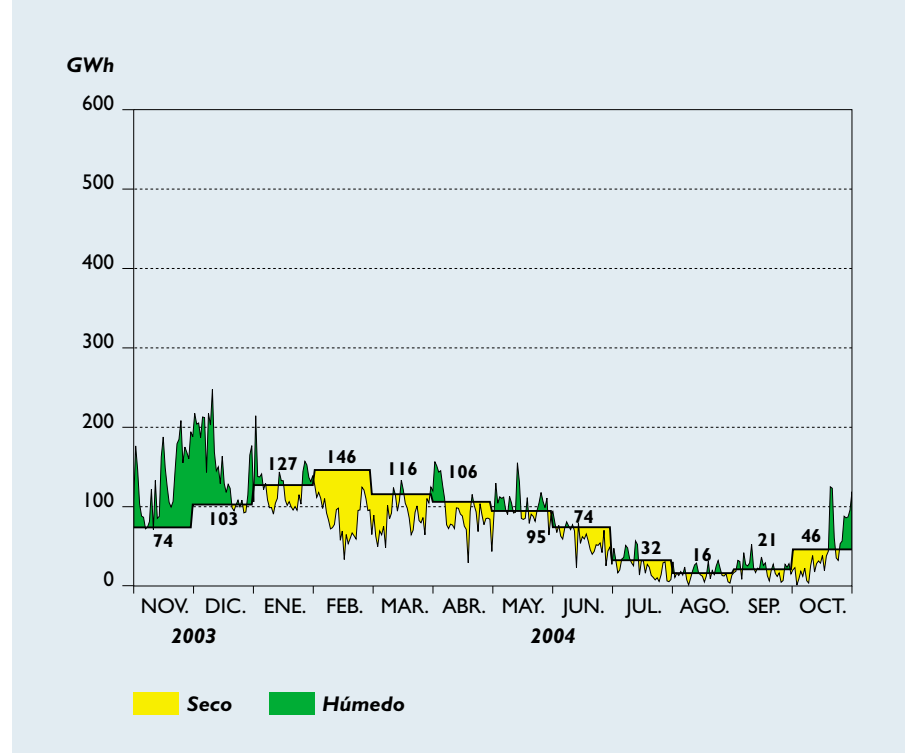


GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE

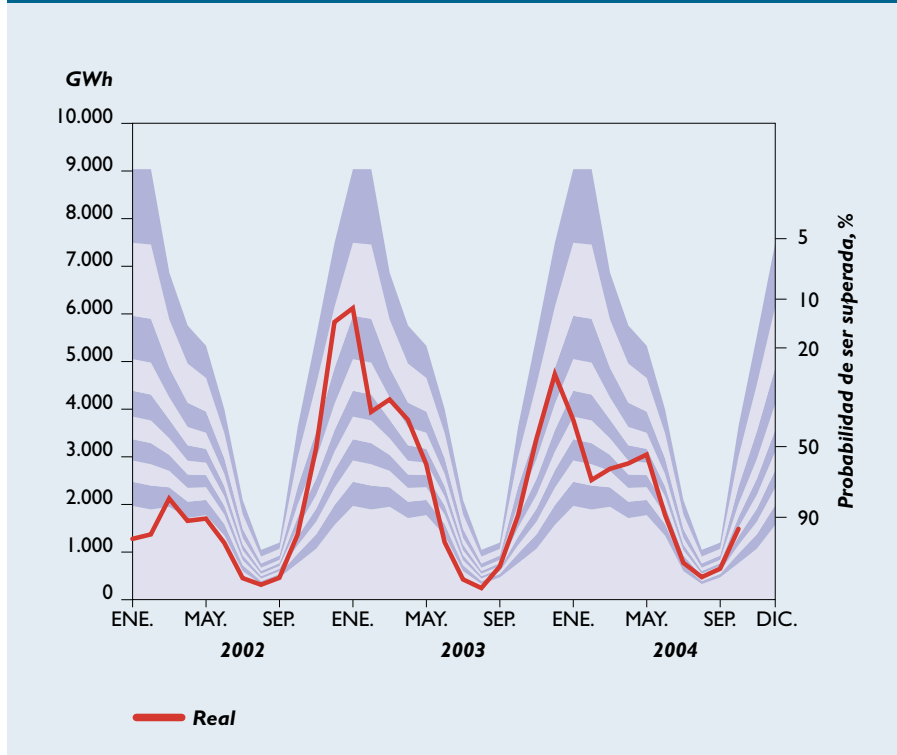


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 0,97 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 54%.

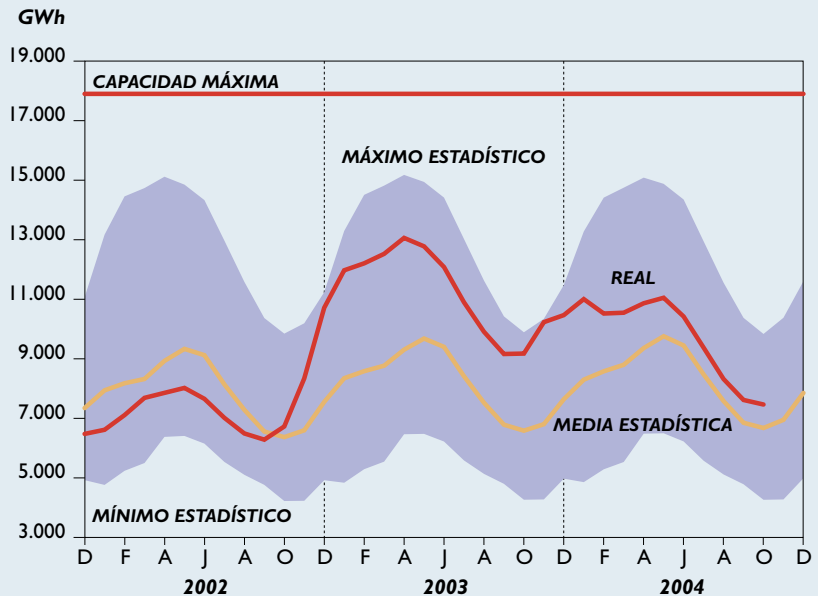
En los diez primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 0,83 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 70%.

(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 41,7% de su capacidad, inferior en 9,6 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

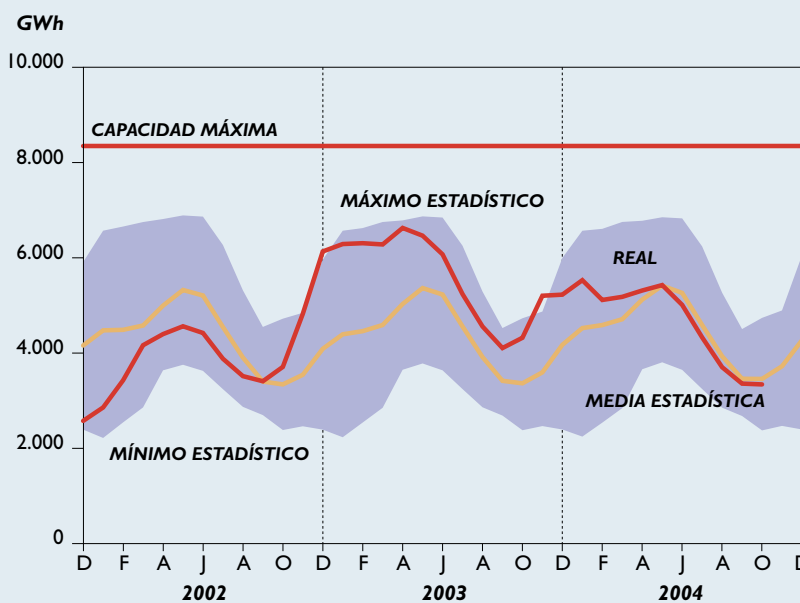


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 40,4%; 0,1 puntos más que en el mes de septiembre.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 42,9% de su capacidad, inferior en 7,9 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

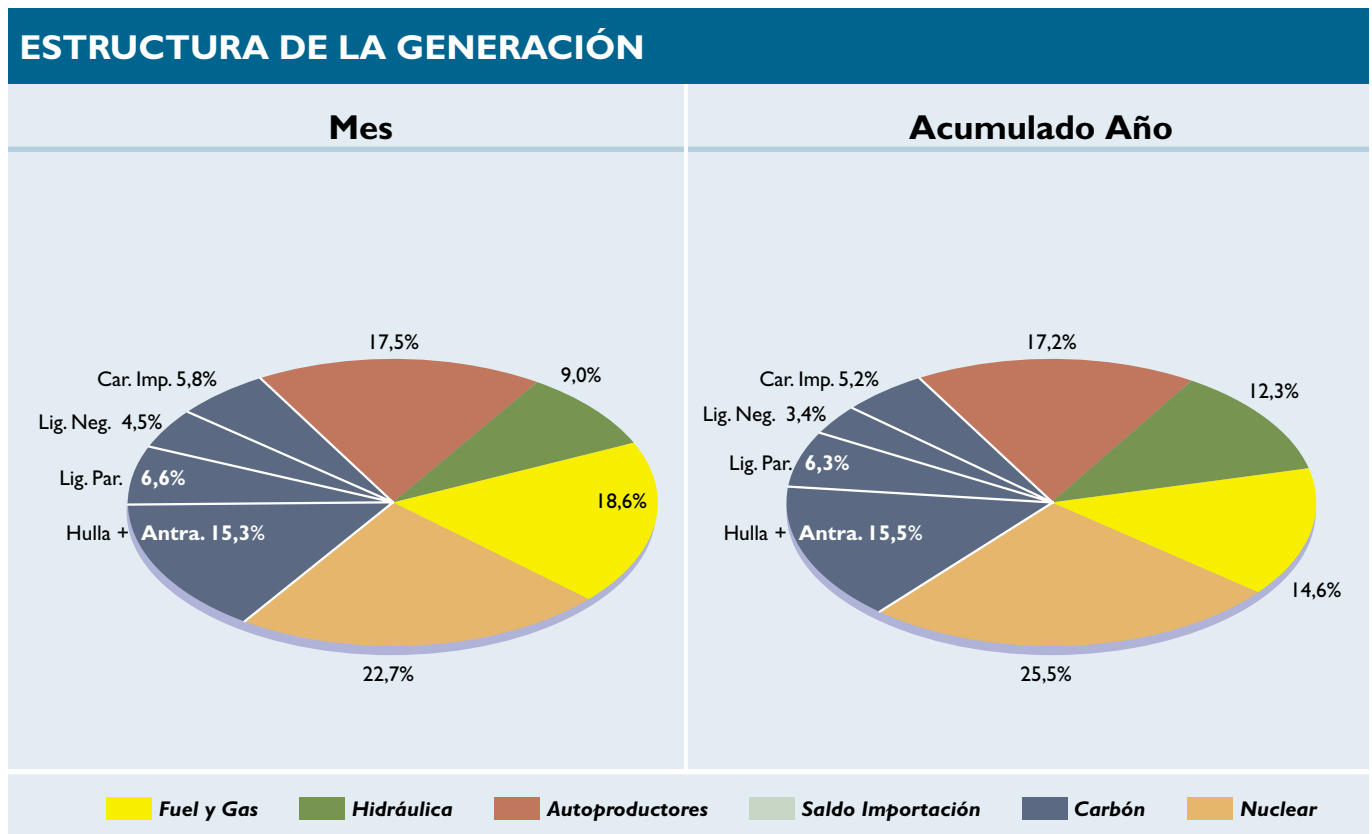


GRÁFICO 10

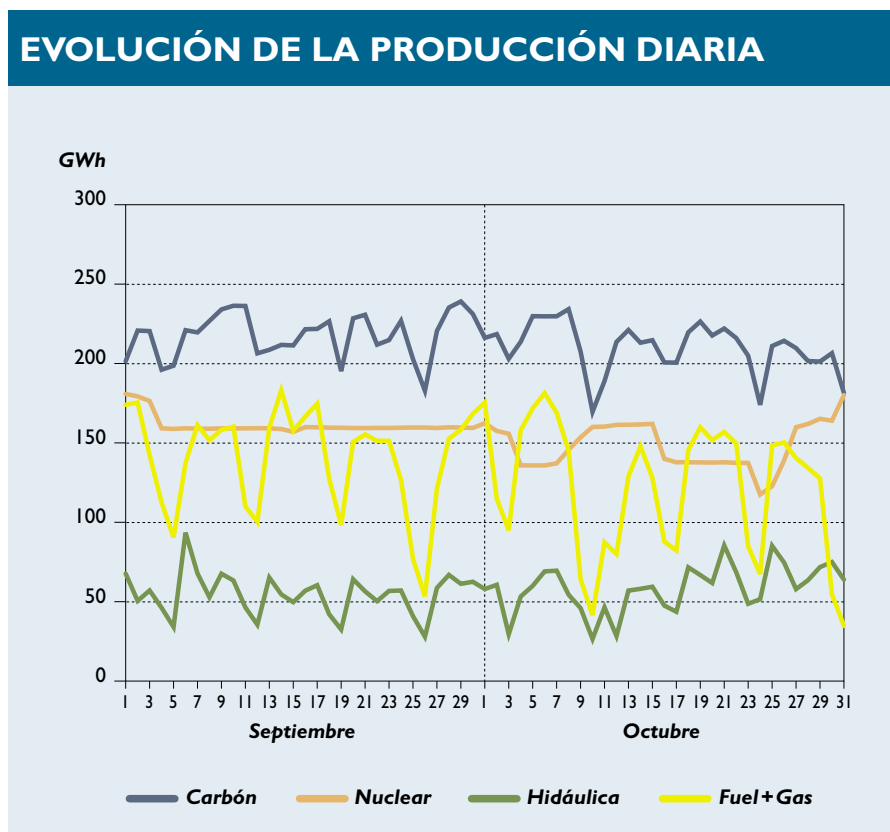


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 234 GWh y un mínimo de 189 GWh; la hidráulica entre 86 GWh y 47 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 181 GWh y mínimo de 88 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 149 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	OCTUBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,87	0,13	0,00	0,94	0,05	0,01
Hulla + Antracita	0,95	0,00	0,05	0,89	0,02	0,09
Lignito Pardo	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,02
Lignito Negro	0,99	0,00	0,01	0,88	0,08	0,04
Carbón Importación	0,95	0,04	0,01	0,88	0,03	0,09
TOTAL CARBÓN	0,96	0,01	0,03	0,90	0,03	0,07
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,89	0,00	0,11	0,86	0,00	0,14

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

CUADRO 5

5. NUEVO EQUIPO EN OPERACIÓN

DÍA	INSTALACIÓN	COMENTARIOS
9	S.E. 220 kV Vilanova C-220 kV Besós Nuevo-Vilanova	Quedan en regimen normal de explotación. En tensión por primera vez el 08/10/04 a las 10:08h.
10	S.E. 220 kV El Palameral L-220 kV El Palameral-Saladas L-200 kV El Palameral-San Vicente	Configuración de doble barra. Con su entrada en servicio desaparece la antigua L-220 kV Saladas-San Vicente.
13	S.E. 220 kV Puerto de la Cruz AT-I 400/220 kV Puerto de la Cruz S.E. 220 kV Facinas L-220 kV Puerto de la Cruz-Facinas	Configuración de barra única. 600 MVA Configuración de barra única.
26	L-220 kV Valladolid Nuevo-Zaratán 2	Sustituye a la Valladolid-Zaratán 2.

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 9 como consecuencia de los disparos de las líneas propiedad de Inalta Elche2 - Rojales 220 kV y Saladas-Palameral 220 kV por niebla en la zona, se produce una pérdida de mercado en la zona de Valencia asociada a Elche2 220 kV, desde las 2:24 horas hasta las 2:37 horas con una pérdida de potencia de

0,5 MW. Como consecuencia del mismo incidente, se produce otra pérdida de mercado en Saladas 220 kV desde las 2:24 horas hasta las 2:31 horas con una pérdida de potencia de 1,9 MW.

El día 29 como consecuencia del disparo de la línea Fuencarral-San Chinarro

l 220 kV debido a un fallo de protección, se produce una pérdida de mercado en la zona de Madrid asociada a San Chinarro 220 kV desde las 3:24 horas hasta las 3:43 horas con una pérdida de potencia de 9,4 MW.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador, por un valor de 332 GWh, valor que representa un fuerte aumento respecto al valor del saldo exportador del mes anterior, 55 GWh.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF a REE ha tenido un nivel de utilización del 95% (354 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, ENDESA GENERACIÓN, ELECTRABEL, CÉNTRICA ENERGÍA, EGL y UNION FENOSA GENERACIÓN han efectuado operaciones de importación por unos valores totales mensuales de 69, 66, 32, 14, 12, 7 y 1 GWh.

A través de esta interconexión, IBERDROLA GENERACIÓN, ENDESA GENERACIÓN, EGL, EDF, BARCLAYS BANK PLC, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, CÉNTRICA ENERGÍA, ELECTRABEL, HIDROCANTABRICO GENERACIÓN y EDP ENERGÍA IBERICA han efectuado operaciones de exportación por unos valores totales mensuales de 44, 25, 22, 13, 12, 6 y valores inferiores a 5 GWh las restantes.

En la interconexión con Portugal, REN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, ENDESA GENERACIÓN, GAS NATURAL ELECTRICIDAD, UNIÓN FENOSA COMERCIALIZADORA, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN y CÉNTRICA ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor igual a 54, 11, 10, 4, 3 y 2 GWh.

En esta misma interconexión, REN, ENDESA GENERACIÓN, EDP ENERGÍA IBERICA, IBERDROLA GENERACIÓN, GESTAO DA PRODUÇÃO DE ENERGÍA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, ENDESA ENERGIA y UNIÓN FENOSA MULTISERVICIOS han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 173, 173, 117, 66, 51, 43, 7 y 1 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 (194 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra un total de 25 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

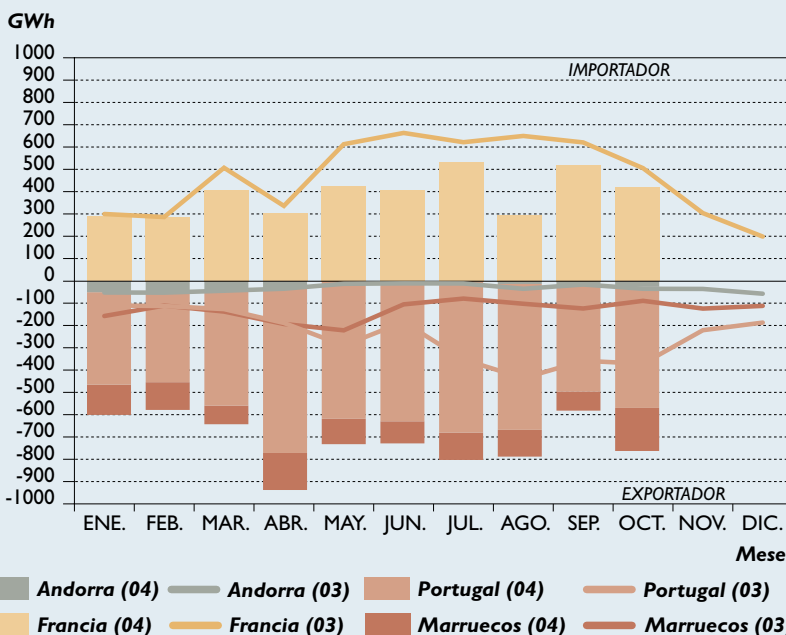


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	24,2	0,0	-24,2
España-Francia	70,2	491,3	421,0
España-Portugal	741,3	197,0	-544,2
España-Marruecos	196,3	2,9	-193,3
TOTAL	1.031,9	691,2	-340,7

ENERGÍAS ADQUIRIDAS A AUTOPRODUCTORES

Datos en %

	Demanda (1)	Variación (2)	Energía (3)	
			Renovable	No Renov.
Ene.	20,67	2,10	49,18	50,82
Feb.	17,73	1,79	50,79	49,21
Mar.	19,27	17,53	50,85	49,15
Abr.	21,42	4,64	50,57	49,43
May.	19,34	2,88	50,04	49,96
Jun.	17,10	9,76	50,79	49,21
Jul.	16,16	8,38	49,68	50,32
Ago.	17,59	25,65	52,79	47,21
Sep.	17,22	8,71	50,48	49,52
Oct.	18,91	-2,63	47,33	52,67
Nov.				
Dic.				
ACUM.	18,51	7,23	50,22	49,78

- (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.

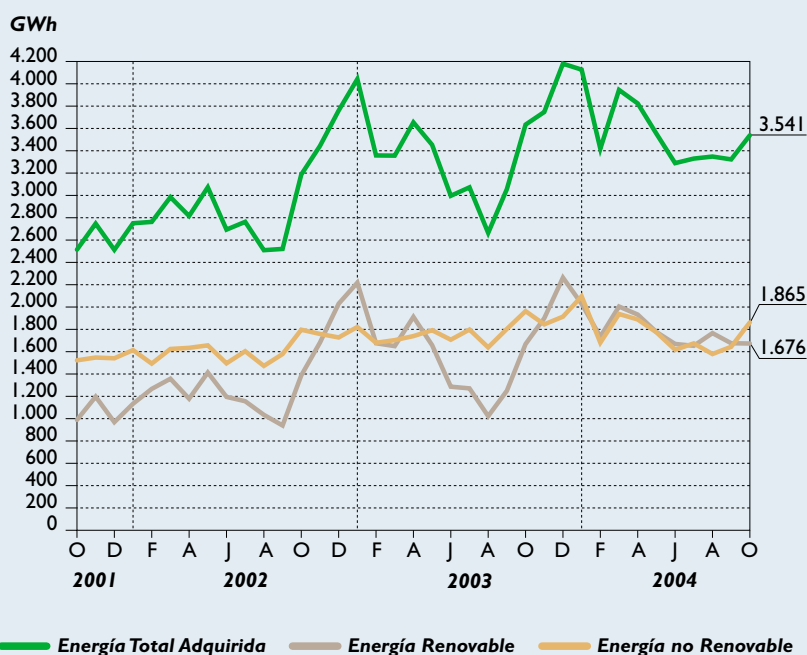


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 6,010 c€/kWh y mínimo de 2,731 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,270 c€/kWh y los 1,460 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

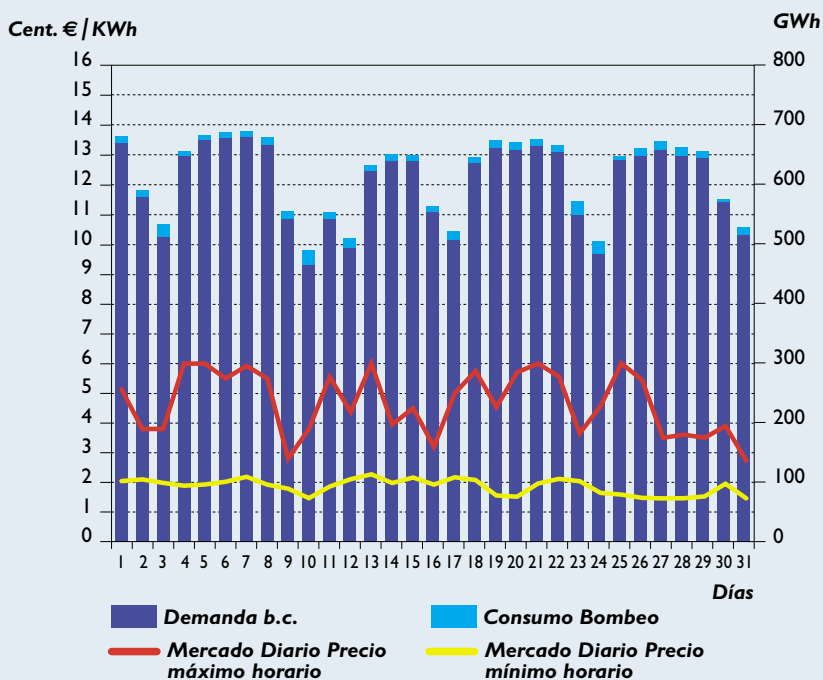


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	15.872	78,9	Distribuidoras	8.890	44,2
- Producción Interior	15.312		- Mercado Diario	8.985	
- Importación	559		- Mercados Intradiarios	-95	
Francia	547		Comercializadoras	6.791	33,8
Portugal	12		- Mercado Diario	5.760	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	1.031	
Mercados Intradiarios	1.144	5,7	Consumidores Cualificados	1	0,0
- Producción Interior	1.075		Demanda Bombeo	456	2,3
- Importación	69		Exportación	946	4,7
Francia	17		- Portugal	596	
Portugal	52		- Marruecos	197	
Marruecos	0		- Andorra	25	
Indisponibilidades	-72	-0,4	- Francia	128	
Operación del Sistema (1)	87	0,4	Ajuste demanda	-54	-0,3
TOTAL MERCADO	17.031	84,6	TOTAL MERCADO	17.031	84,6
Contratos Bilaterales (2)	178	0,9	Contratos Bilaterales (2)	178	0,9
Energía programada en Régimen Especial	2.910	14,5	Energía adquirida al Régimen Especial	2.910	14,5
TOTAL	20.119	100	TOTAL	20.119	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

Octubre 2004

- Mayor número de líneas cargadas respecto al mismo mes del año anterior.
- En el mes de octubre la tasa de indisponibilidad en líneas de Red Eléctrica se sitúa en el 2,601 frente a los 4,115 del mismo período del año 2003.

I. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE, RdT

INSTALACIONES EN SERVICIO

		400 kV	≤ 220 kV
Líneas	Longitud (km)	16.516	16.382 (*)
Subestaciones	Posiciones	805	1.793
Transformación (I)	Número de unidades	93	1
Reactancias	Número de unidades	25	42
Cables	Número de Circuitos	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-
Cables	Número de Circuitos	3	-
Subterráneos	Longitud (km)	27	-

(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)	16.026	205	16.231	285
Subestaciones	Posiciones	668	42	710	95
Transformación	Nº de unidades	51	10	61	32
	MVA	27.113	4.440	31.553	16.206
Reactancias	Nº de unidades	24	1	25	-
	MVAr	3.600	150	3.750	-
Cables	Nº de Circuitos	1	-	1	-
Submarinos	Longitud (km)	13	-	13	-
Cables	Nº de Circuitos	3	-	3	-
Subterráneos	Longitud (km)	27	-	27	-

(*) Instalaciones adquiridas a Endesa y Unión Fenosa.

CUADRO 2

Instalaciones ≤ 220 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	(*)
Líneas	Longitud (km)	4.440	6.851 (I)	11.291	5.091 (I)
Subestaciones	Posiciones	250	885	1.135	658
Transformación	Nº de unidades	1	-	1	-
	MVA	63	-	63	-
Reactancias	Nº de unidades	9	7	16	26
	MVAr	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 cuatro líneas han superado el 70% de su capacidad térmica de invierno, y ninguna ha alcanzado una carga media superior al 50% de su capacidad térmica de invierno.

En 220 kV treinta y cuatro líneas han registrado cargas máximas superiores al 70% de su capacidad térmica de invierno y cuatro 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%

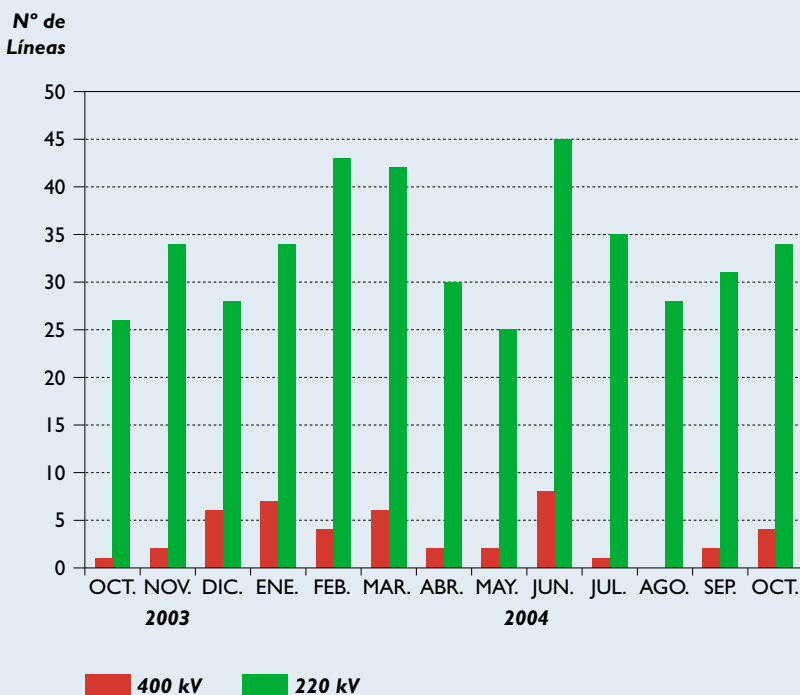


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

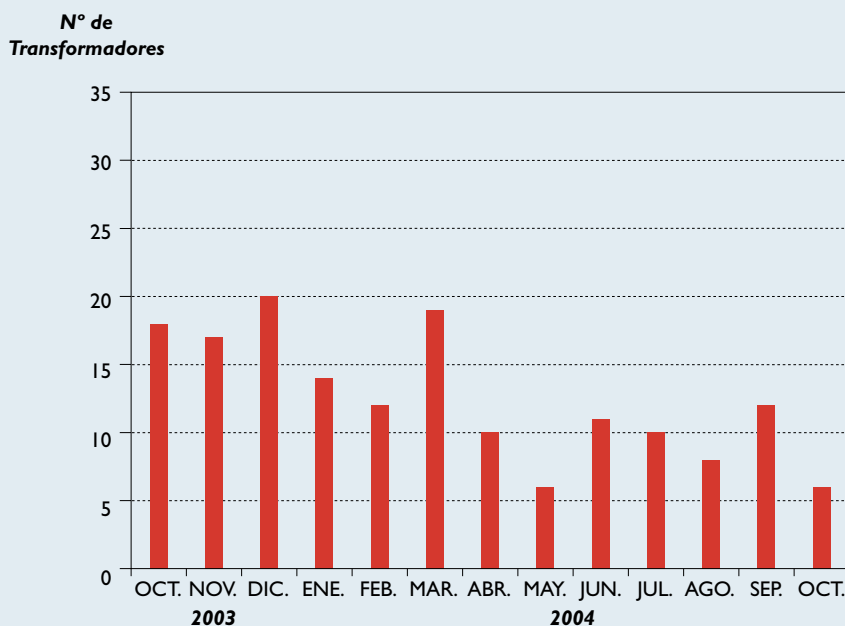


GRÁFICO 2

Este mes seis transformadores han superado una carga máxima del 80%, uno de ellos registra una carga media superior al 65%.

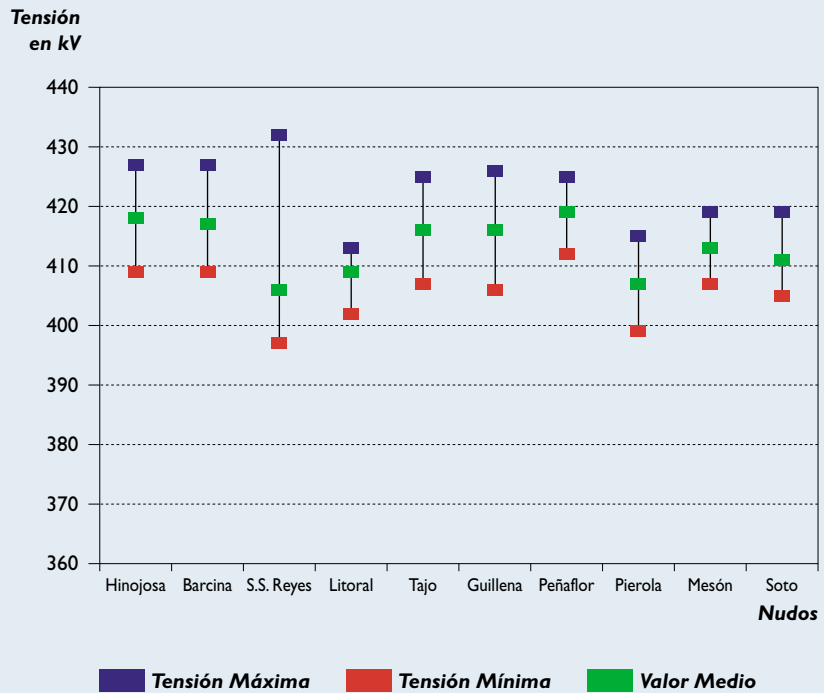
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 389 kV en Escombreras y Vic y los 442 kV en J.M. Oriol. El 37% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 18% entre 420 y 425 kV. El 1% de las medidas superan los 430 kV.

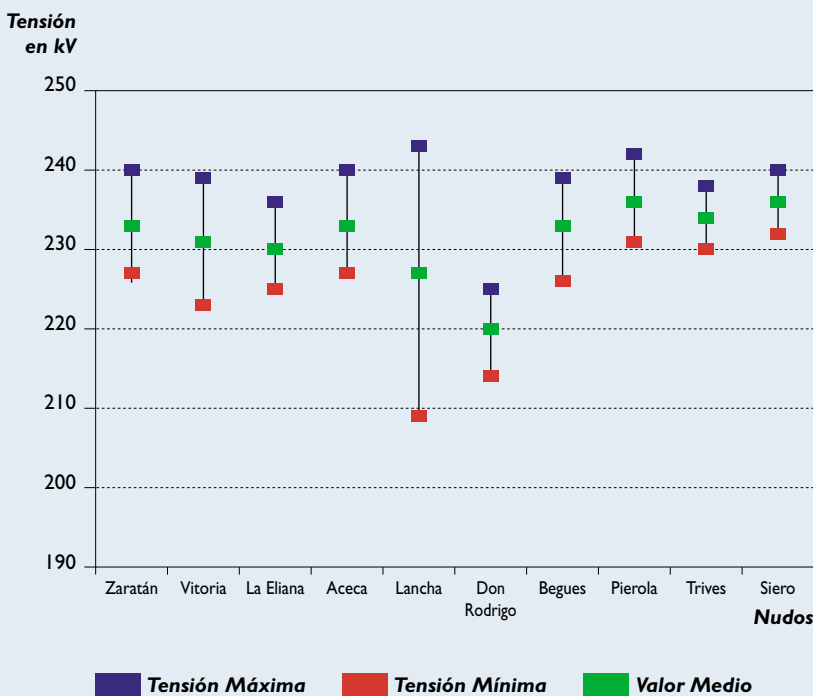
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 202 kV de Benahadux y los 242 kV registrados en P. Suert. El 45% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 29% entre 235 y 240 kV. Un 2% de las medidas superan los 240 kV.

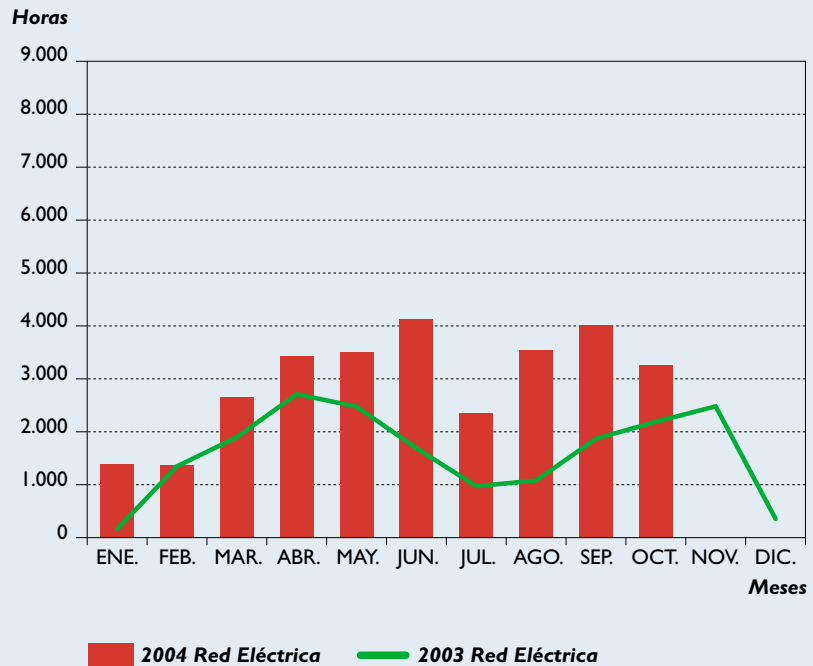
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Líneas de 220 kV Ascó-Ribarroja, Puente San Fernando-S.S.Reyes y Aceca-Madrideojos para mantenimiento de la línea.
- Líneas de 220 kV Siero-P.S.Miguel I para reparar estructura.
- Líneas de 400 kV Almaraz-J.M.Oriol, Catadau-Olmedilla, Arañuelo-J.M. Oriol y Morata-Moraleja para mantenimiento de la línea.

DESCARGOS EN LÍNEAS POR MANTENIMIENTO



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.

GRÁFICO 5

CAUSAS DE DESCARGOS DE RED ELÉCTRICA

Horas de Descargos

	Líneas		Transformadores	
	Por Mantenimiento	Otras Causas	Por Mantenimiento	Otras Causas
400 kV	636	3.446	612	6
220 kV	2.623	2.378	0	0
< 220 kV	6	0	0	0

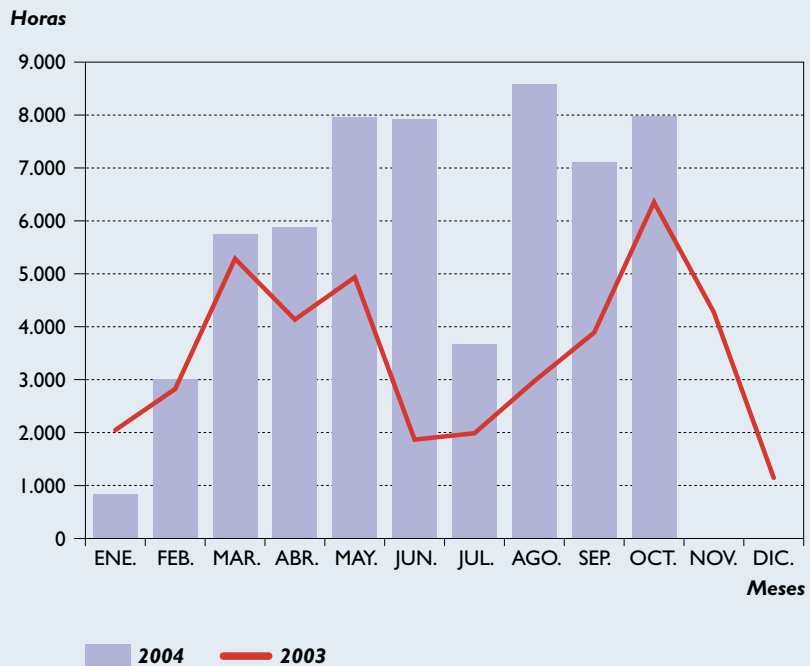
CUADRO 4



DESCARGOS

- Subestación de 400 kV Arañuelo salida J.M.Oriol para revisión de la posición.
- Subestación de 400 kV La Plana, posición adyacente a barras 2 de la salida Eliana 2, para revisar el interruptor.
- Subestación de 400 kV Cartelle, posición adyacente a barras 1 de la salida Mesón, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 400 kV Hernani salida Argia para revisar equipos de la posición.

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	2.961	3.701	6.662
Barras	220	1.104	1.324
TOTAL	3.180	4.805	7.986

- Subestación de 220 kV Aldeadávila, posición Villarino 3, para revisar los equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Compostilla, posición Acoplamiento, para revisar interruptor.
- Subestación de 220 kV Compostilla, posición Montearenas 2, para revisar los equipos de la posición.

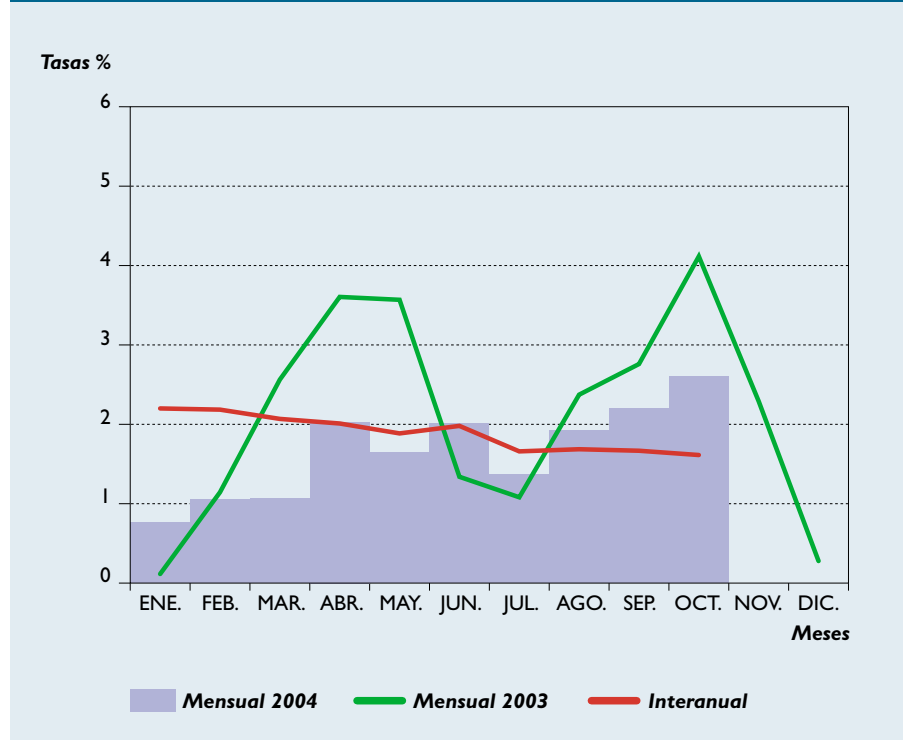
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad mensual del año 2004 incluye los nuevos activos adquiridos. Para el cálculo de la tasa de indisponibilidad interanual no se tiene en cuenta los nuevos activos adquiridos.

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	0,908	0,738
Indisponibilidades Fortuitas	0,013	0,020
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	0,921	0,758
Por Otras Causas	1,680	0,855
TOTAL	2,601	1,613

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

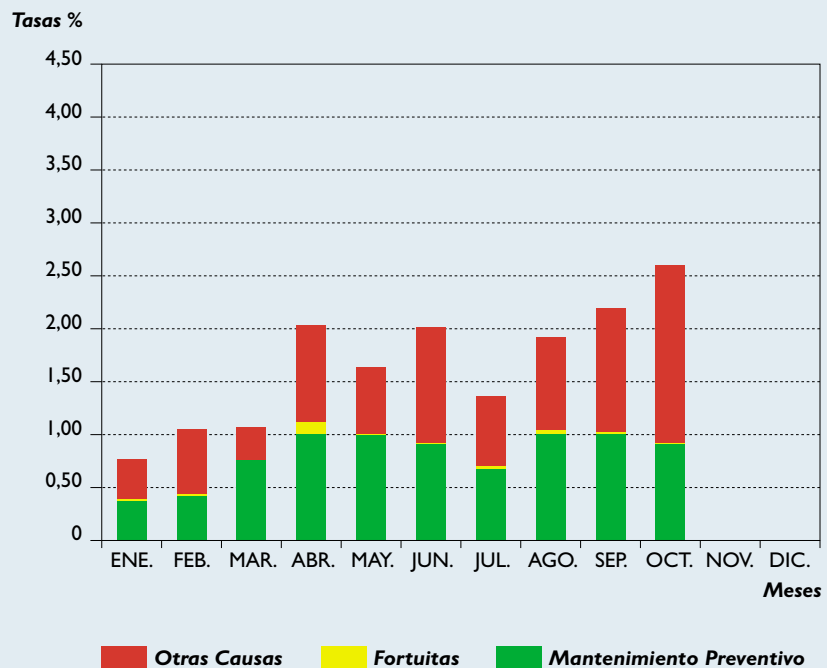
$$Tasa = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n T_i} * 100$$

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)



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	2	27
	220 kV	1	1	61
	< 220 kV	0	0	3
Transformadores	400/220/132 kV	0	1	5

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	1	15	13
	220 kV	6	27	30
	< de 220 kV	0	3	0
Transformadores	400/220/132 kV	3	3	0

CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de octubre se han registrado tres cortes de mercado en instalaciones de la Red de Transporte. Dos de ellos en instalaciones de otros transportistas en Valencia. El primero con una energía no suministrada de 0,11 MWh y debido a agentes atmosféricos; como consecuencia se produce el segundo con una energía no suministrada de 0,22 MWh. El tercero tuvo lugar en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica en Madrid de 2,98 MWh por fallo de equipo.

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

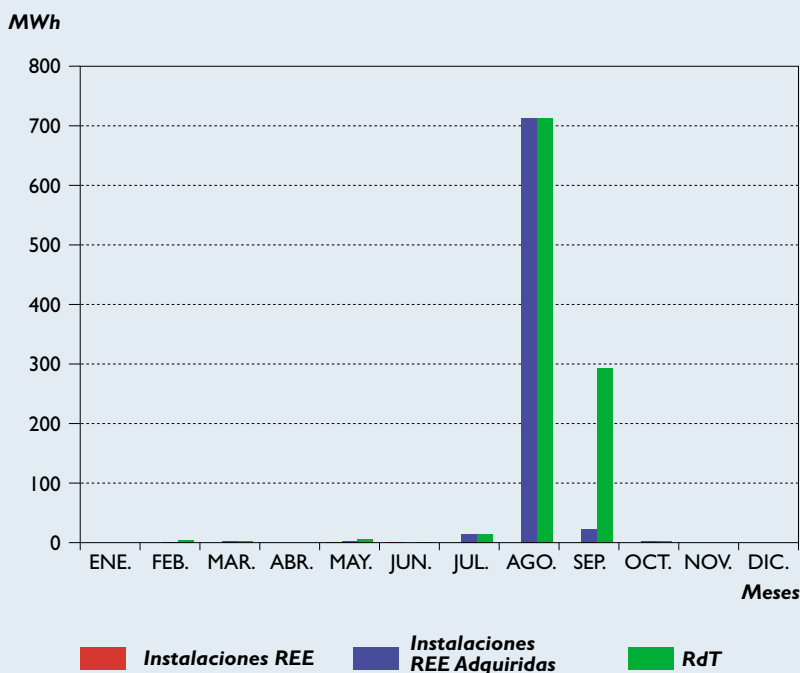


GRÁFICO 9

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM

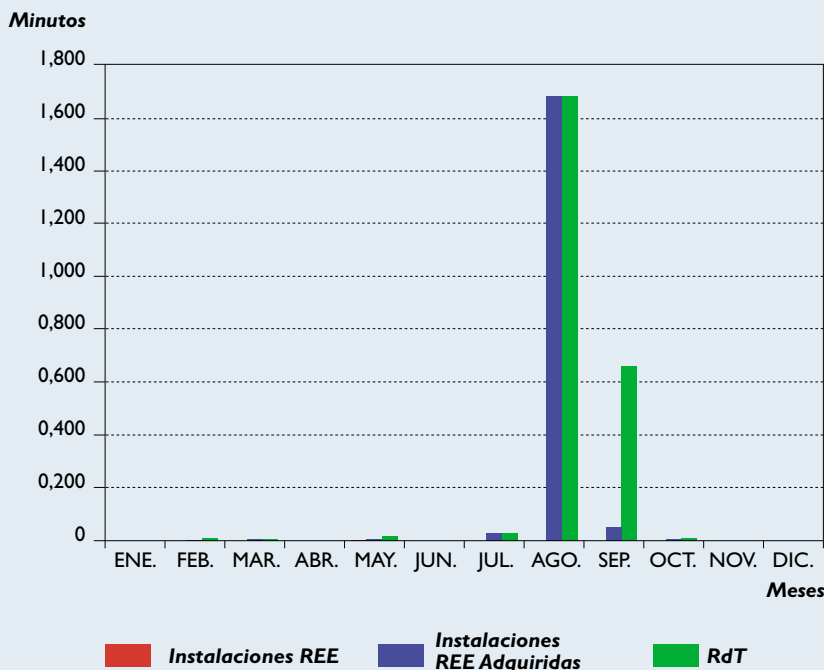


GRÁFICO 10

En el mes de octubre 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 0,007 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,008 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